
Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TIDE

Accesso ed erogazione del servizio di dispacciamento,
organizzazione dei mercati

Versione con commenti

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		5
Art. 2.1 Punti di connessione		5
Art. 2.2 Immissioni e prelievi nel sistema elettrico		6
Art. 2.3 Titolarità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		7
Art. 2.4 Mappatura delle Unità di Produzione (UP)		8
Art. 2.5 Mappatura delle Unità di Consumo (UC)		11
Art. 2.6 Mappatura delle Unità di Importazione (UI) e delle Unità di Esportazione (UE)		12
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)		12
Art. 2.8 Pubblicazione dei criteri di identificazione		12
Art. 2.9 Capacità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		13

3	Contratti	16
Art. 3.1	Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione	16
Art. 3.2	Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali	18
Art. 3.3	Contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica	20
Art. 3.4	Contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia	22
4	Regole del mercato	24
Art. 4.1	Regole per il dispacciamento	24
Art. 4.2	Disciplina del mercato dell'energia elettrica	24
Art. 4.3	Regolamento della Piattaforma per Conti Energia	25
Art. 4.4	Convenzione tra TERNA e Gestore dei Mercati Energetici (GME)	25
Art. 4.5	Convenzione tra TERNA e Gestore del SII	26
5	Modello zonale della rete rilevante	27
Art. 5.1	Finalità del modello zonale	27
Art. 5.2	Aggiornamento del modello zonale	27
Art. 5.3	Analisi preliminare	27
Art. 5.4	Revisione formale	28
Art. 5.5	Approvazione del modello zonale	29
II Servizi ancillari nazionali		31
6	Servizi ancillari nazionali globali	32
Art. 6.1	Classificazione dei Servizi ancillari nazionali globali	32
Art. 6.2	Servizi ancillari per il bilanciamento	34
Art. 6.3	Servizi ancillari non relativi alla frequenza	39
Art. 6.4	Servizio di modulazione straordinaria	40
Art. 6.5	Perimetri per i servizi ancillari nazionali globali	41
Art. 6.6	Modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	43
7	Servizi ancillari nazionali locali	45
III Aggregazioni rilevanti		47
8	Aggregazioni ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	48
Art. 8.1	Erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	48
Art. 8.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS)	50
Art. 8.3	Unità Virtuali Abilitate (UVA)	51

Art. 8.4	Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	55
Art. 8.5	Abitazione per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento	55
Art. 8.6	Qualifica per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza e del servizio di modulazione straordinaria	58
Art. 8.7	Verifiche a cura dei gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator) (DSO)	58
Art. 8.8	Capacità delle unità ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	60
Art. 8.9	Responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e ai fini del ridispacciamento	61
9	Aggregazioni ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	62
Art. 9.1	Tipologia di aggregati	62
Art. 9.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS) ai fini del diritto a immettere e prelevare	64
Art. 9.3	Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)	64
Art. 9.4	Unità Virtuali non Abilitate (UVnA)	66
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)	69
Art. 9.6	Capacità delle unità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare	71
Art. 9.7	Responsabilità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	72
Art. 9.8	Diligenza, perizia, prudenza e previdenza	72
10	Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia	74
Art. 10.1	Portafogli zonalì	74
Art. 10.2	Portafogli zonalì fisici	75
Art. 10.3	Portafogli zonalì commerciali	77
Art. 10.4	Capacità dei portafogli zonalì	80
Art. 10.5	Portafogli zonalì e operatori di mercato	81
IV Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale		83
11	Organizzazione e finalità del mercato dell'energia elettrica a livello nazionale	84
Art. 11.1	Organizzazione del mercato dell'energia elettrica	84
Art. 11.2	Finalità del mercato dell'energia elettrica	85
Art. 11.3	Periodi rilevanti per le transazioni sul mercato dell'energia elettrica .	86

12 Mercato Elettrico a Termine (MET)	88
Art. 12.1 Oggetto del MET	88
Art. 12.2 Piattaforma per Conti Energia (PCE)	88
Art. 12.3 Allocazione a termine della capacità di trasporto	94
13 Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	97
Art. 13.1 Oggetto del MPE	97
Art. 13.2 Ruolo del GME sul MPE	97
Art. 13.3 Mercato del Giorno Prima	98
Art. 13.4 Consegna fisica dell'energia scambiata su MET	104
Art. 13.5 Mercato Infragiornaliero	107
Art. 13.6 Posizione netta del BRP su Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	113
Art. 13.7 Procedure di <i>back-up</i>	114
14 Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	115
Art. 14.1 Oggetto del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	115
Art. 14.2 Ruolo di TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	116
Art. 14.3 Ruolo del GME sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	117
Art. 14.4 Offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	117
Art. 14.5 <i>Integrated Scheduling Process</i>	119
Art. 14.6 Piattaforme di bilanciamento	125
Art. 14.7 Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali	128
15 Procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali	130
Art. 15.1 Risorse approvvigionate con procedure specifiche	130
Art. 15.2 Approvvigionamento della riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR) e della riserva ultra-rapida di frequenza	130
Art. 15.3 Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria	136
Art. 15.4 Approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali	139
Art. 15.5 Corrispettivi forfettari per i servizi ancillari non relativi alla frequenza	141
16 Mercato per i servizi ancillari nazionali locali	142
V Programmazione delle unità e scambi di energia	
17 Registrazione delle nomine	144
Art. 17.1 Convenzioni di segno	144
Art. 17.2 Piattaforma di nomina	144
18 Programmi di immissione e prelievo	154

Art. 18.1 Tipologia dei programmi	154
Art. 18.2 Programmi base	155
Art. 18.3 Programmi di movimentazione	156
Art. 18.4 Programmi finali	157
19 Scambi e movimentazioni di energia	163
Art. 19.1 Energia immessa e prelevata ai fini del settlement	163
Art. 19.2 Modulazione ai fini del settlement	164
Art. 19.3 Movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamiento	166
VI Regolazione delle partite economiche	
	173
20 Partite economiche	174
Art. 20.1 Convenzioni di segno per le partite economiche	174
Art. 20.2 Partite economiche regolate con GME	174
Art. 20.3 Partite economiche regolate con TERNA	175
Art. 20.4 Partite economiche fra TERNA e GME	178
21 Corrispettivi di sbilanciamento	180
Art. 21.1 Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento	180
Art. 21.2 Determinazione del corrispettivo di sbilanciamento	180
Art. 21.3 Sbilanciamento delle unità, UCP e UCS	181
Art. 21.4 Macrozone di sbilanciamento	184
Art. 21.5 Prezzi di sbilanciamento	189
Art. 21.6 Pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento	194
22 Corrispettivi per le movimentazioni	196
Art. 22.1 Corrispettivo di mancata movimentazione	196
Art. 22.2 Corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento	197
Art. 22.3 Corrispettivi di compensazione	204
23 Corrispettivi di neutralità	210
Art. 23.1 Finalità generale dei corrispettivi di neutralità	210
Art. 23.2 Corrispettivi di sbilanciamento a programma	210
Art. 23.3 Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto	212
Art. 23.4 Corrispettivi di non arbitraggio	217
Art. 23.5 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale	222
24 Corrispettivo di dispacciamento	226
Art. 24.1 Finalità del corrispettivo di dispacciamento	226

Art. 24.2	Determinazione del corrispettivo di dispacciamento	226
Art. 24.3	Corrispettivo <i>uplift</i> a copertura dei costi per l’approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	228
Art. 24.4	Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema	233
Art. 24.5	Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA ai fini del dispacciamento	236
Art. 24.6	Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria	237
Art. 24.7	Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica . . .	239
Art. 24.8	Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento	241
25	<i>Settlement</i> in caso di inadeguatezza del sistema	245
Art. 25.1	Inadeguatezza del sistema	245
Art. 25.2	Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza	246
Art. 25.3	Movimentazioni in condizioni di inadeguatezza	247
Art. 25.4	Remunerazione dei margini a salire in condizioni di inadeguatezza . .	248
Art. 25.5	Determinazione dell’energia prelevata in condizioni di inadeguatezza	249
26	Inadempimenti e garanzie	252
Art. 26.1	Sistema di garanzie predisposto da GME	252
Art. 26.2	Sistema di garanzie predisposto da TERNA	252
VII Disposizioni transitorie e finali		255
27	Obblighi informativi	256
Art. 27.1	Obblighi informativi in capo a GME	256
Art. 27.2	Obblighi informativi in capo a TERNA	256
28	Disposizioni transitorie e finali	260
Art. 28.1	Raccordo con il Testo Integrato Monitoraggio Mercati (TIMM) . . .	260
Art. 28.2	Raccordo con la Deliberazione 111/06 [41]	260
Art. 28.3	Raccordo con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]	261
Art. 28.4	Approvvigionamento transitorio della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza	263
Art. 28.5	Punti di dispacciamento	265
Art. 28.6	Ordini di dispacciamento e <i>baseline</i> per le Unità Virtuale Nodale (UVN)	265
Art. 28.7	Condizioni di emergenza	266
Art. 28.8	Macrozone per i prezzi di sbilanciamento	266

Art. 28.9 Sviluppo del modello e dell'algoritmo di ottimizzazione per l'Integrated Scheduling Process	267
Art. 28.10 Fase transitoria per la programmazione	268
Art. 28.11 Entrata in vigore del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) e processo di implementazione	270

VIII Glossario, acronimi e variabili	273
---	------------

Glossario	274
Acronimi	292
Elenco delle variabili	297

IX Riferimenti normativi	311
---------------------------------	------------

Atti e Decisioni Europee	312
Leggi e Decreti dello Stato Italiano	314
Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri	316
Atti dell'Autorità	318

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 [41]): tale numero è un link attivo che rimanda ai riferimenti completi, riportati nella Parte IX “[Riferimenti normativi](#)” a pagina 313 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 296. Il significato dell’acronimo può essere un termine esplicitato nel Glossario alla pagina 291 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 309 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 [19] 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.

Il quadro normativo europeo, e più precisamente il Regolamento (UE) 2019/943 [1] non riporta una definizione puntuale di dispacciamento, ma solamente del ridispacciamento inteso come *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*. Complementariamente si può quindi assumere che a livello europeo il dispacciamento consista nella definizione iniziale dei profili di generazione e carico prima di eventuali modifiche legate al ridispacciamento degli stessi. Tale definizione non è comunque presente in esplicito nel corpus normativo dell'UE, ma si può desumere dal documento *Electricity Market Design Initiative: Impact Assessment* (SWD/2016/0410 final) con il quale la Commissione Europea aveva accompagnato i lavori che hanno portato all'adozione del Regolamento (UE) 2019/943 [1] e nel quale l'intento di differenziare dispacciamento e ridispacciamento appariva in modo esplicito.

A livello nazionale, invece, con il termine dispacciamento si è storicamente inteso il servizio definito dal Decreto Legislativo 79/99 [19] come: *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*. Tale servizio include, quindi, sia il dispacciamento sia il ridispacciamento per come intesi a livello europeo.

Il TIDE con il termine **dispacciamento** fa riferimento alla definizione storicamente adottata a livello nazionale, includendo in tale accezione, pertanto, sia l'iniziale definizione dei profili di generazione e carico sia il successivo **ridispacciamento**.

Il **dispacciamento** deve quindi essere inteso come il *servizio* assegnato in concessione a TERNA grazie al quale è possibile garantire ai clienti finali la possibilità di prelevare, in sicurezza e nel rispetto di determinati standard di qualità, l'energia destinata ai loro usi. In particolare tutti gli **utenti del sistema** sono tenuti a fornire un proprio programma di immissione e prelievo (che rappresenta una prima definizione dei profili di generazione e carico): detto programma può essere determinato con un maggiore grado di precisione per le cosiddette fonti programmabili e alcune tipologie di carichi (per le quali di fatto è garantita una controllabilità della produzione in tempo reale), mentre per le cosiddette fonti non programmabili e la maggior parte dei carichi il programma è definito sulla base delle migliori stime

disponibili. Sono quindi inevitabili scostamenti in tempo reale rispetto ai relativi programmi.

È quindi necessario che un soggetto (il concessionario del servizio di dispacciamento, che è anche gestore del sistema di trasmissione (**gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator) (TSO)**) si faccia carico di assicurare il bilanciamento fra immissioni e prelievi, gestendo tutti gli aspetti legati alla sicurezza della rete (regolazione di frequenza, tensione ecc...). Per tali fini, il **TSO** si approvvigiona delle risorse necessarie dagli stessi produttori o consumatori di energia (ad esempio tramite variazioni delle immissioni o dei prelievi qualora necessario, cosiddetto **ridispacciamento**), da selezionare, ove possibile, con criteri di ottimizzazione economica. Per tale attività il **TSO** usualmente fa affidamento sia sui programmi degli **utenti del sistema** per quanto riguarda le cosiddette fonti programmabili sia sulle proprie stime di immissione e prelievo.

L'esercizio in sicurezza del sistema elettrico comporta un legame fra servizio di dispacciamento e servizio di trasporto dell'energia elettrica, dove con servizio di trasporto si intende l'attività svolta dai gestori delle reti di trasmissione (**TERNA**) e distribuzione (**DSO**) per il trasporto dell'energia dai luoghi di produzione ai luoghi di consegna ai clienti finali. Servizio di dispacciamento e servizio di trasporto sono pertanto correlati.

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

Rispetto a quanto previsto con la Deliberazione 111/06 [41], non si fa più separato riferimento ai punti di immissione e ai punti di prelievo in quanto il sistema elettrico si è nel frattempo evoluto con la presenza sempre più frequente di cosiddetti punti misti tramite i quali possono avvenire sia immissioni sia prelievi. In particolare non sono rare situazioni in cui sotto il medesimo punto misto vi siano più UP, caratterizzate da fonti diverse (per esempio impianto di cogenerazione e impianto fotovoltaico) oltre che una UC: il TIDE tiene conto di queste situazioni riferendo le immissioni e i prelievi direttamente alle singole UP e UC, indipendentemente dal fatto che siano connesse a punti di connessione separati o allo stesso punto di connessione. Ciò è coerente con quanto attualmente previsto dalla regolazione vigente in materia di misura, secondo cui, qualora sotto un unico punto di connessione vi siano più UP, la misura dell'energia elettrica immessa è ripartita fra le singole UP.

Per quanto riguarda i punti di interconnessione con l'estero, lo scambio di energia può avvenire tramite due distinte modalità:

1. scambio programmato alla frontiera garantito dai TSO tramite meccanismi di controllo automatico nell'ambito della regolazione di frequenza potenza
2. scambio attraverso punti non associati al controllo automatico.

Nel caso 1, gli scambi di energia sono controllati automaticamente da TERNA con i TSO confinanti. Dal punto di vista commerciale la capacità di trasporto è attribuita tramite allocazione esplicita o tramite allocazione implicita nel rispetto del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], del Regolamento (UE) 2016/1719 [3] e del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]. In particolare sui confini con Francia, Austria, Slovenia e Grecia, che appartengono all'UE, l'allocazione esplicita è consentita solamente su base annuale e mensile, mentre per i confini con Svizzera e Montenegro,

che non appartengono alla UE, l'allocazione esplicita è per il momento l'unica possibile in tutti gli orizzonti temporali. Le importazioni e le esportazioni relative alla capacità allocata in modo esplicito sono riferite a specifiche unità virtuali distinte per ciascuna frontiera denominate **UIE** e **UEE**. Le importazioni e le esportazioni relative alla capacità allocata in modo implicito sono invece gestite come scambi di energia fra i **Nominated Electricity Market Operators (NEMOs)** per quanto riguarda **Mercato del Giorno Prima (MGP)** e **Mercato Infragiornaliero (MI)** e come scambi di energia fra i **TSO** per quanto riguarda le **piattaforme di bilanciamento**.

Nel caso 2 gli scambi sono trattati come se avvenissero fra punti fisici connessi al sistema nazionale: tuttavia, essendoci condizioni tariffarie e di dispacciamento specifiche per queste situazioni (vedasi ad esempio San Marino e Città del Vaticano), si è ritenuto opportuno mantenere detti punti differenziati. Sono quindi state introdotte le **UI** e le **UE**.

Inoltre le infrastrutture non associate al controllo degli **scambi programmati** sono usualmente riferite a connessioni dirette con le reti di paesi esteri a livello di rete di distribuzione o di trasmissione per le quali la capacità di trasporto non è allocata secondo i criteri del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], ma gestita direttamente dalle parti; in alcuni casi si possono avere connessioni dirette di piccoli impianti di generazione localizzati all'estero oppure di punti di prelievo di paesi esteri (ad esempio San Marino e Città del Vaticano). Come per i punti di connessione, anche queste infrastrutture possono essere utilizzate esclusivamente in importazione, oppure esclusivamente in esportazione oppure sia per importare sia per esportare.

ARTICOLO 1-2.3

Titolarità 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 [42]
- 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 [42]
- in deroga ai punti precedenti **TERNA**, secondo le modalità previste dalla Deliberazione 109/2021/R/eel [42], 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 risultarabilitata 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**.

La mappatura delle UP è demandata a **TERNA** nell'ambito del **Codice di Rete** a partire dai gruppi di generazione presenti su **GAUDÌ** sulla base di una adeguata analisi tecnica.

Le UP, di norma, non possono eccedere la dimensione di un **impianto di produzione**. È comunque possibile per **TERNA** aggregare più **impianti di produzione** in una singola UP qualora la produzione di un **impianto di produzione** dipenda dalla produzione degli altri **impianti di produzione** e vi sia univocità della fonte primaria. Questo è il caso, ad esempio, delle aste idroelettriche.

I **sistemi di accumulo** possono costituire UP a se stanti oppure possono essere parte di una più ampia UP insieme ad altre sezioni o gruppi dello stesso **impianto di produzione** in cui sono inseriti.

Fanno eccezione le **risorse di stoccaggio 210/2021** che dovranno necessariamente costituire UP indipendenti.

In continuità con quanto previsto dalla Deliberazione 109/2021/R/eel [42] e dalla Deliberazione 285/2022/R/eel [43] i prelievi per l'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** possono essere contabilizzati all'interno delle UP e come tali valorizzati a prezzo zonale su **MGP** e esentati dal pagamento dei corrispettivi di dispacciamento, di trasmissione e distribuzione e delle componenti a copertura degli oneri di sistema di competenza dei prelievi. Tali prelievi, di fatto, costituiscono delle immissioni negative. A tal proposito, in continuità con la Deliberazione 285/2022/R/eel [43] il **TIDE** prevede la creazione di specifiche UP dedicate esclusivamente ai **servizi ausiliari di generazione**.

I prelievi dei **sistemi di accumulo** destinati alla reimmissione in rete devono essere necessariamente inclusi nelle UP cui sono riferite le immissioni del **sistema di accumulo**, costituendo una immissione negativa. Ciò rappresenta una novità rispetto alla Deliberazione 109/2021/R/eel [42] che consentiva la contabilizzazione di detti prelievi dentro le UP solamente su istanza del **gestore della UP**. Con il **TIDE** l'istanza non è più necessaria, in quanto la contabilizzazione dentro le UP è l'unica possibile: il **gestore della UP** è comunque tenuto a presentare una certificazione asseverata per la determinazione della potenza destinata alla reimmissione in rete.

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 [20] 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.

La classificazione delle UP in diverse tipologie è stata aggiornata rispetto a quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41] per tenere conto dell'evoluzione della normativa nazionale in materia di impianti di produzione e delle nuove esigenze legate al dispacciamento e al relativo monitoraggio.

In particolare, rispetto alla Deliberazione 111/06 [41], la classificazione segue criteri esclusivamente tecnologici, evitando di differenziare le tipologie in funzione dello specifico regime commerciale o di incentivazione (come invece accadeva per le unità di produzione in ritiro dedicato, le UP in scambio sul posto e le UP con tariffa fissa onnicomprensiva o per le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico) o in funzione della taglia (come invece accadeva con il concetto di rilevanza sopra i 10 MVA). Permangono, quindi, solamente criteri legati alla tipologia di fonte, a loro volta legati alle priorità di dispacciamento attribuite a certe tipologie dal quadro legislativo nazionale. Si differenziano, quindi:

- 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 di stoccaggio costituite da una risorsa di stoccaggio 210/2021
- e) UP di stoccaggio non costituite da risorse di stoccaggio 210/2021
- f) UP per i servizi ausiliari
- g) UP diverse da quelle di cui ai punti precedenti (sostanzialmente UP fossili)

Non è necessario suddividere ulteriormente le UP fossili in tecnologie in quanto per le UAS è previsto lo *unit bidding* e, pertanto, la separazione delle transazioni sulle varie unità (e conseguentemente tecnologie) risulta automatica.

Le risorse di stoccaggio 210/2021, costituendo UP a se stanti, sono automaticamente classificate nella tipologia di cui alla lettera d..

Gli altri sistemi di accumulo, invece, possono rientrare sia nella tipologia di cui alla lettera e., qualora costituiscano UP a se stanti, sia in una delle altre tipologie qualora inserite in UP assieme ad altre sezioni o gruppi dello stesso impianto di produzione

Le centrali ibride di cui all'Articolo 2, lettera d), del Decreto Legislativo 387/03 [20] sono usualmente classificate fra le tipologie alimentate da fonti non rinnovabili, tuttavia è data facoltà al produttore di chiedere la classificazione fra le fonti rinnovabili qualora la producibilità imputabile alle fonti rinnovabili sia almeno pari al 50% della producibilità complessiva. Non è possibile utilizzare a questo fine la produzione effettiva dell'impianto in quanto essa è nota solo a consuntivo, mentre ai fini del dispacciamento la classificazione in tipologie è rilevante ex-ante.

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).

L'anagrafica delle UC è da tempo un compito attribuito al SII che raccoglie tutti i dati tecnici e i relativi dati di misura, rendendoli disponibili ai soggetti che ne hanno titolo. Ai fini del TIDE si ritiene opportuno avvalersi di tale mappatura, che è già esaustiva, e non prevedere duplicati.

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.

Non è necessario chiedere a **TERNA** di pubblicare i criteri relativi alle **UC**, in quanto per essi vale la mappatura di cui al **TIC**.

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 [42]. 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

Le UP possono prelevare energia:

- destinata ai sistemi di accumulo con finalità di reimmissione in rete
- destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione.

Per le unità oggi abilitate a mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, l'aggiornamento sulla disponibilità ai fini della determinazione della potenza massima K_{up}^{Imax} avviene nell'ambito del cosiddetto RUP dinamico. Per le altre UP non è invece attualmente previsto alcun tipo di aggiornamento.

Con il TIDE si intende prevedere un aggiornamento specifico per tutte le UP al fine di prevenire programmazioni incoerenti. Tale aggiornamento può avvenire:

- a cura del BRP che fornisce il nuovo valore di K_{up}^{Imax}
- automaticamente ad opera di TERNA per le UP a fonte solare tramite l'applicazione di una curva di modulazione atta a tenere conto delle prestazioni dell'unità al variare della stagionalità e delle ore del giorno.

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 [44]. Le UC non hanno capacità in immissione.

Rispetto a quanto previsto con la Deliberazione 111/06 [41], il TIDE introduce una capacità massima di prelievo per ciascuna UC al fine di garantire una programmazione coerente con l'effettiva potenza prelevabile da ciascuna unità.

In particolare si ritiene opportuno utilizzare la potenza disponibile in prelievo come caricata sul SII. Ciò, peraltro, incentiva ad aggiornare tale dato all'occorrenza, allineando le informazioni che rilevano ai fini dell'esercizio della connessione (che sono riflesse usualmente nel dato della potenza disponibile) con quelle che rilevano ai fini del dispacciamento.

L'informazione disponibile sul SII sarà trasferita a TERNA secondo modalità definite nella convenzione fra TERNA e Gestore del SII di cui alla Sezione 4.5.

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.

Per come si è evoluto il quadro regolatorio nazionale, al contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica è associata la regolazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione e degli oneri generali di sistema che è applicata solamente ai prelievi e non alle immissioni. Per tale motivo detto contratto è richiesto per le **UC** e per le **UE** (si veda per le **UE** la Deliberazione 576/2021/R/eel [45]), mentre non è previsto per le **UP** e le **UI**.

Il contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica non è altresì previsto per i punti di interconnessione associati al controllo degli scambi programmati: a tal proposito **TERNA**, che è titolare di tali punti, è esentata dalla stipula di detto contratto.

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.

Il contratto di dispacciamento in immissione include tutte le risorse che rientrano nelle unità di immissione e nelle unità di scambio con l'estero unitamente alle UCS che hanno valenza di immissione e prelievo, mentre il contratto di dispacciamento include tutte le risorse che rientrano nelle unità di prelievo, unitamente alle UCP che hanno valenza di solo prelievo

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).

L'assenza di un contratto di dispacciamento attivo è monitorata da TERNA per le immissioni e dall'AU tramite il SII per il prelievo secondo criteri disciplinati al di fuori del TIDE.

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.

Per i **servizi ancillari per il bilanciamento** e per il **ridispacciamento** la stipula del contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** è sempre obbligatoria in quanto detti servizi possono essere erogati esclusivamente per il tramite dei **BSP**. Si rinvia alle Sezioni 14 e 15 per ulteriori dettagli.

Per i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e il **servizio di modulazione straordinaria** la situazione è più variegata.

I **servizi ancillari non relativi alla frequenza** sono, infatti, erogati obbligatoriamente da tutte le **UP, UC, UI e UE** qualificate per detti servizi ai sensi della Sezione 8.6. **TERNA** assicura nell'ambito del **ridispacciamento** che sia presente in servizio un numero adeguato di tali risorse. Non si tratta, quindi, di un approvvigionamento esplicito, ma di una copertura implicita del fabbisogno tramite **ridispacciamento**. Non è quindi necessario prevedere la stipula di uno specifico contratto, in quanto la movimentazione, se necessaria, può avvenire nell'ambito del **ridispacciamento** per il quale la stipula del contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** è obbligatoria. In deroga alla verifica implicita nell'ambito del **ridispacciamento** **TERNA** può prevedere anche procedure di approvvigionamento a termine ai sensi della Sezione 15.4 con stipula di contratti specifici direttamente con i **BSP**. In questo caso i **titolari delle risorse connesse al sistema elettrico** che intendono partecipare a dette procedure di approvvigionamento a termine sono tenuti a stipulare, direttamente o per il tramite di terzi, il contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** per acquisire la qualifica di **BSP**, in analogia a quanto previsto per gli altri **servizi ancillari nazionali globali** offerti dal **BSP**. Infine sempre con riferimento ai **servizi ancillari non relativi alla frequenza**, **TERNA** può prevedere corrispettivi forfettari a copertura delle perdite di energia attiva

sostenute per l'erogazione di tali servizi: in questo caso, dato che i corrispettivi sono erogati ai BSP, la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali è obbligatoria.

Il servizio di modulazione straordinaria è anch'esso erogato da tutte le UP, UC, UI e UE qualificate per detto servizio. TERNA si approvvigiona alternativamente tramite procedure di mercato o asservimento obbligatorio. Nel primo caso TERNA specifica nel Codice di Rete se i contratti sono stipulati direttamente con titolare delle risorse connesse al sistema elettrico oppure se sono stipulati con i BSP. In quest'ultimo caso la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali diventa obbligatoria.

I servizi ancillari nazionali globali possono essere erogati da risorse localizzate sul territorio nazionale o da risorse localizzate sulle reti dei paesi terzi. Nel primo caso il contratto è stipulato direttamente dal relativo titolare o da un BSP da loro delegato. Nel secondo caso occorre fare una ulteriore distinzione:

- per le risorse localizzate sulla rete dei TSO esteri, l'erogazione dei servizi è gestita tramite un modello TSO-TSO ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4] per il tramite delle piattaforme di bilanciamento; la risorsa deve, pertanto, obbedire alle regole di dispacciamento previste dal TSO a cui è connessa
- le UI e le UE sono equiparate a risorse localizzate sul territorio nazionale; in tal caso il relativo titolare stipula il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali direttamente o per il tramite di un BSP.

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.

Con il TIDE cambia l'accezione di **operatore di mercato**. Se con la Deliberazione 111/06 [41] il concetto riguardava tutti i soggetti abilitati alla registrazione di acquisti e vendite a termine, ora la qualifica viene attribuita esclusivamente ai soggetti che hanno sottoscritto il contratto per la partecipazione al **mercato dell'energia elettrica**, ossia che sono abilitati a presentare offerte su tutte le piattaforme a termine gestite da GME stesso, nonché su MPE. Tali soggetti possono essere BRP, BSP oppure soggetti terzi che operano esclusivamente sulle piattaforme di GME.

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.

I BRP e i BSP possono appoggiarsi ad un **operatore di mercato terzo**. Gli operatori di mercato non BSP e non BRP devono partecipare direttamente.

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**.

Non si prevedono operatori della PCE che non siano anche operatori di mercato o BRP.

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.

In definitiva è lasciata ampia flessibilità ai soggetti nella definizione dei propri ruoli e nell'assunzione dei propri rischi:

- i soggetti *fisici* (gestori delle UP e clienti finali), allacciati alla rete possono direttamente stipulare il contratto di dispacciamento con TERNA direttamente o per il tramite di un soggetto terzo, assumendo gli uni o l'altro il ruolo di BRP
- i soggetti *fisici* possono decidere se, in relazione alla fornitura dei servizi **ancillari nazionali globali**, partecipare direttamente al mercato di tali servizi (assumendo direttamente il ruolo di BSP) oppure per il tramite di un soggetto terzo (coincidente con l'eventuale BRP o con un soggetto ancora diverso), che nel caso assumerebbe tale ruolo
- sono ammesse forme *miste* in cui i soggetti svolgono il ruolo di BRP o BSP in relazione ad una parte delle immissioni e dei prelievi di competenza, demandando ad altri soggetti per la parte non coperta.
- benchè la partecipazione al **mercato dell'energia elettrica** sia di fatto condizione obbligatoria per i BRP e i BSP, essi possono decidere se parteciparvi direttamente, stipulando il contratto col GME, oppure se delegare un soggetto terzo, assumendo gli uni o l'altro il ruolo di **operatore di mercato**
- analoga flessibilità vale per le transazioni a termine che devono essere obbligatoriamente registrate sulla **Piattaforma per Conti Energia (PCE)**: anche in questo caso il BRP può decidere di aderire alla PCE direttamente (diventando quindi **operatore della PCE**) o per il tramite di un **operatore di mercato** terzo.

Le considerazioni svolte per le UP e le UC valgono per analogia anche se riferite alle UI e alle UE.

Fanno eccezione solamente le **risorse di stoccaggio 210/2021** per le quali è prevista la coincidenza obbligatoria fra BSP e BRP. Per tali risorse, infatti, il programma base è definito direttamente da TERNA, mentre al **gestore della UP** rimangono in capo la presentazione delle offerte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento e dei corrispettivi per le movimentazione. Appare quindi logico assegnare dette responsabilità in capo ad un unico soggetto, evitando la separazione fra competenze del BSP e del BRP.

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 [19] 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 [31].

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 [31] 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 [46], 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**.

Si ricorda altresì che **TERNA** predispone un apposito regolamento per la gestione delle congestioni sulle interconnessioni come disciplinato dalla Deliberazione ARG/elt 162/11 [47].

ARTICOLO 1–4.2

Disciplina del mercato dell'energia elettrica

Ai sensi dell'Articolo 5.1 del Decreto Legislativo 79/99 [19], 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** predispose 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**.

In continuità con l'approccio in essere, le regole della piattaforma per conti energia sono separate dal **TIDME**.

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**.

Per l'approvazione del **Codice di Rete** il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [31] prevede esplicitamente il silenzio assenso da parte dell'**Autorità** e del **Ministero** decorsi i 90 giorni dall'invio delle relative proposte. Tale termine è stato ridotto a 45 giorni in sede di approvazione della prima versione del codice stesso.

Per semplicità con il **TIDE** l'**Autorità** intende estendere le medesime modalità (45 giorni e silenzio assenso) anche all'approvazione del regolamento **PCE** e delle convenzioni fra **TERNA** e **GME**.

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 [2], 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 [2].

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 [2] 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 [1] e dall'Articolo 32 del Regolamento (UE) 2015/1222 [2].

I riferimenti sono relativi alla corrente versione del Regolamento (UE) 2015/1222 [2]. Tale regolamento potrà essere oggetto di revisione nei prossimi anni nell'ambito del processo CACM 2.0. A valle dell'approvazione del nuovo regolamento i riferimenti saranno aggiornati.

Non si prevedono comunque modifiche ai contenuti, in quanto il processo descritto nella presente Sezione è già coerente con il dettato del Regolamento (UE) 2019/943 [1] e con le riflessioni che sono già state svolte in merito alla revisione zonale nell'ambito delle consultazioni svolte da ACER per il progetto CACM 2.0.

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 [2] e all’**Articolo 14** del Regolamento (UE) 2019/943 [1], fissandone i termini per l’entrata in vigore.

La suddivisione della rete rilevante in zone è basata su una semplificazione della realtà fisica di funzionamento del sistema che attesta la compatibilità con l’esercizio in sicurezza del sistema sulla base della sola immissione netta di energia elettrica in ciascuna zona. In altre parole si prescinde dall’effettiva distribuzione delle immissioni e dei prelievi all’interno di ciascuna zona e si assume implicitamente che tutti i nodi della rete localizzati nella medesima zona collassino in un unico nodo equivalente.

Questa rappresentazione semplificata della realtà fisica del sistema è utilizzata nel mercato elettrico italiano al fine di determinare gli esiti delle transazioni che hanno luogo nel **MPE** e allocare a ciascuna transazione la relativa capacità di trasporto sulla rete elettrica.

In un confronto rispetto ad un modello di mercato nodale basato sulla rappresentazione delle immissioni e dei prelievi in ciascun nodo e sulla modellizzazione esplicita di tutti i collegamenti fra i nodi stessi, l’aggregazione in zone rende omogeneo il bene energia elettrica all’interno di ciascuna zona. Questa standardizzazione del bene nello spazio riduce sensibilmente i costi di transazione connessi con l’acquisto/vendita di energia, consentendo agli **operatori di mercato** di limitare i propri rischi da questo punto di vista. Per contro, tuttavia, la rappresentazione zonale tiene conto in modo semplificato dei vincoli di rete, in particolare riducendo la gestione delle congestioni alle sole interfacce fra le zone e trascurando i flussi di potenza reattiva e le esigenze di regolazione di tensione e di stabilità del sistema elettrico.

L’Italia ha da sempre adottato un modello zonale per il mercato elettrico nazionale. Tale modello risultava inizialmente regolato sulla base di disposizioni nazionali contenute nella **Deliberazione 111/06** [41] e nel **Codice di Rete**. Con l’adozione del Regolamento (UE) 2015/1222 [2] l’utilizzo di una rappresentazione zonale è diventato la norma a livello europeo e sono stati introdotti criteri e procedure specifiche per l’aggiornamento del modello zonale. Tali criteri sono stati ulteriormente modificati con il Regolamento (UE) 2019/943 [1] che, all’**Articolo 14**, ha introdotto ulteriori elementi di armonizzazione per la definizione delle zone.

In particolare la revisione zonale può essere avviata quando ricorrono le condizioni di cui all’**Articolo 32(1)** del Regolamento (UE) 2015/1222 [2]. La revisione deve poi essere condotta secondo le tempistiche di cui all’**Articolo 14** del Regolamento (UE) 2019/943 [1] con:

- predisposizione da parte dei TSO interessati di configurazioni zonali alternative e di una specifica metodologia di analisi;
- approvazione delle configurazioni zonali alternative e della specifica metodologia da parte delle competenti autorità di regolazione entro tre mesi dalla loro predisposizione;
- conclusione dell'analisi da parte dei TSO interessati con invio della proposta di revisione delle zone alle competenti autorità a livello nazionale entro 12 mesi dall'approvazione di cui al punto precedente
- approvazione da parte delle competenti autorità a livello nazionale.

Per l'Italia ha rilievo, in particolare, la lettera (d) dell'Articolo 32(1) del Regolamento (UE) 2015/1222 [2] che consente ad un singolo TSO di rivedere le zone di propria competenza, purchè tale revisione abbia impatto trascurabile sui TSO confinanti. Questo criterio consente a TERNA di rivedere tutte le zone ad eccezione della zona Nord: quest'ultima, infatti, confina con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia e una sua ridefinizione potrebbe avere impatto sui flussi transfrontalieri.

L'approvazione del modello zonale compete all'Autorità, in quanto responsabile per la definizione delle condizioni tecniche ed economiche del servizio di dispacciamento ai sensi della Legge 481/95 [21] e del Decreto legislativo 1 giugno 2011 n.93 [22]. A tal proposito l'Autorità ha fissato un termine di sei mesi di tempo per l'approvazione dal ricevimento della proposta da parte di TERNA.

I criteri per l'aggiornamento del modello zonale sono stati anch'essi rivisti ai sensi delle disposizioni europee: se agli inizi le zone erano identificate solamente in funzione delle congestioni fisiche, con il Regolamento (UE) 2015/1222 [2] sono stati inseriti anche criteri di carattere economico (benessere sociale, costo delle transazioni, costo di eventuali azioni di redispatching per il mantenimento della sicurezza, efficacia dei segnali di prezzo). Il peso dei vari criteri è lasciato alle valutazioni nazionali: nell'unico processo di revisione zonale completato a livello nazionale a valle della pubblicazione del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], sono stati comunque privilegiati i criteri tecnici sulle congestioni fisiche in continuità con le prassi precedenti. Si vedano a tal proposito le Deliberazione 103/2019/R/eel [48] e Deliberazione 386/2018/R/eel [49].

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.

La Direttiva (UE) 2019/944 [5] distingue tra:

- servizi ancillari non relativi alla frequenza (che includono 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) e
- servizi ancillari generici necessari per l'esercizio di un sistema elettrico e che, oltre ai servizi ancillari non relativi alla frequenza, includono il bilanciamento (ossia i servizi relativi alla frequenza), ma non la risoluzione delle congestioni.

Le definizioni valgono indipendentemente dal fatto che i servizi siano prestati per il funzionamento di reti gestiti dal TSO o per il funzionamento di reti gestite da DSO.

A livello nazionale oltre ai servizi per il bilanciamento e ai servizi ancillari non relativi alla frequenza è utilizzato anche il servizio di modulazione straordinaria, finalizzato a modificare istantaneamente o con preavviso i profili di generazione e

carico delle risorse qualificate. Si tratta di un servizio al confine fra il funzionamento ordinario del sistema (stato normale come definito ai sensi dell'Articolo 18(1) del Regolamento (UE) 2017/1485 [6]) e il funzionamento in condizioni perturbate (stati di allerta o di emergenza come definiti rispettivamente dagli Articoli 18(2) e 18(3) del Regolamento (UE) 2017/1485 [6]): tale servizio, infatti, è attivato dopo tutte le altre risorse per prevenire l'aggravamento di una situazione emergenziale e favorire il ripristino delle condizioni ordinarie. Esso può essere, quindi, annoverato fra i **servizi ancillari** della Direttiva (UE) 2019/944 [5] in quanto necessario per l'esercizio del sistema elettrico.

Per semplicità di trattazione nel prosieguo del TIDE l'insieme dei servizi per il **bilanciamento**, dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e del servizio di modulazione straordinaria sono complessivamente denominati come **servizi ancillari nazionali**.

Rispetto alla Deliberazione 111/06 [41], nei **servizi ancillari nazionali** non è più incluso il servizio di risoluzione delle congestioni: con l'adozione del Regolamento (UE) 2019/943 [1] esso, infatti, viene ricompreso nell'ambito del **ridispacciamento** in quanto servizio finalizzato a correggere i profili di immissione e prelievo per modificare i flussi fisici sulla rete.

I **servizi ancillari nazionali** si distinguono in:

- **servizi ancillari nazionali globali**, coincidenti con i **servizi ancillari nazionali** limitati all'area di competenza di **TERNA**
- **servizi ancillari nazionali locali**, coincidenti con i **servizi ancillari nazionali** limitati all'area di competenza di ciascun **DSO**.

In particolare il **bilanciamento** costituisce esclusivamente un **servizio ancillare nazionale globale** in quanto tale attività è di competenza esclusiva di **TERNA** in coerenza con la convenzione per il servizio di dispacciamento di cui al Decreto Legislativo 79/99 [19].

Tutti gli altri **servizi ancillari nazionali** possono, invece, riguardare sia **TERNA** (e quindi essere classificati come **servizi ancillari nazionali globali**) o i **DSO** (e quindi essere classificati come **servizi ancillari nazionali locali**).

ARTICOLO 1-6.2

Servizi ancillari per il bilanciamento

Secondo quanto riportato dal Regolamento (UE) 2019/943 [1] e dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4], il **bilanciamento** è l'insieme delle attività volte al mantenimento della frequenza nel rispetto di determinati parametri di qualità.

Storicamente in Italia a livello di **Codice di Rete** il termine bilanciamento è stato altresì utilizzato per designare uno specifico **servizio ancillare nazionale globale** ulteriore rispetto alla riserva terziaria di frequenza.

Con il **TIDE** si persegue l'allineamento al quadro regolatorio europeo, pertanto il termine bilanciamento va inteso esclusivamente nell'accezione prevista dal Regolamento (UE) 2019/943 [1] e dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

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 [6].

FCR, come definita dal Regolamento (UE) 2017/1485 [6], coincide con la riserva primaria di frequenza come storicamente identificata a livello nazionale. La **FCR** rappresenta il primo livello della regolazione gerarchica della frequenza e ha come scopo ripristinare l'equilibrio fra immissioni e prelievi nel sistema elettrico, stabilizzando la frequenza all'interno delle tolleranze ammesse. Successivamente all'intervento della **FCR**, è attivata la **riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve) (FRR)** che ha il compito di riportare la frequenza al valore nominale e azzerare il c.d. errore di rete (ovvero riportare gli scambi con gli altri blocchi di controllo ai valori di mercato), annullando il contributo delle risorse di **FCR** che tornano ad essere pienamente disponibili per altri squilibri. In ultima istanza le risorse di **FRR** sono sostituite, laddove previsto, dalle risorse di **riserva di sostituzione (Replacement Reserve) (RR)**: in questo modo anche la piena disponibilità della **FRR** è ripristinata per far fronte a nuove deviazioni di frequenza.

La **FCR**:

- prevede l'attivazione sulla base delle deviazioni di frequenza riscontrate nel

punto di connessione della risorsa stessa

- prevede la risposta nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali e con un ritardo massimo consentito di 2 secondi
- è erogata proporzionalmente alla deviazione di frequenza sulla base di un coefficiente di statismo dipendente dalla tecnologia (prestazioni medie maggiori per gli impianti idroelettrici rispetto a quelli termoelettrici)
- rimane attiva fino al ripristino delle condizioni nominali di frequenza (usualmente 15 minuti, ma possono esserci tempi più lunghi in caso di deviazioni di frequenza persistenti, le cosiddette *long lasting frequency deviations*).

In materia di **FCR** il Regolamento (UE) 2017/1485 [6] prevede:

- all'Articolo 127, i parametri qualitativi della frequenza e il parametro-obiettivo della qualità della frequenza che devono essere rispettati dai **TSO** tramite l'attivazione delle risorse dedicate alla regolazione di frequenza (**FCR**, **FRR** e **RR**)
- all'Articolo 153, i criteri per il dimensionamento della **FCR** a livello di area sincrona; in caso di squilibri, infatti, tutte le risorse del sistema elettrico interconnesso si attivano in sincrono per stabilizzare la frequenza
- all'Articolo 154 i requisiti tecnici che i fornitori di **FCR** devono rispettare; è data facoltà ai **TSO** di individuare ulteriori requisiti sia in modo coordinato a livello di area sincrona (Articolo 154(2)) sia in modo unilaterale (Articolo 154(3)); il singolo **TSO** può altresì escludere specifiche risorse dalla fornitura di **FCR** (Articolo 154(4))
- all'Articolo 156 le condizioni alle quali deve essere erogato il servizio; in particolare è prevista l'erogazione continuativa per un tempo indefinito della **FCR** nelle condizioni di funzionamento normale del sistema, mentre nelle condizioni di allerta (deviazione > 50 mHz per > 15 minuti o deviazione > 100 mHz per > 5 minuti) le risorse caratterizzate da ridotta disponibilità di energia (ad esempio batterie o piccoli stoccaggi idrici) sono tenute ad erogare il servizio per un tempo massimo definito dai **TSO** a livello di area sincrona.

L'Italia, ad eccezione della Sardegna, appartiene all'area sincrona *Continental Europe* per la quale la **FCR** è dimensionata in 3000 MW: il valore è poi ripartito fra i vari **TSO** secondo criteri legati al carico di ciascuno.

I **TSO** della regione hanno sfruttato la facoltà dell'Articolo 154(2) introducendo specifici requisiti in merito ai sistemi di rilevazione della frequenza in locale e in

merito alle risorse con ridotta disponibilità di energia. L'Autorità ha approvato questi requisiti con la Deliberazione 54/2021/R/eel [50].

Si evidenzia che nell'ambito della FCR rientrano anche le risposte in sovra e sottofrequenza previste dal Codice di Rete in coerenza con il Regolamento (UE) 2016/631 [7].

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

La fornitura di 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 [6] e al Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

Il FRP comprende tutte le attività con cui TERNA ripristina il valore nominale della frequenza e assicura il rispetto degli scambi programmati alle frontiere. A livello europeo questo processo include sia risorse attivate su base automatica (aFRR) sia risorse attivate su base manuale (mFRR).

In particolare a livello nazionale l'aFRR rappresenta il servizio storicamente identificato come riserva secondaria di frequenza, con attivazione automatica asservita ad un segnale di livello proveniente dai sistemi centralizzati di TERNA che monitorano il valore della frequenza e gli errori sugli scambi programmati alle frontiere.

La mFRR rientra, invece, nell'alveo della cosiddetta riserva terziaria di frequenza.

A livello europeo il tempo di piena attivazione per il prodotto standard di aFRR è lasciato alla discrezionalità dei TSO fino al 17 dicembre 2024 (7 anni dall'entrata in vigore del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]; successivamente il tempo di attivazione sarà uniformato in 5 minuti.

Per **mFRR**, invece, il prodotto standard prevede un tempo di piena attivazione non superiore a 12.5 minuti.

Per entrambe le riserve **TERNA** può proporre anche prodotti specifici da approvvigionare su base nazionale.

Infine, in materia di **FRR** il Regolamento (UE) 2017/1485 [6] prevede:

- all'Articolo 157, i criteri per il dimensionamento della **FRR** a livello di **Load Frequency Control block**; in caso di squilibri, infatti, l'attivazione della **FRR** è responsabilità di ciascun blocco
- all'Articolo 158 i requisiti tecnici che i fornitori di **FRR** devono rispettare; è data facoltà ai **TSO** di ciascun **Load Frequency Control block** di definire ulteriori requisiti specifici.

L'Italia, ad eccezione della Sardegna, costituisce un unico **Load Frequency Control block** incluso nell'area sincrona *Continental Europe*. I criteri per il dimensionamento della **FRR** e per la sua ripartizione in **aFRR** e **mFRR** sono riportati nel *LFC Block Operational Agreement* predisposto da **TERNA** per il **Load Frequency Control block** Italia, come approvato dall'Autorità con la Deliberazione 202/2020/R/eel [51]. Per la Sardegna il fabbisogno è definito tramite criteri specifici.

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

La fornitura di **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 [6].

Ls **RR**, unitamente alla **mFRR** costituisce la cosiddetta riserva terziaria di frequenza.

Il prodotto standard di **RR** definito a livello europeo prevede un tempo di piena attivazione pari a 30 minuti, ma rimane fatta salva la facoltà per **TERNA** di definire prodotti specifici da approvvigionare a livello nazionale.

In materia di **RR** il Regolamento (UE) 2017/1485 [6] prevede:

- all'Articolo 160, i criteri per il dimensionamento della **RR** a livello di **Load Frequency Control block**

- all'Articolo 161 i requisiti tecnici che i fornitori di RR devono rispettare; è data facoltà ai TSO di ciascun Load Frequency Control block di definire ulteriori requisiti specifici.

Come già per la FRR, i criteri per il dimensionamento della RR sono riportati nel *LFC Block Operational Agreement* predisposto da TERNA per il Load Frequency Control block Italia, come approvato dall'Autorità con la Deliberazione 202/2020/R/eel [51]. Per la Sardegna il fabbisogno è definito tramite criteri specifici.

1-6.2.4 Riserva ultrarapida di frequenza

La fornitura di riserva ultrapida 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.

La riserva ultra-rapida di frequenza è il cosiddetto servizio di riserva primaria di frequenza veloce con il quale sono attivate risorse in grado di rispondere alle variazioni di frequenza con prestazioni più rapide rispetto alla FCR.

Tale servizio non è normato a livello europeo, ma è lasciato alla discrezionalità dei singoli TSO. A livello nazionale esso è stato introdotto per la prima volta a livello nazionale nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida avviato da TERNA nell'ambito della Deliberazione 300/2017/R/eel [52], prevedendo prestazioni più performanti rispetto alla FCR, quale tempo di attivazione di 300 ms e tempo di piena attivazione di 1 secondo; inoltre è stata prevista la riduzione automatica della potenza erogata dopo un tempo massimo di 30 secondi.

Con il TIDE questo servizio diventa strutturale nel sistema elettrico, in quanto fondamentale in presenza di bassa inerzia del sistema legata alla presenza in servizio di una significativa produzione rinnovabile da parte di generatori statici e una corrispondente riduzione della massa rotante.

Il servizio è tipicamente erogabile da batterie anche di ridotta dimensione, in quanto esso prevede velocità di risposta alle variazioni di frequenza e durata limitata nel tempo, quindi con basso contenuto energetico.

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 [6] e al Regolamento (UE) 2017/2196 [8].

La Direttiva (UE) 2019/944 [5] nel definire i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** fa esplicito riferimento all'inerzia per la stabilità della rete locale. Si tratta di un servizio diverso dall'inerzia del sistema rilevante ai fini delle dinamiche della frequenza: quest'ultima, infatti, rappresenta una capacità intrinseca del sistema che, se ritenuta scarsa, deve essere adeguatamente compensata tramite appositi servizi per il **bilanciamento**, quali, ad esempio, il **riserva ultra-rapida di frequenza**.

Rientrano, invece, nella stabilità locale le misure per la mitigazione delle oscillazioni dinamiche e il rifiuto di carico che sono comunque esplicitati come **servizio ancillare non relativo alla frequenza** specifico data la loro rilevanza a livello nazionale.

Le risorse rilevanti per la fornitura dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** possono essere intrinseche all'impianto stesso (ad esempio la capacità di erogare la corrente di corto circuito) o legate alla presenza di componenti accessorie (ad esempio la regolazione della tensione o la riaccensione del sistema elettrico o l'installazione di dispositivi antipendolanti quali i PSS)

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 [8]
- l'installazione di dispositivi di telescatto per asservire la modulazione a scendere all'eventuale scatto di una infrastruttura di rete.

Il servizio di modulazione straordinaria assorbe i servizi storicamente denominati interrompibilità del carico, distacco delle **UP** non abilitate (ad esempio modulazione della produzione eolica e distacco impianti idroelettrici con preavviso) e distacco della produzione rinnovabile con procedura RIGEDI di cui all'Allegato A.72 al **Codice di Rete**. Tali servizi, pur con regole e peculiarità differenti a seconda della tipologia di risorsa, avevano, infatti, la finalità di assicurare a **TERNA** la possibilità di distaccare rapidamente carico o produzione rinnovabile qualora se ne fosse ravvisata la necessità per esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Con il **TIDE** detti servizi sono raggruppati nel servizio di modulazione straordinario

avente requisiti tecnici definiti in ottica di neutralità tecnologica. In altre parole a questo servizio possono concorrere in modo indifferente sia il carico sia la produzione rinnovabile sia tutte le altre risorse che hanno i requisiti previsti da **TERNA**.

Rimane comunque impregiudicata la facoltà per **TERNA** di differenziare i requisiti fra:

- modulazione straordinaria istantanea a salire (che assorbe il servizio di interrompibilità istantanea ad oggi fornito esclusivamente dalle **UC** ma che potrebbe essere fornito anche da altre risorse)
- modulazione straordinaria istantanea a scendere (che assorbe il servizio di modulazione rapida per i **sistemi di accumulo** nonché i servizi di telescatto)
- modulazione straordinaria lenta senza preavviso a salire (che potrebbe prevedere l'utilizzo di flessibilità dei processi industriali)
- modulazione straordinaria lenta senza preavviso a scendere (che assorbe il servizio di modulazione della produzione eolica e il distacco con procedura RIGEDI per gli impianti GDRM)
- modulazione straordinaria con preavviso a salire (che potrebbe prevedere l'utilizzo dei gruppi elettrogeni di emergenza ad oggi presenti presso diverse **UC**; a tal proposito si segnala che il Comitato Elettrotecnico Italiano sta valutando specifiche ad hoc)
- modulazione straordinaria con preavviso a scendere (che assorbe il servizio di modulazione manuale della produzione eolica, il distacco con preavviso degli impianti idroelettrici e il distacco con procedura RIGEDI per gli impianti GDPRO e GDTEL).

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 indifferente 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.

Con il TIDE i servizi sono approvvigionati esclusivamente su base nodale oppure su base zonale o multizonale. Sono pertanto superati i perimetri di erogazione di carattere cittadino o provinciale che erano alla base dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] in favore di perimetri di erogazione nodali (un nodo della rete rilevante o insieme di nodi limitrofi), zonali coincidente con una zona di offerta o multizonale coincidente con più zone di offerta.

I perimetri hanno quindi valenza tendenzialmente statica: essi possono essere variati solamente a seguito di modifiche dei nodi della rete rilevante o a seguito di revisione della configurazione zonale. Solo i perimetri multizonali potrebbero essere rivisti più spesso, qualora dovessero mutare le esigenze di aggregazione delle zone di offerta per uno specifico servizio ancillare.

Per i servizi relativi al bilanciamento i perimetri di erogazione sono necessariamente zonali o multizonali, in coerenza con la natura zonale (o per Load Frequency Control Area) delle piattaforme di bilanciamento.

Per la RR, la definizione di perimetri di erogazione di tipo zonale appare comunque la più probabile in coerenza con quanto oggi previsto nel Codice di Rete in materia di fabbisogno di riserva terziaria. Non si esclude la possibilità di perimetri multizonali (per esempio distinguendo Continente, Sicilia e Sardegna), ma tale valutazione rimane di competenza di TERNA.

Per quanto riguarda la FRR si evidenzia quanto segue.

La mFRR dovrebbe avere perimetri di erogazione zonali in continuità con l'attuale approvvigionamento della riserva terziaria di cui la mFRR è un sottoinsieme. Anche in questo caso è competenza di TERNA valutare eventuali perimetri multizonali.

La aFRR dovrebbe avere, invece, perimetri di erogazione multizonali, in coerenza con l'erogazione di detto servizio separatamente per l'aggregato Italia Continentale e Sicilia (che costituisce il Load Frequency Control block di competenza di TERNA

all'interno dell'area sincrona Europa Continentale) e la Sardegna (che rappresenta un'area sincrona a sè stante connessa in corrente continua con il resto del sistema elettrico).

Per la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza valgono le stesse considerazioni della aFRR.

Nulla viene invece detto per i servizi ancillari non relativi alla frequenza, in quanto il relativo perimetro dipende dalle effettive esigenze del sistema. In particolare alcuni di questi servizi (punti 2, 1, 3 della Sezione 6.3) sono approvvigionati indirettamente sull'*Integrated Scheduling Process* attraverso il ridispacciamento delle UAS. Essi, data la natura intrinsecamente nodale dell'*Integrated Scheduling Process*, sarebbero quindi caratterizzati da perimetri di erogazione nodali.

Altri servizi ancillari non relativi alla frequenza sono invece richiesti da TERNA a specifiche risorse presenti sul sistema, così come previsto per il servizio di modulazione straordinaria. Detti servizi possono avere valenza nodale o zonale a seconda delle specifiche condizioni per cui sono attivati. Per tale motivo si lascia ampia flessibilità a TERNA nella definizione del relativo perimetro di erogazione.

A fini della rappresentazione della rete rilevante all'interno del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, i servizi ancillari nazionali globali con valenza nodale devono essere associati ad uno specifico nodo n della rete rilevante. Per i perimetri di erogazione coincidenti con un insieme di nodi limitrofi è pertanto necessario che TERNA identifichi uno specifico nodo cui riferire il perimetro.

In linea di principio la rete rilevante coincide con la RTN come integrata da eventuali tratti di rete in alta tensione di proprietà dei DSO e non inclusi nella RTN stessa. Ne consegue che i nodi della rete rilevante coincidono con i punti di connessione delle cabine di trasformazione AT/MT alla RTN, con i punti di connessione diretti delle UP e delle UC alla RTN e con le stazioni della RTN.

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 [8]
- 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.

I servizi relativi al black start e alla capacità di funzionamento in isola nonché i servizi per lo smorzamento delle oscillazioni tramite dispositivi PSS rientrano negli obblighi di servizio pubblico per la difesa e la riaccensione del sistema elettrico e sono regolati in coerenza con i principi generali previsti dall'ordinamento europeo, segnatamente dal Regolamento (UE) 2017/2196 [8].

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 [53] 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

La classificazione delle unità vede l'introduzione di diversi acronimi la cui composizione obbedisce alla seguente legenda:

- U sta per unità
- A sta per abilitata
- V sta per virtuale (ossia aggregata)
- S sta per singolarmente (ossia non aggregata)
- N sta per nodale
- Z sta per zonale
- P sta per programmabile
- C sta per commerciale
- le unità non abilitate non contengono la lettera *A* oppure contengono *nA* (=non Abilitate).

Nel **TIDE** l'aggettivo virtuale deve essere inteso con il significato di aggregato, in coerenza con l'accezione introdotta con la Deliberazione 300/2017/R/eel [52]: in questo caso, quindi, con il termine virtuale si intende una unità non riconducibile ad una specifica **UP** o **UC**, ma un insieme di **UP** e **UC** aggregate fra loro.

Ciò differisce dal significato usualmente attribuito al termine *virtuale* in letteratura: in tale ambito, infatti, la parola *virtuale* indica unità prive di sottostante fisico, ossia introdotte con lo scopo di effettuare transazioni senza alcun sottostante fisico.

In Italia le unità prive di sottostante fisico non erano ammesse dalla regolazione prevista con la Deliberazione 111/06 [41]: con il **TIDE**, esse vengono introdotte con l'aggettivo "commerciale", come chiarito nella Sezione 10.3.2.

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.

Ai fini dell'erogazione dei servizi per il bilanciamento e del ridispacciamento è possibile aggregare risorse se intercambiabili fra di loro, ossia se ai fini dell'erogazione del servizio attivare una risorsa è equivalente ad attivarne un'altra. A titolo di esempio è quindi possibile:

- aggregare fra loro risorse localizzate sullo stesso nodo per i servizi con valenza nodale e il ridispacciamento
- aggregare fra loro risorse localizzate nella stessa zona di offerta per i servizi con valenza zonale o multizonale.

Qualora l'aggregato chieda l'abilitazione per più servizi ancillari nazionali globali, le risorse ivi incluse devono essere intercambiabili per tutti i servizi: di conseguenza l'aggregazione deve essere consentita per il perimetro di erogazione di dimensioni più contenute.

L'aggregazione non rileva per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e il servizio di modulazione straordinaria in quanto detti servizi, in continuità con

quanto previsto dal **Codice di Rete** e con i servizi di interrompibilità del carico, modulazione della produzione eolica e distacco della produzione rinnovabile con procedura RIGEDI, sono erogati direttamente dalle **UP**, **UC**, **UI** e **UE** e risorse di emergenza appositamente qualificate.

L'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** e del **ridispacciamento** riguarda le risorse localizzate sul territorio nazionale in quanto l'approvvigionamento di detti servizi da risorse localizzate sulle reti estere segue le regole previste dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4] tramite un **modello TSO-TSO** (servizi per il **bilanciamento**) e dai Regolamento (UE) 2015/1222 [2] e Regolamento (UE) 2017/1485 [6] (**ridispacciamento**). Fanno eccezione le **UI** e le **UE** che, in quanto connesse a **punti di importazione** e a **punti di esportazione** non associati al controllo degli scambi programmati, possono richiedere l'abilitazione all'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** e al **ridispacciamento** come se fossero localizzate sul territorio nazionale.

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**.

L'**UAS** ha valenza nodale, in quanto associata ad uno specifico nodo della **rete rilevante**. Essa per potersi qualificare come tale deve essere in grado di eseguire movimentazioni a carattere nodale, ossia rientrare nel perimetro del **ridispacciamento**. Non vi sono, infatti, altre movimentazioni a carattere nodale rilevanti per le **UAS** in quanto i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** hanno valenza zonale.

Le **UAS** sono costituite esclusivamente da singole **UP** o singole **UC** sul territorio nazionale. Si precisa, comunque, che a differenza della regolazione antecedente il **TIDE**, le **UAS** includono sia le **UP** e le **UC** per le quali l'abilitazione all'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** con valenza nodale è obbligatoria, sia le **UP** e le **UC** che scelgono di abilitarsi in modo singolo (ad esempio le UVAM di cui ai progetti pilota ai sensi della Deliberazione 300/2017/R/eel [52] costituite da una sola unità).

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.

Le Unità Virtuale Abilitata Nodale (UVAN) rappresentano gli aggregati per le movimentazioni con valenza nodale, anche se possono altresì erogare servizi con perimetro di erogazione più ampi. Esse costituiscono l'evoluzione naturale delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) di tipo B (di cui all'Articolo 2, lettera b del regolamento in materia adottato da TERNA e approvato dall'Autorità). A differenza di quanto previsto per queste ultime, per le UVAN viene meno il vincolo della rilevanza delle UP (in quanto in generale con il TIDE il concetto di rilevanza viene superato) e viene invece mantenuto il vincolo di localizzazione di tutte le risorse sullo stesso nodo (o su un insieme di nodi limitrofi) della rete rilevante.

Di seguito si riportano alcuni esempi possibili di UVAN derivanti dall'esperienza con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]:

- aggregato di UP e UC direttamente connesse allo stesso nodo della rete rilevante; tipicamente almeno una UP è alimentata da fonte programmabile in modo da favorire la controllabilità dell'aggregato, fondamentale per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali
- aggregato di sole UP direttamente connesse allo stesso nodo della rete rilevante; anche in questo caso tipicamente almeno una UP è alimentata da fonte programmabile

- aggregato di UP e UC connesse alla rete di un DSO e riconducibili allo stesso nodo della rete rilevante o ad un insieme di nodi limitrofi della rete rilevante rientranti nel medesimo perimetro di erogazione nodale; in questo ultimo caso l'UVAN è abbinata al nodo della rete rilevante cui è riferito il perimetro di erogazione.

Le UVAN possono, in particolare, includere solo UP, solo UC, solo UI o solo UE oppure essere un aggregato di UP e UC o, alternativamente, di UI e UE. Un aggregato fra UP, UC, UI e UE non è, invece, ammesso in modo da mantenere separate le movimentazioni associate a risorse localizzate sul territorio nazionale (UP e UC) dalle movimentazioni associate alle risorse localizzate su reti estere (UI e UE). La specificazione di tale esclusione è generalmente pleonastica in quanto le risorse localizzate sul territorio nazionale e le risorse localizzate su reti estere (UI e UE) non sono usualmente connesse o riconducibili allo stesso nodo della rete rilevante o ad un insieme di nodi limitrofi della rete rilevante. Vi sono tuttavia alcune eccezioni. Per esempio l'UE relativa ai prelievi della Città del Vaticano è riconducibile all'insieme dei nodi della rete rilevante che alimentano la città di Roma: a tale insieme sono riconducibili anche le UC e le UP localizzate sulla locale rete di distribuzione.

Come previsto dall'Articolo 6 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54], le UP costituite da una risorsa di stoccaggio 210/2021 (tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3) sono tenute a partecipare all'*Integrated Scheduling Process* (che nell'ambito TIDE sostituisce l'MSD citato dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [54], singolarmente o in aggregato, nel rispetto di specifici vincoli di offerta. Per monitorare il rispetto di questi vincoli occorre che le offerte presentate sull'*Integrated Scheduling Process* siano esplicitamente riconducibili a tali risorse: ciò si ottiene prevedendo che dette UP possano partecipare all'*Integrated Scheduling Process* come UAS oppure aggregate esclusivamente fra di loro in UVAN.

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema non possono essere inclusi nelle UVAN: essi, infatti, se abilitati, devono partecipare al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento nel rispetto di specifici vincoli di offerta: ciò è possibile solamente se si prevede una partecipazione singola come UAS.

Una volta qualificate, le UVAN diventano di fatto delle unità nodali concettualmente analoghe alle UAS, con l'unica differenza di essere virtuali (ossia aggregate).

Nelle UVAN possono infine coesistere unità gestite da più BRP, in continuità con quanto previsto nell'ambito dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52].

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 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 ricomprensente la zona di offerta z
- gestite da un unico BSP.

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

Le Unità Virtuale Abilitata Zonale (UVAZ) rappresentano gli aggregati per i servizi ancillari nazionali globali con valenza zonale. Esse costituiscono l'evoluzione delle Unità Virtuali Abilitate Miste di tipo a introdotte con i progetti pilota nell'ambito della Deliberazione 300/2017/R/eel [52]. Esse possono includere solo UP, solo UC oppure sia UP che UC. L'unico requisito è la capacità di erogare in modo aggregato servizi ancillari nazionali globali aventi un perimetro di erogazione zonale. A tal proposito si precisa che le UVAZ non possono essere abilitate all'erogazione di servizi ancillari nazionali globali aventi perimetro di erogazione nodale: per questi servizi l'aggregato di UP e UC deve qualificarsi come UVAN.

Come già per le UVAN, le UVAZ possono includere anche UI e UE. Sono tuttavia ammesse configurazioni di sole UP, sole UC, UP e UC insieme oppure di sole UI, sole UE o UI e UE insieme, mentre non sono ammesse configurazioni che vedono la compresenza nello stesso aggregato di risorse localizzate sul territorio nazionale e di risorse localizzate sulle reti estere. Tale scelta è motivata dalla volontà di tenere separata evidenza delle movimentazioni associate a risorse estere rispetto alle risorse nazionali.

Le UVAZ non possono includere UP costituite da una risorsa di stoccaggio 210/2021: tali UP, infatti, sono tenute alla partecipazione all'*Integrated Scheduling Process* ai sensi dell'Articolo 6 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] e, pertanto, devono necessariamente qualificarsi come UAS o aggregate nelle UVAN a loro dedicate.

Le UVAZ non possono includere le UIE e le UEE in quanto queste ultime riguardano esclusivamente l'utilizzo della capacità di trasporto allocata in modo esplicito e non

rilevano direttamente per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali**. Infatti detti servizi possono essere erogati tramite i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**, ma solamente nell'ambito del *coupling* tramite le **piattaforme di bilanciamento**.

Una volta qualificate, le **UVAZ** sono gestite con procedure semplificate, del tutto simili a quelle in essere nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]: per ulteriori dettagli si rinvia alle Sezioni 19 e 22.3.

Volendo raffrontare il **TIDE** con le unità abilitate e le unità virtuali di cui alle precedenti versioni del dispacciamento (Deliberazione 111/06 [41] e Deliberazione 300/2017/R/eel [52]):

- l'unità abilitata prevista dalla Deliberazione 111/06 [41] diventa indicativamente una **UAS** (anche se, tuttavia, la platea delle **UAS** potrebbe cambiare rispetto all'insieme delle unità abilitate ex Deliberazione 111/06 [41], per effetto sia di scelte legate alle abilitazioni obbligatorie disposte da **TERNA** (si veda la Sezione 8.5 sia di abilitazioni richieste a carattere volontario)
- ai fini dell'abilitazione all'erogazione dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e alle movimentazioni nell'ambito del **ridispacciamento** è possibile inserire nella stessa **UVA** sia **UP** sia **UC** in continuità con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]
- le unità rilevanti che si erano abilitate a titolo volontario nell'ambito del progetto pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] possono qualificarsi come **UAS** se rispettano i requisiti per l'abilitazione; ciò vale sia per le unità singole partecipanti al progetto **UVAM** sia le unità singole che hanno aderito al progetto **UPR** di cui alla Deliberazione 383/2018/R/eel [55]
- le unità virtuali caratterizzate dalla compresenza di più **UP** o **UC** introdotte con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] evolvono in **UVAN** o **UVAZ** a seconda che siano o meno movimentabili nell'ambito del **ridispacciamento**
- è consentita l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** anche alle **UI** e alle **UE** tramite **UVAN** o **UVAZ** dedicate.

Infine rispetto a quanto ipotizzato nel Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [56]:

- è rimasto inalterato il concetto di **UAS** (è cambiato soltanto l'acronimo da **UA** a **UAS**)

- è stato innovato il concetto di UVAM e di UVA. In consultazione si era, infatti, ipotizzata la creazione delle UVAM aventi un perimetro definito da TERNA in funzione del più piccolo **perimetro di erogazione** relativo ai **servizi ancillari nazionali globali** per cui l'UVAM risultasse abilitata (di fatto, un perimetro nodale o zonale, a seconda dei servizi); con il TIDE, invece, viene data separata evidenza alle UVAN, aventi valenza nodale, e alle UVAZ, aventi valenza zonale, in modo da tenerle distinte anche in termini di nomenclatura. Inoltre, in consultazione le UVAM erano separate in tante UVA per tenere conto della potenziale presenza di più BRP sotto un unico BSP; nel TIDE la gestione dei BRP dentro le UVAN e le UVAZ è attuata in modo diverso come dettagliato nelle Sezioni 9.4.1 e 9.4.2.

ARTICOLO 1–8.4

Criteri 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 **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.

In caso di aggregati (**UVAN** e **UVAZ**) ai fini della abilitazione rileva il comportamento complessivo dell'unità virtuale, indipendentemente da come essa sia composta, ossia da quali **UP** e **UC** vi partecipino o dalla loro specifica tecnologia. Ciò implementa da un lato il concetto di *reserve providing group* previsto dal quadro

regolatorio europeo come aggregato di singole risorse sotto il controllo di unico BSP e dall'altro garantisce la neutralità tecnologica intesa come applicazione dei medesimi requisiti tecnici a tutte le risorse.

In particolare, per quanto riguarda l'erogazione della FCR, i TSO dell'area sincrona Europa Continentale (di cui fa parte l'Italia) hanno previsto (si veda la Deliberazione 54/2021/R/eel [50]) che i *reserve providing groups* si dotino alternativamente di:

- di un sistema di controllo decentralizzato della FCR basato su dispositivi installati presso ciascuna risorsa;
- di un sistema di controllo centralizzato (localizzato presso la sala controllo del BSP) corredato da un sistema decentralizzato analogo a quello di cui al punto precedente da utilizzarsi come *backup* in caso di malfunzionamenti o di separazione del gruppo in due aree sincrone separate per effetto di un disservizio
- un sistema di controllo centralizzato corredato da una soluzione di *backup* che abbia effetti analoghi ad un sistema decentralizzato.

Ciò consente, quindi, ai BSP di erogare la FCR in modo aggregato, senza richiedere l'installazione dei dispositivi automatici di regolazione a bordo di ciascuna risorsa. Tali aspetti saranno comunque ulteriormente dettagliati nel Codice di Rete. Un approccio analogo potrebbe essere adottato anche per la riserva ultra-rapida di frequenza.

L'abilitazione come UAS potrebbe essere obbligatoria per tutte le UP e le UC che soddisfano determinati criteri individuati da TERNA. In continuità con l'approccio della Deliberazione 111/06 [41] ciò potrebbe riguardare tutte le UP già oggi oggetto di abilitazione obbligatoria a Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). TERNA potrà comunque definire criteri ulteriori, finalizzati a estendere o ridurre la platea delle unità sottoposte a abilitazione obbligatoria in funzione delle esigenze del sistema elettrico. I criteri, in quanto inclusi nel Codice di Rete, saranno comunque sottoposti a consultazione pubblica da parte di TERNA e all'approvazione dell'Autorità.

L'abilitazione come UAS o dentro una UVAN è obbligatoria per le risorse di stoccaggio 210/2021: ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] tali risorse devono, infatti, necessariamente partecipare al *Integrated Scheduling Process* e, pertanto, deve abilitarsi in una unità avente carattere nodale.

L'abilitazione come UAS o come UVAN implica necessariamente la capacità di essere movimentati nell'ambito del ridispacciamento. Per i servizi ancillari per il bilanciamento l'abilitazione può riguardare solamente un sottoinsieme dei servizi; è ammessa anche la qualifica asimmetrica (solo per servizi a salire o a scendere).

Infine per i prodotti standard di bilanciamento l'abilitazione nazionale deve essere coerente con i requisiti previsti a livello europeo.

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.

Le UP, UC, UI e UE qualificate per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza e del servizio di modulazione straordinaria possono essere altresì abilitate all'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento sia in modo indipendente come UAS sia nell'ambito di aggregati UVAN e UVAZ.

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.

Il DSO ha un ruolo ispirato ad una logica a semaforo: in caso in cui l'abilitazione o la qualifica di una UP o una UC creino problemi all'esercizio in sicurezza della propria rete di distribuzione, il DSO può prevedere in sede di richiesta di abilitazione o qualifica limitazioni alle movimentazioni di dette UP e UC comunicandole a TERNA che informa il relativo BSP o titolare. Ciò si pone in continuità con quanto già previsto fin dalle origini nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52].

In coerenza con la logica a semaforo dinamica che sarà oggetto delle modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO, il TIDE prevede a regime anche la possibilità per il DSO di inserire limitazioni alle movimentazioni delle UP, UC, UI e UE con riferimento alle varie sessioni del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Questa funzionalità troverà comunque applicazione solamente al termine della relativa sperimentazione, come chiarito nella Sezione 28.

Riassumendo le UP e le UC che sono in grado singolarmente di essere movimentate nell'ambito del ridispacciamento possono, o nei casi definiti da TERNA devono, essere abilitate come UAS.

Per tutte le altre UC e UP è invece possibile richiedere l'abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e alle movimentazioni nell'ambito del ridispacciamento in modo aggregato. In particolare per i servizi con valenza nodale l'aggregato è chiamato UVAN. Ogni UVAN è gestita da un unico BSP, essa può tuttavia includere UP e UC di competenza di uno o più BRP, purchè riferite al

nodo della rete rilevante n cui è abbinata l'UVAN. Nelle Sezioni 18.3 e 22.3 sono specificate le modalità con cui sono determinati i programmi delle UVAN e le modalità con cui ciascun BRP è reso neutrale rispetto alle azioni del BSP.

L'UVAN e le UAS possono chiaramente erogare anche servizi ancillari per il bilanciamento con valenza zonale o multizonale.

I BSP possono altresì costituire degli aggregati specifici esclusivamente per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento. Questi aggregati prendono il nome di UVAZ e possono includere UP e le UC di competenza di BRP diversi purchè localizzate nella medesima zona di offerta.

Gli aggregati sono estesi anche alle UI e alle UE.

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.

Per le UAS l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali dipende dallo stato effettivo dell'unità come definito ai fini dell'attribuzione del diritto a immettere e a prelevare. Per tale motivo ai fini della determinazione della capacità di immissione e di prelievo si fa riferimento alla 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.

TERNA determina la capacità modulante a salire e a scendere tenendo conto di tutti i servizi di bilanciamento per cui la singola unità è abilitata, inclusi i servizi di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza. Ai fini della determinazione della capacità rilevante per la partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

occorre dedurre la capacità asservita ai servizi di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza, in quanto approvvigionati con procedure dedicate.

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

Il diritto e l'impegno a immettere e prelevare sono associati a risorse aventi un sottostante fisico, siano esse **UP**, **UC**, **UI** o **UE** oppure diritti di trasmissione sottostanti alle **UIE** e **UEE**.

L'attribuzione del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare alle **UP**, **UC**, **UI**, **UE**, **UIE**, **UEE** *in modo aggregato* significa che, una volta quantificato tale diritto e impegno, attraverso il relativo programma base ai sensi della Sezione 18, risulta indifferente, da un punto di vista del sistema, conoscere la specifica **UP**, **UC**, **UI**, **UE**, **UIE**, **UEE** inclusa nell'aggregato che immette o preleva energia. Coerentemente, gli sbilanciamenti di cui alla Sezione 21.3 sono calcolati con riferimento agli aggregati.

Il dato sull'immissione e il prelievo è comunque acquisito per ogni **UP**, **UC**, **UI**, **UE**, **UIE**, **UEE** (in quanto elementi atomici ai sensi della Sezione 2.2) e successivamente aggregato.

Per quanto riguarda invece la distinzione ulteriore tra **unità di immissione** e **unità di prelievo**, essa risulta necessaria perché in Italia il dispacciamento in immissione è regolato in modo diverso dal dispacciamento in prelievo, in quanto sono diverse le modalità di remunerazione sul **mercato dell'energia elettrica**. In particolare su **MGP** le immissioni sono valorizzate al prezzo zonale, mentre i prelievi sono valorizzati a **Prezzo Unico Nazionale**.

Con il superamento del **Prezzo Unico Nazionale**, previsto dall'Articolo 13 del Decreto Legislativo 210/2021 [23], si potrà valutare se mantenere o meno la separazione fra immissioni e prelievi, tenendo conto dei vantaggi e delle eventuali criticità.

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.

Le **UnAP** di fatto sono **UP** non qualificate come **UAS** o non rientranti nelle **UVAN** per le quali **TERNA** può necessitare di un programma esplicito da utilizzare come input a mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Ciò si verifica ogni

qualvolta il BRP responsabile per queste unità possa definire il programma delle medesime con elementi di carattere discrezionale. Il tema riguarda sicuramente le UP alimentate da fonti programmabili, ma può essere esteso anche alle UP non programmabili, ad esempio nei casi in cui dette UP risultassero tagliate in esito al mercato dell'energia elettrica (in tal caso sarebbe il BRP a identificare quali UP far produrre e quali UP lasciare spente).

Le UP costituite da una risorsa di stoccaggio 210/2021 non possono essere UnAP in quanto esse devono essere necessariamente partecipare all'*Integrated Scheduling Process* ai sensi dell'Articolo 6 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] e quindi devono costituire una UAS o essere incluse in una UVAN.

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema devono partecipare a MPE nel rispetto di specifici vincoli di offerta: l'unica possibilità è pertanto una partecipazione come singola unità. Per tali motivi detti impianti costituiscono delle UAS oppure devono essere identificati come UnAP. In particolare gli impianti inseriti nelle modalità alternative sono necessariamente delle UAS (con partecipazione come singola unità al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento), mentre gli impianti in regime ordinario o ammessi al reintegro dei costi possono essere alternativamente delle UAS (nel qual caso sono soggette a vincoli di offerta anche sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento) oppure delle UnAP (nel qual caso valgono i soli vincoli di offerta su MPE).

Per completezza e in ottica di neutralità tecnologica, TERNA potrebbe avere bisogno anche per alcune UC di un programma esplicito da utilizzare come base di partenza per l'ottimizzazione sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Per questo motivo il concetto di UnAP nel TIDE riguarda sia singole UP sia singole UC.

TERNNA ha ampia flessibilità nell'identificare i criteri per l'individuazione delle UnAP, consentendo anche di tenere in considerazione valutazioni puntuali sui singoli nodi, nonché di identificare la significatività della programmazione al verificarsi di specifiche condizioni. Ad esempio una UP alimentata da fonte eolica di grande taglia potrebbe essere classificata come UnAP, ma TERNA potrebbe ritenere il suo programma significativo solamente in presenza di offerte parzialmente accettate su MPE. In tutti gli altri casi, invece, TERNA potrebbe utilizzare ai fini dell'ottimizzazione sull'*Integrated Scheduling Process* le proprie previsioni di producibilità attesa.

Il concetto di UnAP implementa a livello nazionale la previsione dell'Articolo 46(1)(d) del Regolamento (UE) 2017/1485 [6] che prevede, per i sistemi basati sul modello *central dispatch* che le UP inviino al TSO i dati necessari per la definizione del relativo programma di immissione (cosiddetti dati di *schedule*).

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.

Le UVN rappresentano le ripartizioni in cui è suddivisa l'UVAN per tenere conto della compresenza di più BRP o di più tipologie di UP: le UVN sono, quindi, sottoinsiemi delle UVAN nella responsabilità del medesimo BRP.

All'interno delle UVN occorre tenere separate immissioni e prelievi: sono quindi identificate le UVN di immissione e le UVN di prelievo. Inoltre in ciascuna UVN di immissione possono rientrare solamente UP appartenenti ad una data tipologia.

Particolare è il caso delle UVN incluse nelle UVAN caratterizzate da sole UP costituite da una risorsa di stoccaggio 210/2021: in questo caso tutte le UVN sono della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 e l'unica differenziazione riguarda il BRP.

Il rapporto fra BSP e BRP e la correlazione fra i programmi delle UVAN e delle UVN in essa incluse sono definiti nelle Sezioni 18.3 e 22.3.

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.

L'abilitazione all'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** è a carattere volontario (fatti salvi eventuali obblighi per specifiche UAS di cui alla Sezione 8.5) per cui in una **zona di offerta** un BRP può essere responsabile sia di UP e UC classificate come UAS o incluse nelle UVAN o incluse nelle UVAZ, sia di UP e UC non rientranti in nessuno dei suddetti insiemi.

Ai fini della programmazione, TERNA ha bisogno di un programma esplicito in input al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento esclusivamente per le UAS, le UnAP e le UVN. Per tutte le altre UP e UC, TERNA non ha bisogno di un programma puntuale, anche qualora esse siano incluse nelle UVAZ. Per questo motivo è possibile, ai fini dell'attribuzione del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare, aggregare tutte queste UP e UC in UVZ di immissione e in UVZ di prelievo in funzione del relativo BRP.

Come specificato nella Sezione 17.2, l'UVZ svolge un ruolo di saldo per le nomine dei BRP. Per tale motivo a ciascun BRP in ciascuna zona di offerta è comunque attribuita una UVZ di immissione (della tipologia alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) e una UVZ di prelievo anche in assenza di UP e UC specifiche per tali UVZ. In caso contrario, infatti, non sarebbe possibile coprire la posizione commerciale in sede di nomina. Per tale motivo le UVZ sono attribuite anche nelle zone di offerta estere.

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.

Le importazioni e le esportazioni sono gestite in modo indipendente dalle UC e UP nazionali. Tale scelta è coerente con le eventuali specifiche regolazioni tariffarie e di dispacciamento applicate nel tempo (si veda ad esempio la Deliberazione 576/2021/R/eel [45]).

Volendo raffrontare il TIDE con i punti di dispacciamento di cui alla Deliberazione 111/06 [41]:

- viene superato il concetto di unità rilevante (≥ 10 MVA) indipendentemente dalla fonte
- viene introdotto il concetto di UnAP che mantiene la significatività ai fini della programmazione
- la significatività della programmazione è estesa anche alle UC, in continuità con il concetto di UC rilevante previsto dalla Deliberazione 111/06 [41], ma mai attuato nel Codice di Rete
- è mantenuta la classificazione per tipologia delle unità di immissione; tale classificazione è infatti funzionale alla gestione della priorità di dispacciamento

- rimane il concetto di unità aggregata zonale (UVZ), distinta tra prelievi e immissioni, che mantiene al suo interno esclusivamente le unità non significative per la registrazione di programmi nodali

Infine rispetto a quanto ipotizzato nel Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [56]:

- è stato introdotto il concetto di **UnAP** per tenere conto delle unità di dimensioni significative ai fini della programmazione
- è stato confermato il concetto di UVNA, a cui è stato cambiato nome in **UVZ**, in quanto l'acronimo **Unità Virtuale non Abilitata (UVnA)** è ora utilizzato per l'insieme delle **UVN**, **UVZ**, **Unità Virtuale di Importazione (UVI)** e **Unità Virtuale di Esportazione (UVE)**.

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 **UVI** e delle **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 [57]
- 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).

Ai sensi della normativa europea, il **BSP** e il **BRP** sono soggetti distinti che non hanno alcuna interazione fra di loro. Di conseguenza il **BSP** non è tenuto a sapere quale sia il **BRP** competente per le **UC** e le **UP** che ha contrattualizzato ai fini dell'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** nè il **BRP** è tenuto a ricevere informazioni sui **BSP** individuati dalle proprie controparti commerciali.

Il **BSP** può quindi solamente indicare a **TERNA** di aver contrattualizzato una specifica **UP** o una specifica **UC** e di volerla aggiungere alle **UVAN** e **UVAZ** di propria competenza. L'abbinamento con i **BRP** rimane invece di competenza di **TERNA** che, a tal proposito, si avvale della mappatura risultante dai database delle **UP** (**GAUDÌ**) e delle **UC** (**SII**).

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:

$$K_u^I = \max \left(0, \sum_{up \in u} K_{up}^{I_{max}} - K_u^{FCR\uparrow} \right)$$

$$K_u^W = \max \left(0, \sum_{up \in u} K_{up}^{W_{max}} + \sum_{uc \in u} K_{uc}^{W_{max}} - K_u^{FCR\downarrow} \right)$$

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

La capacità ai fini del diritto a immettere e a prelevare è da intendersi al netto della capacità asservita alla FCR o alla riserva ultra-rapida di frequenza. Nel nettare questo contributo possono risultare capacità di immissione o di prelievo negative (tipico è il caso di una unità di prelievo che sarebbe priva per sua natura di capacità di immissione, ma che si ritrova ad averne una negativa per effetto qualora eroghi FCR o alla riserva ultra-rapida di frequenza). Le formule, imponendo un limite minimo a 0, evitano queste situazioni.

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:

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

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

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**.

Il **BRP** è il soggetto responsabile per la programmazione delle **unità** non abilitate all'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali**, ossia delle **UnAP**, delle **UVZ**, delle **UVI** e delle **UVE**. Tuttavia, come evidenziato nella Sezione 17.2 il **BRP** programma direttamente solamente le **UVZ** di immissione diverse dalla tipologia di cui alla lettera **a.** della Sezione 2.4.3, in quanto le altre **UVZ** svolgono il ruolo di saldo rispetto alla posizione netta del **BRP** in esito a **MPE**. Di conseguenza il **BRP** ha un obbligo di diligenza puntuale sulla programmazione solamente per alcune **UVZ**. A tal proposito si segnala che le **UVZ** escluse dall'obbligo di diligenza puntuale sono quelle caratterizzate dalla maggiore volatilità in termini di immissioni e prelievi.

Il **BRP** è comunque tenuto ad assumere su **MPE** una posizione commerciale complessiva coerente con le immissioni e i prelievi di cui è responsabile.

Il **BSP**, invece, è responsabile della programmazione puntuale delle **unità** abilitate all'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali**, ossia delle **UAS** e delle **UVN**. Tale programma rileva comunque per l'attribuzione del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare per il relativo **BRP**, ma esso è determinato dal **BSP** in quanto stato di partenza per le movimentazioni disposte per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento come chiarito nella Sezione 14.5.3

SEZIONE 1-10

Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia

ARTICOLO 1-10.1

Portafogli zonali

Le UP, UC, UI, UE, UIE e UEE partecipano a Mercato Elettrico a Termine (MET) e a MPE per il tramite dei portafogli zonali fisici di cui alla Sezione 10.2.

Ai fini di MET e MPE, sono costituiti altresì i portafogli zonali commerciali di cui alla Sezione 10.3

I portafogli zonali sono identici per tutti i mercati rientranti in MPE.

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

I portafogli zonali fisici rappresentano l'elemento rispetto al quale sono effettuate le transazioni su MPE con riferimento alle UP, UC, UI, UE, UIE e UEE. Essi sono definiti in continuità con la logica *unit bidding* storicamente adottata a livello nazionale su MGP. Si hanno quindi:

- portafogli zonali fisici distinti per ciascuna UAS
- portafogli zonali fisici aggregati per le UnAP (ad eccezione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema), le UVN e le UVZ, purchè della stessa tipologia
- portafogli zonali fisici specifici per le unità di scambio con l'estero.

Inoltre si distinguono:

- portafogli zonali fisici di immissione legati alle unità di immissione e alle unità di scambio con l'estero per le quali è prevista su MGP la valorizzazione a prezzo zonale
- portafogli zonali fisici di prelievo legati alle unità di prelievo per le quali è prevista su MGP la valorizzazione a Prezzo Unico Nazionale

Sono poi introdotti dei **portafogli zionali commerciali** per la gestione delle transazioni relative alle **UCP** e per la gestione dei contratti standard di *time shifting* di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [54] associati alle **UCS**.

Rispetto a quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41] ai fini di **MPE**:

- il concetto di **unità** è sostituito dal concetto di **portafoglio zonale**; si tratta solamente di una modifica terminologica, finalizzata a tenere separati i riferimenti delle transazioni sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** (le **unità**) e ai fini della programmazione dai riferimenti delle transazioni su **MPE** (i **portafogli zionali**)
- rimane la possibilità di aggregare insieme le **UVN** e le **UVZ** (che nel complesso rappresentano le unità non rilevanti di cui alla Deliberazione 111/06 [41])
- è mantenuta la differenziazione per tecnologia ai fini della gestione della priorità di dispacciamento, nonché per facilitare l'eventuale applicazione di meccanismi di *decoupling* del prezzo dell'energia fra **fonti rinnovabili** e fonti non rinnovabili in coerenza con il dibattito in corso a livello europeo.

I **portafogli zionali** rimangono uguali nel passaggio da **MGP** a **MI**: la logica *unit bidding* per le **UAS** e la differenziazione per tecnologia per le **UnAP**, le **UVN** e le **UVZ**, permane, quindi, anche su **Cross Border Intraday (XBID)** e ciò rappresenta una novità rispetto alla soluzione in essere dal 21 settembre 2021 che prevedeva la facoltà di aggregare **UP** in modo indipendente dalla tecnologia e dall'abilitazione al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**. I **BRP** possono comunque beneficiare della flessibilità nella fase di programmazione che, come chiarito nella Sezione 17, risulta svincolata dall'esito puntuale delle transazioni relative a ciascun **portafoglio zonale**, prevedendo un solo vincolo sulla posizione netta di ciascun **BRP** in ciascuna **zona di offerta**.

ARTICOLO 1-10.2

Portafogli zionali fisici

1-10.2.1 *Classificazione dei portafogli zionali fisici*

I portafogli zionali fisici possono essere:

- portafogli zionali fisici di immissione relativi alle **unità di immissione** e alle **unità di scambio con l'estero**
- portafogli zionali fisici di prelievo relativi alle **unità di prelievo**.

1–10.2.2 Creazione dei portafogli zionali fisici di immissione

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 [54], 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 [54].

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.

La composizione dei portafogli zionali, nel rispetto della suddivisione per tecnologia, è lasciata ai BRP che possono procedere con la massima flessibilità.

In teoria si sarebbe anche potuto delegare la costituzione dei portafogli zionali direttamente agli operatori di mercato; si è preferito, tuttavia, coinvolgere direttamente i BRP per mantenere separati i portafogli zionali per BRP. In questo modo è possibile procedere alla riconciliazione della programmazione con la posizione commerciale complessiva di ciascun BRP in ciascuna zona di offerta come evidenziato nella Sezione 17.2 cui si rinvia per i dettagli.

La composizione dei portafogli zionali assicura di fatto che ciascun impianto essenziale per la sicurezza del sistema costituisca un portafoglio zonale a se stante (condizione necessaria per assicurare il rispetto da parte del BRP dei relativi vincoli di offerta): detti impianti infatti costituiscono delle UAS oppure rispettano i criteri per essere UnAP. Nel caso delle UAS l'*unit bidding* è obbligatorio, mentre nel caso delle UnAP in teoria sarebbe possibile procedere all'aggregazione in portafogli zionali con altre unità, tuttavia tale facoltà non è concessa alle UnAP coincidenti con gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema che costituiscono necessariamente portafogli zionali a se stanti.

ARTICOLO 1-10.3

Portafogli zionali commerciali

1-10.3.1 *Classificazione dei portafogli zionali commerciali*

I portafogli zionali commerciali possono essere:

- portafogli zionali commerciali di prelievo relativi alle unità commerciali di prelievo (UCP) di cui alla Sezione 10.3.2
- portafogli zionali 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:

$$K_u^I = 0$$

$$K_u^W = \infty$$

Le [UCP](#) rappresentano unità senza alcun sottostante fisico funzionali a consentire agli [operatori di mercato](#) di poter eseguire degli arbitraggi fra il prezzo di [MGP](#), il prezzo di [MI](#) e il prezzo di sbilanciamento.

Con la Deliberazione 111/06 [41] tali arbitraggi erano di fatto indirettamente consentiti per il tramite della capacità di prelievo infinita attribuita alle [UC](#), ma potevano essere esercitati nei limiti dei criteri di diligenza, perizia, prudenza e previdenza della programmazione.

Con il [TIDE](#) si consentono questi arbitraggi in modo esplicito, attraverso le specifiche [UCP](#) a loro dedicate, in coerenza con quanto ipotizzato nel Documento per la Consultazione 368/2013/R/eel [58].

Per le [UCP](#) è necessario identificare un [BRP](#) che si occupa della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento con [TERNA](#). Il [BRP](#) può coincidere con l'[operatore di mercato](#) che richiede l'UCP, oppure essere un soggetto terzo. L'[operatore di mercato](#) che richiede l'UCP può altresì qualificarsi come [BRP](#) esclusivamente per quell'unità: in questo caso la stipula del contratto di dispacciamento ha esclusivamente valenza commerciale e non è da intendersi relativa al diritto di immettere e prelevare.

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 [54].

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 [54]

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.

Come evidenziato nella Deliberazione 247/2023/R/eel [54] cui si rinvia per i dettagli, l'insieme delle risorse di stoccaggio 210/2021 localizzate in ciascuna zona di offerta è ripartito in tante quote commerciali (i cosiddetti contratti standard di *time shifting*) assegnate agli operatori di mercato tramite aste competitive.

Gli assegnatari di queste quote hanno diritto ad offrire la relativa capacità su MET e MPE nel rispetto dei vincoli individuati nel contratto stesso (ad esempio potenza massima in immissione o in prelievo, limite di energia cumulabile in immissione e in prelievo, rendimento del ciclo di carica e scarica, tempo entro cui completare il ciclo di carica e scarica con saldo di energia nullo). In particolare GME:

1. a preventivo verifica che le offerte presentate non violino la potenza presente sul contratto standard di *time shifting*
2. a consuntivo al termine di ciascuna sessione di mercato individua la quota parte delle transazioni che, violando i limiti di energia cumulabile in immissione o in prelievo, danno luogo ad uno sbilanciamento.

Per attuare quanto sopra, sono costituite delle specifiche UCS, ognuna delle quali è associata ad un BRP indicato da ciascun operatore di mercato assegnatario di un contratto standard di *time shifting*. In questo modo:

- la verifica a preventivo di cui al punto 1 risulta identica a quella attuata per tutte le altre unità come indicato nella Sezioni 13.3.6 e 13.5.8 cui si rimanda per i dettagli

- è possibile regolare lo sbilanciamento di cui al punto 2 in modo analogo alle altre **unità** come descritto nella Sezione 21.

In particolare per la regolazione dello sbilanciamento è necessario identificare un **BRP**. Il **BRP** può coincidere con l'**operatore di mercato** assegnatario dei contratti standard di *time shifting*, oppure essere un soggetto terzo. L'**operatore di mercato** può altresì qualificarsi come **BRP** esclusivamente per quell'unità: in questo caso la stipula del contratto di dispacciamento ha esclusivamente valenza commerciale e non è da intendersi relativa al diritto di immettere e prelevare.

L'**UCS** è unica per ciascun **operatore di mercato** e per ciascuna **zona di offerta**. Differenti **operatori di mercato** possono individuare lo stesso **BRP** per cui un **BRP** in una data **zona di offerta** potrebbe risultare responsabile di più **UCS**.

Per le **UCS** le capacità di immissione e di prelievo dipendono almeno, ma non esclusivamente, dalla potenza massima in immissione e in prelievo dei contratti standard di *time shifting* ad essa associati. Per tale motivo il **TIDE** fa un generico riferimento ai vincoli di esercizio di tali contratti.

ARTICOLO 1-10.4

Capacità dei portafogli zionali

1-10.4.1 Capacità dei portafogli zionali 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 zionali 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 [54].

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.

Nella Deliberazione 111/06 [41] era prevista la stipula del contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica tramite interposizione di terzi, al fine di consentire ad un utente del dispacciamento di partecipare al mercato dell'energia elettrica tramite un operatore terzo. Nel TIDE viene precisato che ciascun operatore di mercato può operare transazioni riferite ai portafogli zionali di cui è BRP o ai portafogli zionali per i quali ha ricevuto delega.

In particolare per favorire la massima flessibilità è consentito a ciascun BRP di delegare uno o più operatori di mercato per a ciascun portafoglio zonale. Il rapporto e le relative responsabilità sono definite direttamente fra le parti nel rispetto delle disposizioni di cui al TIDME e al Codice di Rete.

Parte IV

Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale

SEZIONE 1–11

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

La struttura dei mercati riportata nel **TIDE** rappresenta la traduzione a livello nazionale della struttura prevista a livello europeo in esito al Regolamento (UE) 2015/1222 [2], Regolamento (UE) 2016/1719 [3] e al Regolamento (UE) 2017/2195 [4] e in coerenza con le linee guida di cui al Regolamento (UE) 2019/943 [1].

In essa compaiono, quindi, sia mercati disciplinati a livello europeo sia mercati interamente gestiti e disciplinati a livello nazionale in coerenza con i principi del quadro regolatorio europeo.

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 [2] e suddiviso in:
 - MGP
 - 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 [19]:

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
2. 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.

L'esito finale del dispacciamento deve essere compatibile con i vincoli di produzione degli impianti e i vincoli di trasporto sulla rete. Il mercato tiene conto di questi vincoli dapprima in modo semplificato, raggruppando le unità (in portafogli) e la rete (in zone) e, successivamente, avvicinandosi al tempo reale, la rappresentazione si specializza, fino al dettaglio nodale.

In esito a **MET** e **MPE** gli **operatori di mercato** non possono vendere energia in eccesso rispetto alla capacità massima delle **UP** rientranti nel proprio portafoglio e non possono acquistare energia in eccesso rispetto alla capacità massima delle **UC** rientranti nel proprio portafoglio (con l'unica eccezione delle **UCP**).

Su **MET** non sono considerati in alcun modo i vincoli di rete e la compravendita non è pertanto limitata dalla localizzazione geografica delle **UP** e delle **UC** sul territorio nazionale: di fatto è come se tutte le **UP** e le **UC** fossero connesse ad un unico nodo di capacità infinita.

Su **MPE**, invece, la rete è rappresentata in modo semplificato per il tramite del modello zonale di cui alla Sezione 5.1 con limitazione alla compravendita sulla base della capacità di trasporto disponibile fra le **zone di offerta**.

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 [2]. La *Market Time Unit* rileva anche per le transazioni su MET nonché può rilevare per le transazioni relative alle **piattaforme di bilanciamento**, laddove previsto nel *implementation framework* della piattaforma stessa.

Allo stato attuale la **Market Time Unit (MTU)** coincide con l'ora. È comunque previsto il passaggio ad una **MTU** a 15 minuti entro il 2025, in coerenza con l'analoga transizione prevista per l'ISP. Poiché il TIDE produce effetti dal 2025, nell'intero documento si assume per semplicità una **MTU** a 15 minuti.

Si evidenzia che la **MTU** oltre a rilevare per le transazioni sui **MPE** e **MET** rileva altresì per alcune **piattaforme di bilanciamento**. In particolare allo stato attuale TERRE per la **RR** e MARI per la **mFRR** prevedono offerte riferite alla **MTU**. PICASSO per la **aFRR** prevede, invece, offerte relative ad uno specifico *validity period* di durata pari a 15 minuti, ossia coincidente con l'ISP.

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, nonché può rilevare per le transazioni relative alle **piattaforme di bilanciamento**, laddove previsto nel *implementation framework* della piattaforma stessa.

Ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4] l'ISP rappresenta il periodo temporale rilevante per il *settlement* degli sbilanciamenti. Esso diventa, di conseguenza, anche il periodo temporale rilevante per l'attivazione delle risorse di bilanciamento. La disposizione sopra riportata chiarisce questo aspetto che nel Regolamento (UE) 2017/2195 [4] è lasciato implicito.

A livello nazionale l'ISP è stato storicamente assunto pari a 15 minuti per tutte le unità abilitate alla erogazione di **servizi ancillari nazionali globali**, mentre per tutte le altre unità si è assunto un ISP pari all'ora, in coerenza con la **MTU** di MGP e MI.

L'Articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 [4] richiede, tuttavia, entro tre anni

dalla sua entrata in vigore, di regolare gli sbilanciamenti sulla base di un **ISP** di 15 minuti, salvo eventuali deroghe richieste dal **TSO** e approvate dalla competente **Autorità di Regolazione Nazionale (National Regulatory Authority) (NRA)**.

L'attuazione di questa disposizione a livello nazionale richiede pertanto di adeguare il periodo rilevante per tutte le **unità** per le quali, ad oggi, è in vigore un periodo di un'ora. Come consentito dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4], **TERNA** ha presentato una richiesta di deroga fino a fine 2024. L'**Autorità** ha approvato tale deroga con Deliberazione 474/2020/R/eel [59], di conseguenza l'obbligo del *settlement* degli sbilanciamenti a 15 minuti decorrerà dall'1 gennaio 2025, in coincidenza con la data attesa entro cui il **TIDE** produrrà effetti.

Si ritiene opportuno nel **TIDE** assumere già uno **ISP** pari a 15 minuti per tutte le **unità**. Considerato che dalla stessa data è attesa anche l'attuazione della **MTU** a 15 minuti, la regolazione contenuta nel **TIDE** potrà quindi assumere piena sincronia fra il periodo rilevante per le transazioni su **MGP** e **MI** e il periodo rilevante per le offerte su **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Per consentire l'**ISP** a 15 minuti per tutte le **unità** dovranno tuttavia essere aggiornati tutti i misuratori con una risoluzione a 15 minuti: tale requisito è già compatibile con gli *smart meter* 2.0 in corso di installazione a livello nazionale, nonché con gli *smart meter* di prima generazione già trattati orari, mentre non è implementabile dai misuratori elettromeccanici e dagli *smart meter* di prima generazione non trattati orari (per i quali dovrà quindi essere prevista la sostituzione). Ulteriori dettagli in merito saranno consultati dall'**Autorità** in documenti dedicati.

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 [PCE](#) sulla quale gli [operatori della PCE](#) registrano le transazioni eseguite su [MET](#) su specifici conti energia come definiti nella Sezione 12.2.2.

Eseguire in termini fisici le transazioni su [MET](#) include:

- la verifica che il [BRP](#) non abbia venduto o acquistato a termine un'energia superiore alle capacità dei [portafogli zonali](#) di cui è responsabile
- la conversione delle transazioni a termine in offerte su [MGP](#) al fine dell'allo-

cazione della capacità di trasporto sulla rete rilevante; su MET, infatti, non sono considerati i vincoli di rete

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

Con il passaggio ai portafogli zonali anche su MGP i Conti Energia sono ora costituiti come aggregazioni di portafogli zonali e non più come aggregazioni di unità.

I Conti Energia in vendita includono tutti i portafogli zonali fisici di immissione per i quali è prevista su MGP una regolazione a prezzo zonale, mentre i Conti Energia in acquisto riguardano tutti i portafogli zonali per i quali è prevista una regolazione a Prezzo Unico Nazionale, ivi inclusi i portafogli zonali commerciali relativi alle UCP.

Inoltre, a differenza della prassi in essere dall'avvio della PCE, i Conti Energia vengono ora intestati direttamente ai BRP e non più agli operatori della PCE. Ciò obbliga gli operatori della PCE a dover specificare direttamente in sede di registrazione il BRP per conto del quale è stata eseguita ciascuna transazione (prima potevano limitarsi ad attribuire detta transazione al proprio Conto Energia in quanto BRP o al Conto Energia complessivo che incorporava tutti i BRP da cui avevano ricevuto delega). L'operatività di ciascun operatore della PCE non dovrebbe tuttavia essere impattata in modo significativo.

Per contro, la separazione dei Conti Energia per BRP semplifica la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento a programma di cui alla Sezione 23.2.2 cui si rinvia per i dettagli.

Infine, per favorire la liquidità del mercato sono ammessi Conti Energia in bianco, non legati ad alcun portafoglio zonale. Essi consentono agli operatori di mercato

di registrare acquisti e vendite a termine anche in assenza di una effettiva capacità sottostante.

Nel caso in cui alla chiusura del MET rimanga un saldo non nullo su un Conto Energia in bianco, la quantità relativa è regolata direttamente con il GME nell'ambito di MGP a titolo di sbilanciamento a programma ai sensi della Sezione 23.2.2. Per questo motivo il titolare del Conto Energia in bianco deve essere necessariamente abilitato ad operare su tale mercato, ossia essere un **operatore di mercato**.

Su ciascun Conto Energia in vendita o in acquisto possono operare sia il BRP o l'**operatore di mercato** titolare del conto stesso, sia **operatori della PCE** terzi opportunamente delegati. Si evidenzia che la delega può avvenire:

- a livello di stipula del contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia qualora il BRP deleghi tale stipula ad un **operatore di mercato** terzo come chiarito nella Sezione 3.4.3
- nell'ambito dell'operatività della PCE qualora il BRP, pur avendo la qualifica di **operatore della PCE**, preferisca delegare **operatori della PCE** a terzi alla registrazione delle transazioni a termine

Analoga situazione vale per i Conti Energia in bianco e in stoccaggio. Per questi, tuttavia, la delega deve pervenire rispettivamente dall'**operatore di mercato** responsabile del conto o dall'**operatore di mercato** assegnatario dei contratti standard di *time shifting*.

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:

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

Attribuire ad un Conto Energia in bianco una capacità di immissione pari a zero, significa equiparare detto conto a un Conto Energia in acquisto.

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 **MTU** h
4. il Conto Energia c sul quale intende registrare la transazione
5. il soggetto controparte della transazione.

In sostanza ai fini dell'assegnazione del diritto a immettere e prelevare ciascun **operatore della PCE** è tenuto ad una tripla attività, da un lato concludere la compravendita sul canale prescelto (bilaterale, piattaforma **GME** o piattaforme di terzi), dall'altro registrare la transazione sulla **PCE** e poi convertire tale transazione

in offerte su MGP.

La registrazione, in particolare, assolve primariamente la finalità di impedire a ciascun operatore della PCE di vendere o acquistare energia in eccesso rispetto alla propria capacità di immissione o prelievo. Essa, però, non è sufficiente per ottenere il diritto di immettere e prelevare, in quanto la PCE opera senza considerare la capacità di trasporto sulla rete rilevante. Quest'ultima è invece allocata a partire da MGP: per tale motivo è quindi necessario affiancare alla registrazione delle transazioni su PCE la conversione delle stesse in offerte su MGP. Per i dettagli in merito a quest'ultimo passaggio si rinvia alla Sezione 13.4.1.

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.

A differenza di quanto previsto con la Deliberazione 111/06 [41], la posizione netta S_c^{MET} di ciascun Conto Energia c è assunta positiva in vendita e negativa in acquisto, al fine di assicurare la coerenza con le posizioni nette emergenti dalla MPE e con il segno dei programmi.

La verifica sulla posizione netta evita che un operatore della PCE possa:

- per i Conti Energia in vendita, vendere più energia della capacità in immissione K_c^I relativa al conto stesso
- per i Conti Energia in acquisto, rivendere più energia di quella che ha precedentemente acquistato.

Inoltre:

- per i Conti Energia in vendita le vendite di energia devono necessariamente precedere i relativi acquisti (in altre parole non è possibile acquistare su questi conti allo scoperto); fanno eccezione gli acquisti dell'energia destinata all'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** o al **sistema di accumulo** che sono comunque consentiti nei limiti della relativa capacità di prelievo
- per i Conti Energia in acquisto gli acquisti di energia devono necessariamente precedere le relative vendite (in altre parole non è possibile vendere allo scoperto su questi conti); questa disposizione vale anche per i Conti Energia in bianco.

Ad esempio l'**operatore della PCE** che intende vendere sul mercato 150 MWh e ha una capacità di immissione sul proprio Conto Energia in vendita di 100 MWh può registrare le seguenti transazioni:

1. una vendita di 100 MWh sul Conto Energia in vendita
2. un acquisto di 50 MWh sul Conto Energia in acquisto
3. una vendita di 50 MWh sul Conto Energia in vendita.

In alternativa, l'operazione 2. potrebbe precedere l'operazione 1., ma l'operazione 2. non può seguire l'operazione 3. In altre parole, l'**operatore della PCE** può liberamente vendere fino a 100 MWh, per vendite superiori deve essere coperto da acquisti equivalenti.

Il **GME** verifica infine la congruità delle registrazioni con il pagamento dei CCT di cui alla Sezione 23.3.2: ciò vale solo per i Conti Energia in immissione.

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 TSO nel rispetto delle disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2016/1719 [3] 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*.

Le transazioni svolte sul MET non tengono conto della capacità di trasporto fra le zone di offerta in quanto, come chiarito nella Sezione 11.2, il MET non prevede alcuna rappresentazione della rete elettrica. 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 comunque coprirsi rispetto al valore della suddetta capacità, pari al differenziale di prezzo fra la zona di offerta in cui avviene la vendita e la zona di offerta in cui avviene l'acquisto, tramite l'acquisto di specifici prodotti a termine in coerenza con il Regolamento (UE) 2016/1719 [3].

A tal proposito il Regolamento (UE) 2016/1719 [3] prevede a livello generale l'utilizzo di *Long Term Transmission Rights* nella forma di diritti fisici di trasmissione o diritti finanziari, allocati dai TSO per il tramite di una piattaforma congiunta (ad oggi tale ruolo è associato alla società JAO). L'Articolo 30 del suddetto regolamento consente tuttavia l'utilizzo a livello nazionale di specifici prodotti di copertura, qualora tali prodotti siano giudicati più idonei rispetto alle esigenze di copertura degli operatori di mercato.

L'Italia si è avvalsa della facoltà prevista dal sopracitato Articolo 30, mantenendo in essere per le zone di offerta interne al territorio nazionale, le coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto o CCC, introdotte con la Deliberazione 205/04 [60]. Tali prodotti, infatti, consentono la diretta copertura rispetto al differenziale fra il prezzo di ciascuna zona di offerta (cui sono riferite le vendite) e il Prezzo Unico Nazionale (che rappresenta il prezzo di riferimento per gli acquisti). Per ulteriori dettagli in merito a questa decisione si rimanda alla Deliberazione 504/2021/R/eel [61].

Riassumendo, quindi, l'allocazione della capacità a termine avviene:

- sui confini con Francia, Austria, Slovenia e Grecia tramite *Long Term Transmission Rights* nella forma di diritti fisici di trasmissione allocati tramite la piattaforma JAO
- sul confine con la Svizzera tramite diritti fisici di trasmissione concettualmente analoghi ai *Long Term Transmission Rights*, anche essi allocati tramite la piattaforma JAO

- per le zone di offerta interne tramite i CCC di cui alla Deliberazione 205/04 [60].

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 **NEMO** designato per l'Italia ai sensi della Lettera di designazione **NEMO** [9], nel rispetto delle disposizioni del Regolamento (UE) 2015/1222 [2] 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 (**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 [32]
- 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

MGP rientra nello **SDAC** in cui vengono scambiati prodotti di energia con consegna fisica nel giorno di calendario successivo e viene allocata la relativa capacità di trasporto tramite una rappresentazione zonale del sistema elettrico europeo. Detta rappresentazione zonale include la rappresentazione zonale del sistema elettrico italiano di cui alla sezione 5.1.

Il mercato è costituito da un'unica asta implicita eseguita a livello europeo alla quale partecipano tutti i **NEMO** designati dai paesi membri dell'Unione. Esso è regolato dalle disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [2].

L'algoritmo di risoluzione dello **SDAC**, denominato *Euphemia*, è eseguito a rotazione dai **NEMO** che ne hanno acquisito la licenza o che ne sono proprietari.

Le offerte sono raccolte a livello nazionale dai **NEMO** e inviate come *input* ad *Euphemia* che restituisce come *output* i prezzi marginali in ciascuna zona di mercato e la quantità delle offerte accettate. A valle della risoluzione del mercato, i **NEMO** a livello nazionale si occupano della liquidazione delle relative partite economiche.

L'algoritmo *Euphemia* è sviluppato dai **NEMO** e dai **TSO** in modo tale da:

- massimizzare il benessere sociale del sistema (cioè la differenza tra il valore complessivo delle offerte di acquisto accettate e il valore complessivo delle offerte di vendita accettate), su base giornaliera
- utilizzare, laddove possibile, un meccanismo di *pricing* a prezzo marginale (cioè valorizzando tutti i volumi accettati allo stesso prezzo, denominato prezzo marginale)
- prevedere, in alternativa al prezzo marginale, forme di *pricing* differenziate (cosiddetto *non uniform pricing*)
- rispettare i vincoli di transito tra le **zone di offerta**.

Il MGP è parte integrante dello SDAC da febbraio 2015 e comprende le zone interne e quelle ai confini con Austria, Francia e Slovenia. Da dicembre 2020 lo SDAC è attivo anche sul confine con la Grecia. Sul confine con la Svizzera non è possibile implementare lo SDAC in quanto la Svizzera non è membro dell'UE: di conseguenza su tale confine sono in essere aste esplicite per l'allocazione della capacità con attribuzione agli assegnatari della capacità di unità specifiche localizzate nella zona di offerta adiacente (zona Nord).

Nel caso in cui *Euphemia* non sia in grado di fornire un risultato si applicano le procedure di *fallback* che per l'Italia prevedono:

- l'esecuzione di una sessione in locale del MGP da parte del GME limitata alle sole zone nazionali (è possibile utilizzare direttamente *Euphemia* oppure l'algoritmo sviluppato dal GME e in uso per la risoluzione di MGP prima dell'avvio dello SDAC)
- l'esecuzione di aste esplicite per l'allocazione della capacità sui confini con Austria, Francia, Grecia e Slovenia.

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 [2].

Allo stato attuale le offerte su MGP devono essere presentate entro le ore 12:00 del giorno $D - 1$. A meno di problemi nella risoluzione del mercato da parte di *Euphemia*, i risultati definitivi sono pubblicati entro le 12:55. In caso di problematiche nella risoluzione del mercato è prevista la possibilità di posticipare la pubblicazione degli esiti: se entro le 14:20 il problema non è risolto, sono attivate le procedure di *fallback* con pubblicazione dei relativi risultati entro le ore 14:28.

1-13.3.2 Informazioni al mercato

Il GME pubblica:

- entro le tempistiche previste dall'Articolo 46(1) del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], 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.

Secondo l'Articolo 46(1) del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], ciascun NEMO deve mettere a disposizione i dati relativi al calcolo della capacità (limiti di transito fra le zone di offerta o parametro *flow based* entro le ore 11.00 del giorno $D - 1$. Ciascun RCC deve inviare dette informazioni in tempo utile per tale comunicazione.

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 [2].

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} .

In questo modo si allineano i limiti di offerta con i limiti di prezzo di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [2]. In particolare P_{max}^{MGP} era stato inizialmente posto a +3'000 €/MWh con un incremento automatico di 1'000 €/MWh in caso di superamento del 60% del limite in una MTU e in una zona di offerta.

Per effetto di questo incremento automatico, a seguito degli elevati prezzi (2'712.99 €/MWh e 2'987.78 €/MWh registrati in Francia il 3 aprile 2022, P_{max}^{MGP} è stato portato a +4'000 €/MWh. Un ulteriore incremento a 5'000 €/MWh si sarebbe dovuto verificare a partire dal mese di settembre per effetto di prezzi elevati occorsi nei Paesi Baltici, tuttavia tale incremento non è stato applicato per evitare ulteriori incrementi stante la crisi energetica in atto.

P_{min}^{MGP} è rimasto invece invariato a -500 €/MWh.

A gennaio 2023 Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ha emendato i criteri di aggiornamento dei prezzi minimi e massimi, confermando i 4'000 €/MWh come prezzo massimo con l'incremento del prezzo massimo di 500 €/MWh qualora si raggiunga il 70% del limite in almeno due MTU e in due distinti giorni nell'arco di 30 giorni. Analoga previsione è stata prevista per il prezzo minimo (confermato a -500 €/MWh) con diminuzioni di 100 €/MWh.

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:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{MGP} \leq K_{pf}^I \\ \sum_{o \in pf} A_o^{MGP} \leq K_{pf}^W \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [54]} \end{array} \right.$$

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.

Con l'introduzione dei portafogli zonali anche su MGP, è necessario aggiornare alcune disposizioni in merito alle verifiche di congruità e alla gestione delle offerte che sono ora da riferirsi ai portafogli zonali e non più alle singole unità

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 zionali** 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 $P_o = P_{max}^{MGP}$

Per assicurare l'incrocio fra la curva di offerta e la curva di domanda in ogni condizione di offerte di acquisto e vendita, è necessario avere a disposizione una offerta di vendita virtuale (ossia non associata ad alcun **portafoglio zonale**) pari al quantitativo di offerte di acquisto presentate a **prezzo massimo MGP** dedotto il totale delle offerte di vendita. Tale offerta virtuale è presentata da **TERNA** a **prezzo massimo MGP**.

In condizioni normali l'offerta virtuale è rigettata, in quanto a prezzo superiore a quello di chiusura del mercato. Essa entra, invece, in gioco in condizioni di scarsità di offerta, portando il mercato a chiudere a **prezzo massimo MGP** con una parziale accettazione dell'offerta virtuale. Dato che all'offerta virtuale non corrisponde tuttavia alcun **portafoglio zonale**, **TERNA** dovrà procedere alla copertura di tale offerta attivando in sede di bilanciamento tutte le risorse disponibili e, in ultima istanza, ricorrere al distacco dell'utenza diffusa nell'ambito dell'inadeguatezza del sistema secondo i criteri di cui alla Sezione 25.1.

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 zionali** 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 [41] 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 zionali** 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.

In continuità con la Deliberazione 111/06 [41] il TIDE assicura priorità massima a parità di prezzo alle offerte in vendita relative agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema.

A seguire sono considerate prioritarie le offerte relative agli impianti alimentati da fonti rinnovabili (tipologie di cui ai punti a., b. della Sezione 2.4.3) o cogenerativi ad alto rendimento (tipologia di cui al punto c. della Sezione 2.4.3).

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:

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

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.

Ai fini dell'esecuzione fisica in termini di immissioni e prelievi, le transazioni commerciali su MET sono sottoposte a conferma sui mercati successivi, in quanto su MET non vengono considerati i vincoli di rete e conseguentemente non è allocata la capacità di trasporto fra le zone di offerta. L'operatore della PCE può quindi decidere se confermare dette transazioni, presentando offerte equivalenti da inviare a MGP per ottenere l'allocazione della capacità di trasporto fra le zone di offerta. In esito a MGP le offerte equivalenti possono poi essere parzialmente o totalmente rigettate qualora non sia disponibile una sufficiente capacità di trasporto.

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 [10]. 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:

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

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.

Il GME verifica la congruità delle offerte CET rispetto alla capacità massima in immissione e prelievo di ciascun **portafogli zonali**.

Il GME verifica altresì la congruità delle offerte CET rispetto alla posizione netta del **Conto Energia**. Per posizioni nette in vendita ($PN_c > 0$) la condizione assicura che le offerte CET rappresentino una posizione complessiva in vendita (quindi offerte CET in vendita in quantità superiore a eventuali offerte CET in acquisto per servizi ausiliari o reimmissione in rete o destinate all'esportazione). Analogamente per posizioni nette in acquisto ($PN_c < 0$) la condizione assicura che le offerte CET rappresentino una posizione complessiva in acquisto (quindi offerte CET in acquisto in quantità superiore a offerte CET in vendita).

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.

Il saldo del Conto Energia può essere non nullo qualora:

- l'operatore della PCE decida di convertire solo parzialmente (o per nulla) la propria posizione commerciale a termine in offerte CET
- le offerte CET siano parzialmente o per nulla accettate su MGP.

Il saldo del Conto Energia risulta positivo in caso in cui gli acquisti sottesi alle offerte CET su MGP siano risultati inferiori agli acquisti a termine ($S_c < 0$): in questo caso è stata acquistata a termine più energia di quella che ha ricevuto allocazione della capacità di trasporto su MGP; l'energia eccedentaria acquistata a termine è considerata rivenduta a GME su MGP (qualora l'operatore della PCE sia anche operatore di mercato e abbia capienza sulle garanzie prestate a GME) o a TERNA nell'ambito del dispacciamento (in caso contrario).

Il saldo del Conto Energia risulta negativo in caso in cui le vendite sottese alle offerte CET su MGP siano risultate inferiori alle vendite a termine ($S_c < 0$): in questo caso è stata venduta a termine più energia di quella che ha ricevuto allocazione della capacità di trasporto su MGP l'energia eccedentaria venduta a

termine è considerata riacquistata a GME su MGP (qualora l'operatore della PCE sia anche operatore di mercato e abbia capienza sulle garanzie prestate a GME) o a TERNA nell'ambito del dispacciamento (in caso contrario).

La regolazione delle partite economiche relative al saldo del Conto Energia avviene a Prezzo Unico Nazionale, indipendentemente dal fatto che sia considerata scambiata con GME su MGP o con TERNA nell'ambito del dispacciamento. Per i dettagli si rinvia alla Sezione 23.2.

ARTICOLO 1-13.5

Mercato Infragiornaliero

Il SIDC è il mercato dell'energia in cui vengono scambiati prodotti di energia con consegna fisica nel giorno di calendario successivo o nel giorno di calendario in cui avviene la negoziazione, fino all'ora prima di quella di consegna e viene allocata la relativa capacità di trasporto tramite la medesima rappresentazione zonale adottata nello SDAC. Il SIDC è regolato dalle disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [2] che prevede:

- l'allocazione continua della capacità di trasporto
- un meccanismo di valorizzazione della capacità di trasporto.

L'allocazione continua è stata implementata sulla piattaforma di negoziazione XBID che prevede l'allocazione della capacità di trasporto contestualmente all'abbinamento delle offerte sulla base di un principio *first-come first-served*. Pertanto tale allocazione avviene necessariamente a titolo gratuito.

Al fine di introdurre, ancorchè in modo parziale (vista l'allocazione a titolo gratuito su XBID), una valorizzazione della capacità di trasporto, sono state previste aste implicite, denominate IDA, svolte in alternanza con la piattaforma XBID. Le IDA troveranno implementazione nei prossimi anni: nel frattempo è possibile svolgere aste implicite, denominate CRIDA a livello regionale.

Le aste implicite si basano sullo stesso algoritmo (*Euphemia*) dello SDAC: l'unica differenza risiede nella tipologia di prodotti che per il SIDC sono semplificati. Durante l'esecuzione delle aste implicite è sospesa la contrattazione continua su XBID.

Per le aste implicite le offerte sono raccolte a livello nazionale dai NEMO e inviate come *input* ad *Euphemia* che restituisce come *output* i prezzi marginali in ciascuna zona di mercato e la quantità delle offerte accettate. Per la contrattazione continua le offerte sono raccolte a livello nazionale dai NEMO in appositi *order*

book che sono condivisi con la piattaforma **XBID** che procede all'abbinamento delle offerte allocando contestualmente la capacità di trasporto disponibile sulla base di un principio *first-come first-served*. A valle della risoluzione delle aste e dell'abbinamento delle offerte in contrattazione continua, i **NEMO** a livello nazionale si occupano della liquidazione delle relative partite economiche.

A livello nazionale il **MI** è parte integrante di **XBID** da settembre 2021 e comprende le zone interne e quelle ai confini con Austria, Francia e Slovenia, mentre sul confine con la Grecia l'avvio di **XBID** è pianificato per la fine del 2022. Sui confini con Slovenia e Grecia e nelle zone interne sono altresì attive tre **CRIDA**. Sul confine con la Svizzera non è possibile implementare il **SIDC** in quanto la Svizzera non è membro dell'**UE**: di conseguenza su tale confine sono in essere aste esplicite per l'allocazione della capacità con attribuzione agli assegnatari della capacità di unità virtuali localizzate nella **zona di offerta** adiacente (zona Nord).

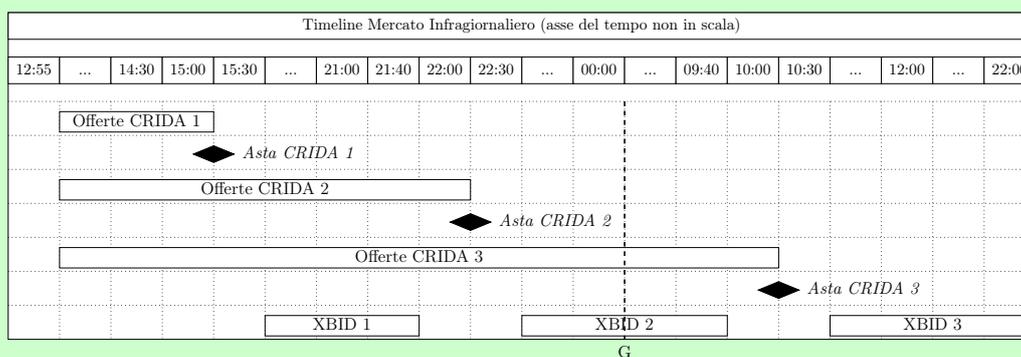
Non sono previste procedure di *fallback*.

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 [2].

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

Allo stato attuale le aste implicite **CRIDA** e le sessioni di negoziazione continua su **XBID** avvengono con i seguenti orari:



La negoziazione continua nel giorno D-1 fino alle ore 21.40 è limitata ai soli confini fra le zone interne, al confine con la Grecia e agli scambi interni a ciascuna zona; sui confini con Slovenia, Austria e Francia la capacità su **XBID** è resa disponibile solamente dopo le 22.00.

La negoziazione continua è sospesa per 50 minuti durante l'esecuzione delle CRIDA al fine di evitare allocazioni di capacità in parallelo in due distinti processi.

La negoziazione continua nel giorno D termina alle 22.00, ossia un'ora prima dell'inizio dell'ultima ora del giorno.

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

Per ciascun portafoglio zonale i margini a salire e scendere identificano rispettivamente la massima quantità acquistabile o vendibile su MI in un dato momento.

Ai fini del MGP non è necessario definire dei margini in quanto la massima capacità acquistabile o vendibile coincide automaticamente con la capacità di immissione e di prelievo di ciascun portafoglio zonale.

Ai fini di MI, invece, è necessario aggiornare i margini al fine di tenere conto degli acquisti e vendite effettuati in MGP e nelle precedenti sessioni di MI.

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 [2], 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:

NTC_{z_i, z_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

$\overline{NTC}_{z_i, z_j}^{MI}$ 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.

La capacità di trasporto fra ciascuna coppia di **zone di offerta** è determinata dal competente **RCC** sulla base delle disposizioni e delle metodologie sviluppate ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [2]. In particolare il calcolo è eseguito:

1. fra il termine del giorno $D - 2$ e il mattino del $D - 1$ ai fini dell'utilizzo su **MGP** e sulla **CRIDA** delle 15.00 del $D - 1$
2. nel tardo pomeriggio del $D - 1$ ai fini dell'utilizzo sulla **CRIDA** delle 22.00 del $D - 1$
3. nella prima mattinata del giorno D ai fini dell'utilizzo sulla **CRIDA** delle 10.00 del giorno D

1-13.5.4 Informazioni al mercato

Il **GME**:

- entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna **CRIDA** pubblica i margini di transito M_{z_i, z_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 [2]
- 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.

Non sono previste specifiche informazioni sui margini di transito su **XBID** in quanto essi aggiornati in continuo dalla piattaforma stessa ogni qual volta si verifica un abbinamento fra le offerte. Detti margini sono messi a disposizione degli **operatori di mercato** in tempo reale. Le modalità e le tempistiche di pubblicazione di dette informazioni sono gestite direttamente dal responsabile della piattaforma.

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 [2].

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.

Rispetto alla prima fase di avvio della piattaforma XBID in Italia, la possibilità di presentare offerte per portafoglio è estesa anche alle aste implicite di MI, in continuità con quanto previsto per MGP. Con i portafogli e la programmazione per nomine di cui alla Sezione 17.2 dovrebbero perdere di significatività le cosiddette offerte bilanciate: ciascun operatore di mercato può infatti bilanciare il proprio portafoglio zonale direttamente in fase di nomina e definizione dei programmi

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} .

In questo modo si allineano i limiti di offerta con i limiti di prezzo di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [2].

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:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{CR} \leq M_{\uparrow pf} \quad \forall h \\ \sum_{o \in pf} A_o^{CR} \leq M_{\downarrow pf} \quad \forall h \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [54]} \end{array} \right.$$

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:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{XB} \leq M_{\uparrow pf} \quad \forall h \\ \sum_{o \in pf} A_o^{XB} \leq M_{\downarrow pf} \quad \forall h \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [54]} \end{array} \right.$$

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**.

In esito a **XBID** i margini a salire e a scendere dei **portafogli zonali** devono essere costantemente aggiornati in funzione delle offerte abbinate relative ai **portafogli zonali** stessi. Questo calcolo è effettuato da **GME** ogni qual volta si verifica un abbinamento di offerte su **XBID**. Questi margini aggiornati sono utilizzati poi da **GME** per verificare la congruità delle offerte successivamente presentate su **XBID**. Nel testo del **TIDE** l'aggiornamento dei margini è previsto in calce alla Sezione 13.5.2, mentre la verifica di congruità è descritta nella Sezione 13.5.8 dove i margini utilizzati devono intendersi come margini aggiornati.

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 zionali 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:

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

La posizione netta $S_{brp,z}^{MPE}$ di ciascun BRP in una zona di offerta z rappresenta l'insieme delle transazioni commerciali svolte dal BRP (direttamente o per il tramite degli operatori di mercato delegati ai sensi della Sezione 3.3.3) sui portafogli zionali fisici caratterizzati da un sottostante fisico nella diretta responsabilità del BRP. In essa non rientrano, quindi, nè i portafogli zionali commerciali relativi alle UCP, che rimangono gestiti separatamente al fine di tenere distinte le transazioni svolte senza un sottostante fisico, nè i portafogli zionali commerciali relativi alle UCS, che rimangono gestiti separatamente ai fini della verifica dei limiti di esercizio dei relativi contratti standard di *time shifting*.

La posizione netta in immissione $S_{brp,z}^{MPEimm}$ è sempre maggiore di zero, mentre la posizione netta in prelievo $S_{brp,z}^{MPEprel}$ è sempre minore di zero.

La somma algebrica delle due posizione nette in immissione e in prelievo costituisce la posizione netta del BRP.

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.

Il Regolamento (UE) 2019/943 [1] introduce il concetto di **ridispacciamento** come modifica dei profili di generazione e carico per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. A livello nazionale tale attività è svolta nell'ambito del **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e, in particolare, per il tramite del *Integrated Scheduling Process* che, pertanto, acquisisce la forma di un mercato di **ridispacciamento**. In particolare per il tramite di tale mercato TERNA risolve le congestioni, assicura la presenza in servizio di opportuni margini di riserva e garantisce la presenza in servizio di un numero adeguato di risorse per l'erogazione dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** relativi a regolazione di tensione, stabilità ed inerzia del sistema.

L'*Integrated Scheduling Process* mantiene altresì un ruolo residuale ai fini del bilanciamento in quanto su di esso (in particolare su **Mercato del Bilanciamento (MB)**) possono essere attivati anche **prodotti specifici di bilanciamento** ulteriori rispetto all'approvvigionamento dei **prodotti standard di bilanciamento** scambiati sulle **piattaforme di bilanciamento**. L'uso dei **prodotti standard di bilanciamento** deve comunque rimanere prioritario.

A tal proposito nell'assicurarsi i margini di riserva sull'*Integrated Scheduling Process*, TERNA tiene conto della disponibilità attesa delle **UVAZ** sulle **piattaforme di bilanciamento** in modo statistico, nonché delle risorse coperte da contratti di *sharing agreement* con **TSO** esteri. Ad esempio, se il fabbisogno di **RR** risultante dall'applicazione dei principi di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [6] è di 500 ME e TERNA conta di trovare sulla relativa **piattaforma di bilanciamento** risorse dalle **UVAZ** per 100 MW, su *Integrated Scheduling Process* è sufficiente assicurare la presenza di 400 MW di margini di riserva.

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 [32].

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.

La definizione delle tipologie di offerta ammesse sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento riflette gli specifici servizi ancillari nazionali globali per cui ciascuna UAS e UVA risulta abilitata e le esigenze di ridispacciamento da parte di TERNA.

Per il ridispacciamento, gestibile solamente per il tramite delle UAS e delle UVAN, le tipologie di offerta sono definite da TERNA nel Codice di Rete.

Per i FRR e RR l'approvvigionamento avviene in via privilegiata per il tramite dei prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle piattaforme di bilanciamento, tuttavia TERNA può attivare detti servizi anche sull'*Integrated Scheduling Process* come prodotti specifici di bilanciamento. La definizione delle tipologie di offerta riflette questa facoltà, prevedendo

- per le UVAZ la presentazione di offerte esclusivamente nella forma dei prodotti standard di bilanciamento in quanto tali unità non possono partecipare direttamente all'*Integrated Scheduling Process* in quanto non riconducibili ad uno specifico nodo n della rete rilevante (l'*Integrated Scheduling Process* si basa su un modello nodale)
- per le UAS e le UVAN la presenza di specifiche tipologie di offerta nel Codice di Rete che consentono l'erogazione di detti servizi.

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.

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

Le offerte sul *Integrated Scheduling Process* sono sempre riferite ad un ISP, mentre le offerte relative ai prodotti standard di bilanciamento possono essere riferite all'ISP o alla MTU a seconda della piattaforma di bilanciamento.

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 $P_o^{MSDMB} > 0$.

Non sono previsti limiti massimi di prezzo in coerenza con quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

Si mantiene invece il *floor* a 0 €/MWh in continuità con l'approccio adottato con la Deliberazione 111/06 [41] che non consentiva prezzi negativi su MSD e su MB.

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:

- MSD, suddiviso in più sottofasi eseguite in anticipo rispetto al periodo di consegna
- 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.

Il *Integrated Scheduling Process* è articolato in MSD (che di fatto rappresenta la fase di programmazione ex-ante, cosiddetto MSD ex-ante, di cui alla Deliberazione 111/06 [41]) e in MB (che di fatto rappresenta il mercato di bilanciamento in tempo reale di cui alla Deliberazione 111/06 [41]), ma con un ruolo residuale dato

che il bilanciamento del sistema è prevalentemente effettuato sulle piattaforme di bilanciamento).

L'*Integrated Scheduling Process* svolge essenzialmente un ruolo di ridispacciamento delle risorse per la risoluzione dei cosiddetti vincoli a rete integra (tendenzialmente congestioni, regolazione di tensione e corrente di corto circuito), nel rispetto comunque di un vincolo di bilancio del sistema rispetto alle previsioni di immissione e prelievo in ciascun nodo della rete rilevante. A tal proposito sul *Integrated Scheduling Process* possono essere approvvigionati prodotti specifici di bilanciamento.

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.

Gli algoritmi di risoluzione per il modello matematico di ottimizzazione deterministico o per il modello matematico di ottimizzazione con dati incerti richiedono a livello generale un punto di partenza da cui iniziare le iterazioni di calcolo. Solamente per le UAS, le UVAN e le UnAP è necessario esplicitare uno stato iniziale ai fini dell'*Integrated Scheduling Process*, mentre per tutte le altre unità terna utilizza come punto di partenza le proprie migliori previsioni di immissione e prelievo.

Nel TIDE lo stato iniziale delle UAS, UVAN e UnAP è determinato direttamente a partire dalle nomine registrate dai relativi BSP e BRP in quanto espressione delle migliori previsioni di immissione e prelievo per queste unità e, quindi, quantità che si possono considerare già disponibili per il sistema. In particolare per le UVAN si fa riferimento alle UVN componenti.

In output a MSD e a MB lo stato iniziale delle UAS e delle UVAN può essere modificato da TERNA per tenere conto delle esigenze di sicurezza del sistema. Tali modifiche danno luogo ad una apposita remunerazione su MSD e MB.

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.

L'algoritmo dovrebbe privilegiare l'utilizzo di vincoli rigidi. L'utilizzo di vincoli elastici dovrebbe essere limitato a situazioni molto particolari che dovranno essere individuate da TERNA in sede di revisione del Codice di Rete per ottemperare alle disposizioni del TIDE e opportunamente motivate.

L'utilizzo di un modello di rete in CC non è ammesso su MSD in quanto su tale mercato sono approvvigionati anche servizi relativi alla tensione, parametro che i modelli di rete in CC non tengono in considerazione.

Per contro, tali modelli di rete in CC sono consentiti su MB in quanto su tale mercato si suppone che i servizi relativi alla tensione non siano approvvigionati in quanto usualmente caratterizzati da tempi di attivazione incompatibili con le tempistiche di MB.

La scelta potrà essere rivista in futuro qualora fossero disponibili tecnologie che consentono di attivare risorse utili per la regolazione di tensione con ridotto anticipo rispetto al tempo reale.

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**.

Le informazioni di cui alla presente Sezione garantiscono la massima trasparenza nei confronti dei **BSP** che devono avere a disposizione tutte le informazioni necessarie per la comprensione, per quanto possibile, dell'esercizio atteso della **rete rilevante**. A tale scopo è reso disponibile il modello statico della **rete rilevante** (si veda la Sezione 27.2.2 e sono pubblicati per ciascun **ISP** tutti i dati e i parametri (elementi fuori servizi, immissioni e prelievi, eventuali **vincoli elastici**) che **TERNA** ha utilizzato per la risoluzione dell'*Integrated Scheduling Process*.

Per il momento la pubblicazione è prevista a consuntivo. La scelta potrà essere rivista in seguito in esito ad un attento monitoraggio dell'andamento del mercato e del livello di concorrenzialità dello stesso.

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 $\overline{Q}_{\uparrow z}^{MSD}$ complessivamente approvvigionata a salire su **MSD** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\uparrow z}^{MSD}$
- 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.

Gli intervalli di fattibilità sono individuati da TERNA in esito a MSD sulla base delle esigenze di sicurezza del sistema per ridurre eventuali scostamenti in tempo reale. Il BSP è libero di nominare le proprie unità successivamente alla chiusura di MSD in coerenza con detti intervalli di fattibilità.

Al momento non è prevista alcuna valorizzazione esplicita degli intervalli di fattibilità. Con successivi approfondimenti sarà valutata l'introduzione di meccanismi di remunerazione dei possibili costi opportunità conseguenti ai vincoli introdotti da TERNA, tenendo conto delle rendicontazioni di tali vincoli e delle relative motivazioni, nonché di eventuali criticità rilevate nella loro applicazione come segnalati dai BSP e in coerenza con i meccanismi di approvvigionamento della capacità di bilanciamento ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

ARTICOLO 1-14.6

Piattaforme di bilanciamento

Le piattaforme di bilanciamento costituiscono lo strumento in cui sono scambiati i prodotti standard di bilanciamento. Esse si svolgono fra la chiusura delle transazioni su XBID (H-1) e il tempo reale secondo il seguente ordine:

- TERRE per l'attivazione di RR
- MARI per l'attivazione di mFRR
- PICASSO per l'attivazione di aFRR.

Esiste una ulteriore piattaforma dedicata all'*Imbalance Netting* che prevede esclusivamente la compensazione fisica degli sbilanciamenti fra i vari TSO senza alcuna regolazione economica. Essa, quindi, non rileva ai fini del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Le piattaforme di bilanciamento sono basate sul modello TSO-TSO con TERNA che partecipa da un lato come acquirente delle risorse formulando offerte relativamente al proprio fabbisogno e dall'altro condividendo le offerte presentate dai BSP previa una opportuna conversione come specificato nel Codice di Rete.

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 piattaforme 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.

A livello europeo ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4] i TSO sono tenuti ad avvalersi per il bilanciamento del sistema di prodotti standard relativi a aFRR, mFRR e RR negoziati sulle piattaforme di bilanciamento.

I TSO raccolgono le offerte per il bilanciamento del sistema dai BSP a livello nazionale (in Italia le offerte sono raccolte tramite GME): a tal proposito possono richiedere offerte direttamente per i prodotti standard delle piattaforme di bilanciamento o per prodotti specifici che dovranno poi essere convertiti a prodotti standard nel momento con cui sono inviati alle piattaforme di bilanciamento.

Per l'Italia le offerte presentate dalle UVAZ sono già nella forma di prodotti standard di bilanciamento, mentre le offerte presentate dalle UAS e dalle UVAN devono essere convertite.

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 piattaforma 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 piattaforma 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 piattaforma 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.

TERNA liquida le partite economiche direttamente con la piattaforma mentre provvede poi alla regolazione economica delle risorse con i relativi BSP nell'ambito del settlement del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Le piattaforme di bilanciamento prevedono la remunerazione delle risorse a prezzo marginale: tale prezzo è vincolante per la liquidazione delle partite economiche fra i vari TSO coinvolti.

Il fabbisogno espresso da TERNA in ciascuna zona di offerta z sulle piattaforme di bilanciamento per RR e per mFRR può essere accolto interamente o parzialmente o essere perfino interamente rifiutato. Ciò non rappresenta un problema per la sicurezza del sistema in quanto TERNA può comunque attivare risorse su MB o ricorrere alle altre piattaforme. Le quantità complessivamente approvvigionate a

salire e a scendere coincidono con la parte di fabbisogno che è stata effettivamente accettata.

Per la **piattaforma di bilanciamento** per aFRR il fabbisogno in ciascuna LFC **area** è determinato in modo automatico attraverso il valore di **FRCE**. Le quantità complessivamente approvvigionate a salire e a scendere in ciascuna **zona di offerta** z sono determinate a partite da questo valore.

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

In esito a MB, TERNA identifica le movimentazioni complessive richieste alle UAS, UVAN e UVAZ attraverso l'accettazione delle relative offerte presentate su *Integrated Scheduling Process* nonché tenendo conto delle offerte accettate sulle **piattaforme di bilanciamento**. In particolare TERNA su MB può revocare una attivazione disposta sulle **piattaforme di bilanciamento** qualora tale azione sia necessaria per la salvaguardia della sicurezza del sistema a minimo costo: i dettagli di questa operazione sono descritti nel **Codice di Rete**.

Ai fini della pubblicazione degli esiti di MB TERNA procede secondo tre distinte fasi:

1. pubblicazione a titolo provvisorio entro 30 minuti dal termine di ciascun ISP
2. pubblicazione a titolo consolidato nel giorno successivo a quello di competenza
3. pubblicazione a titolo definitivo contestualmente alla determinazione dell'energia immessa e prelevata ai sensi dell'Articolo 22, comma 1, del TIS (all'inizio del secondo mese successivo a quello di competenza)

In particolare in questo modo TERNA tiene conto delle segnalazioni da parte dei BSP relativamente a anomalie o incongruenze negli esiti provvisori o consolidati.

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.

Nel quadro regolatorio antecedente l'adozione del TIDE, la FCR costituiva un servizio obbligatorio per tutte le UP aventi i requisiti individuati nel Codice di

Rete. In particolare:

- in Sardegna ciascuna UP doveva riservare per la FCR una banda non inferiore al 10% della propria potenza massima
- nelle altre zone di offerta ciascuna UP doveva riservare per la FCR una banda non inferiore al 1.5% della propria potenza massima.

Per il servizio non era originariamente prevista alcuna remunerazione e l'energia erogata come FCR era contabilizzata nell'ambito degli sbilanciamenti. Per venire incontro alle esigenze dei produttori, con la Deliberazione 231/2013/R/eel [62] era stata introdotta una remunerazione a carattere volontario, basata sull'installazione di un apposito dispositivo per misurare l'energia effettivamente erogata a salire e a scendere come FCR. Tale meccanismo non ha tuttavia trovato particolare favore da parte dei produttori.

Per quanto riguarda la riserva ultra-rapida di frequenza, il suo approvvigionamento è stato introdotto come specifico progetto pilota nell'ambito della Deliberazione 300/2017/R/eel [52]. In particolare è stato previsto un contratto pluriennale per l'erogazione del servizio al fine di stimolare gli investimenti per la fornitura di detto servizio.

Con il TIDE si intende armonizzare i criteri di approvvigionamento previsti per la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza, passando per entrambi i servizi ad un approvvigionamento tramite procedure di mercato in funzione del fabbisogno effettivo di detti servizi in ciascun ISP. Non è quindi più possibile per TERNA prevedere un obbligo di messa a disposizione gratuita di tali bande di potenza.

Per la FCR ciò consente di superare l'obbligatorietà del servizio e il meccanismo di remunerazione volontario di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [62], consentendo da un lato il coinvolgimento delle unità precedentemente escluse in quanto non assoggettate all'obbligo di erogazione del servizio e favorendo dall'altro l'integrazione del mercato nazionale nell'ambito dei progetti di scambio e condivisione della FCR previsti a livello dell'area sincrona Europa Continentale.

Per facilitare la transizione dal concetto di servizio obbligatorio ad un sistema esclusivamente di mercato, si ritiene opportuno prevedere un periodo transitorio durante il quale TERNA prevede una banda minima obbligatoria per tutte le UP aventi determinati requisiti (di dimensioni inferiori rispetto alla banda attualmente prevista dal Codice di Rete) con approvvigionamento a mercato della quota di FCR rimanente.

Per la riserva ultra-rapida di frequenza si tratta invece di passare da un approvvigionamento a termine pluriennale ad un approvvigionamento a pronti su base giornaliera. Anche in questo caso è opportuno prevedere un transitorio che consenta a TERNA:

- da un lato di selezionare prima dell'entrata in vigore del TIDE prevista a gennaio 2025, ulteriori risorse per la riserva ultra-rapida di frequenza tramite le medesime procedure del progetto pilota attualmente in essere, stipulando con esse un contratto pluriennale
- dall'altro di continuare ad utilizzare le risorse attualmente contrattualizzate (o che saranno contrattualizzate sulla base dell'ulteriore selezione di cui al punto precedente) fino alla scadenza del contratto.

. Per ulteriori dettagli sul transitorio si rinvia alla Sezione 28. Nella presente Sezione si illustra, invece, la soluzione di regime con le sole procedure di mercato a pronti.

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.

Nel progetto pilota riserva ultra-rapida di frequenza di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [63] potevano essere abilitati aggregati diversi da quelli previsti per gli altri progetti pilota sviluppati ai sensi della Deliberazione 300/2017/R/eel [52].

Con il TIDE questa facoltà viene meno e ciascun BSP è tenuto ad offrire la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza attraverso le UAS o le UVA.

In particolare, ad esempio, non è possibile abilitare una UVA per l'erogazione di RR e solamente un sottoinsieme della medesima anche per l'erogazione di FCR. In tale caso il BSP deve procedere con due distinte richieste di abilitazione, una relativa al sottoinsieme per l'erogazione di FCR e RR e una per le altre UP e UC per l'erogazione della sola RR.

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.

Ciascuna UAS e ciascuna UVA possono partecipare sia alle procedure di mercato per la FCR sia alle procedure di mercato per la riserva ultra-rapida di frequenza, purchè le bande in MW asservite ai due servizi rimangano distinte.

La separazione delle due procedure garantisce questo risultato, impedendo che una capacità selezionata nella prima procedura possa essere offerta nella seconda.

L'approvvigionamento può avvenire sia a pronti su base giornaliera (in tempo utile per la presentazione delle offerte su MPE) sia a termine su base settimanale, mensile, annuale. A differenza del progetto pilota riserva ultra-rapida di frequenza di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [63] non è previsto un approvvigionamento pluriennale. Le risorse già approvvigionate nell'ambito di questo progetto pilota continuano comunque a mantenere in essere i propri diritti secondo quanto riportato nella Sezione 28.

Le procedure possono prevedere l'approvvigionamento contestuale di servizi a salire e a scendere (con bande tendenzialmente simmetriche) o l'approvvigionamento separato di tali servizi (con facoltà per una UAS o UVA di partecipare con bande asimmetriche o solamente a servizi a salire o a servizi a scendere).

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.

In linea generale la FCR è dimensionata a livello di area sincrona e approvvigionata per ciascun Load Frequency Control block secondo criteri di ripartizione definiti a livello europeo (per l'Europa Continentale tali criteri sono contenuti nell'accordo denominato SAFA). L'Italia continentale e la Sicilia fanno parte dell'area sincrona Europa Continentale e costituiscono un unico Load Frequency Control block. La Sardegna, invece, rappresenta un'area sincrona a sè stante connessa in corrente continua con il resto del sistema elettrico. Ne consegue che in linea di principio la FCR dovrebbe essere approvvigionata separatamente per la Sardegna e per l'aggregato Italia Continentale e Sicilia. Dato che il servizio movimentata usualmente volumi di energia ridotti rispetto ai flussi di energia all'interno dell'area, esso dovrebbe poter essere erogato indifferentemente da qualsiasi risorsa localizzata nelle aree geografiche di cui sopra: si dovrebbero, quindi, identificare due distinti perimetri di erogazione, uno zonale relativo alla Sardegna e uno multizonale relativo all'aggregato Italia Continentale e Sicilia. Per garantire una ripartizione uniforme delle risorse sull'intero territorio nazionale ed evitare, ad esempio, che tutte le risorse siano concentrate nella zona Nord, TERNA potrebbe optare per suddividere l'aggregato Italia Continentale e Sicilia in più perimetri di erogazione zonali o multizonali con un relativo fabbisogno minimo. In particolare questa ipotesi appare ragionevole per la Sicilia, data la debole interconnessione con il resto del sistema e la relativa ridotta capacità regolante.

Analoghe considerazioni valgono per la riserva ultra-rapida di frequenza che rappresenta una risorsa concettualmente analoga alla FCR, ma con tempi di risposta più rapidi.

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.

La remunerazione della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza prevede la valorizzazione della banda in MW messa a disposizione da ciascuna UFCR indipendentemente dall'energia effettivamente erogata in tempo reale. Di fatto, quindi, l'energia erogata come FCR o come riserva ultra-rapida di frequenza non viene remunerata in €/MWh.

Tuttavia, in continuità con quanto previsto dalla Deliberazione 231/2013/R/eel [62] e con il progetto pilota riserva ultra-rapida (di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [63]), sono previsti appositi dispositivi per la misura dell'energia erogata ai fini di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza. L'installazione di tali dispositivi è a carattere volontario. In presenza di tali dispositivi l'energia erogata a titolo di FCR e di riserva ultra-rapida di frequenza viene dedotta dallo sbilanciamento attribuito

al relativo BRP (rientra nella modulazione ai fini del *settlement* - vedasi Sezione 19.2). In aggiunta, dato che il BRP regola con il gestore della UP o il cliente finale il controvalore economico dell'energia complessivamente immessa e prelevata (quindi inclusiva del contributo erogato a titolo di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza), è altresì applicata una compensazione ai sensi della Sezione 22.3.5: tale compensazione è analoga a quella prevista per il servizio di modulazione straordinaria.

Per le UAS e le UVA non dotate del dispositivo di misura, non è prevista alcuna correzione allo sbilanciamento. Ciò non consente altresì una specifica compensazione fra BSP e BRP per questi servizi, in quanto, come chiarito nella Sezione 22 sono oggetto di compensazione solamente le movimentazioni che confluiscono nell'aggiustamento dello sbilanciamento o nella modulazione ai fini del *settlement*. In questo caso, il rischio legato all'assenza di compensazione deve essere gestito dal BRP in sede di fissazione delle condizioni economiche con i gestori delle UP e clienti finali.

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.

Nel quadro regolatorio antecedente l'adozione del **TIDE**, il servizio di interrompibilità del carico era approvvigionato tramite procedure di mercato a termine con remunerazione binomia per la potenza asservita al distacco (in €/MW pari al prezzo marginale risultante dalla procedura di selezione) e per ciascun evento di distacco (con gettone forfettario pari a 3'000 €/MW).

Il distacco delle **UP** non abilitate (in cui rientra la modulazione della produzione eolica) prevedeva invece l'erogazione obbligatoria su richiesta di **TERNA** con attribuzione di una movimentazione a scendere pari alla differenza fra il programma originario dell'**UP** e il programma finale come limitato da **TERNA** con valorizzazione della stessa al prezzo zonale **MGP**. Tale approccio consentiva al relativo **BRP** di risultare neutrale rispetto ai distacchi, in quanto l'energia inizialmente venduta e non ritirata in tempo reale dall'**UP** per effetto del distacco era acquistata da **TERNA** a prezzo **MGP** e non al prezzo di sbilanciamento che sarebbe potuto risultare penalizzante. In aggiunta a questa compensazione, per le **UP** alimentate da fonte eolica era prevista anche una specifica forma di ristoro per la mancata produzione erogata da **TERNA** sulla base delle stime compiute dal **GSE** ai sensi della Deliberazione ARG/elt 5/10 [64]

Anche l'asservimento alle procedure di distacco con procedura **RIGEDI** di cui all'Allegato A.72 al **Codice di Rete** era a carattere obbligatorio con l'attribuzione di una specifica movimentazione a scendere per rendere neutrale il **BRP**, ma senza uno specifico ristoro per la mancata produzione.

Con il **TIDE** si lascia ampia flessibilità a **TERNA** per la determinazione delle modalità di approvvigionamento del **servizio di modulazione straordinaria** in modo da poter ricomprendere all'interno tutte le soluzioni adottate nel quadro regolatorio antecedente per i servizi di interrompibilità, distacco delle **UP** non abilitate e distacco con procedura **RIGEDI** che confluiscono nel servizio stesso.

Per tale motivo non è prevista un'unica modalità di approvvigionamento, ma è consentito differenziare in funzione della tipologia (istantanea, con preavviso, a salire e a scendere) della modulazione richiesta.

In questo modo è lecito attendersi per la modulazione straordinaria a salire istantanea (che sostituisce il servizio di interrompibilità estendosi anche, ad altre risorse in ottica di neutralità tecnologica) delle procedure di selezione a termine con remunerazione del singolo evento di distacco.

Invece per quanto riguarda la modulazione straordinaria a scendere (che ingloba il distacco delle **UP** abilitate e il distacco con procedura **RIGEDI**) è lecito attendersi il mantenimento dell'asservimento obbligatorio per tutte le **UP** e le **UC** qualificate per il servizio.

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.

Si lascia ampia flessibilità a TERNA nel valutare le modalità di approvvigionamento più efficaci. Per esempio, in continuità con quanto storicamente attuato, il servizio di interrompibilità del carico (che diventa un servizio di modulazione straordinaria a salire istantanea o con preavviso) è approvvigionato direttamente dai clienti finali, mentre il servizio di modulazione della produzione eolica (che diventa un servizio di modulazione straordinaria a scendere lento senza preavviso) può continuare a prevedere l'intermediazione del 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.

La remunerazione a mercato del servizio di modulazione straordinaria prevede la valorizzazione della potenza distaccabile messa a disposizione da ciascuna **UP** e **UC** più un eventuale remunerazione per ogni evento. Ciò si pone in continuità con le modalità di remunerazione storicamente adottate per il servizio di interrompibilità.

Per assicurare la neutralità del **BRP** responsabile delle **UP** e delle **UC** selezionate per il servizio, l'energia effettivamente modulata viene comunque stimata da **TERNA** ai sensi della Sezione 19.2.2 con attribuzione di una compensazione per il **BRP**. Per ulteriori dettagli si rinvia alle Sezioni 21 e 22. Ciò rappresenta una novità rispetto alla prassi in essere per il servizio di interrompibilità che non prevedeva alcuna forma di compensazione.

Per il distacco delle **UP** non abilitate la compensazione risulta invece concettualmente analoga all'attribuzione della movimentazione a scendere valorizzata a prezzo zonale **MGP** che, pertanto, è da considerarsi superata.

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](#).

L'approvvigionamento a termine dei [servizi ancillari nazionali globali](#) era già stato introdotto nella Deliberazione 111/06 [41] nell'ottica di minimizzare i costi di approvvigionamento di detti servizi rispetto al [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#).

Nel [TIDE](#) la facoltà è stata mantenuta purchè sia dimostrato un risparmio rispetto al [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#) e siano previsti specifici segnali di prezzo sul valore di ciascuno dei [servizi ancillari nazionali globali](#) approvvigionati a termine.

Le procedure di approvvigionamento e le condizioni economiche sono predisposte da [TERNA](#) e approvate dall'[Autorità](#) in continuità con la Deliberazione 111/06 [41]: rispetto alla formulazione previgente viene tuttavia meno il silenzio assenso, per cui per l'approvazione è richiesta una decisione esplicita dell'[Autorità](#). Si evidenzia comunque che il silenzio assenso non è mai stato attuato e che l'[Autorità](#) si è sempre espressa con deliberazione in merito a queste tematiche.

Per i [servizi ancillari non relativi alla frequenza](#) di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3, in teoria il contratto a termine dovrebbe essere stipulato con i [gestori delle UP](#) e i [clienti finali](#): tuttavia, dato che, come già occorso nell'ambito della Deliberazione 111/06 [41], i contratti di approvvigionamento a termine potrebbero prevedere vincoli di offerta sul *Integrated Scheduling Process*, si è prevista la stipula direttamente tramite i [BSP](#).

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.

I corrispettivi forfettari possono essere differenziati per tenere conto delle peculiarità delle singole tecnologie. I dettagli sono descritti nel Codice di Rete.

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 [53] 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

Con l'avvio di **XBID** in Italia il 21 settembre 2021, è stata introdotta la Piattaforma di nomina per **MI** continuo per consentire a ciascun titolare di **portafoglio zonale** di ripartire la posizione commerciale maturata su **XBID** tra le varie **unità** incluse nel **portafoglio zonale** stesso.

Con il **TIDE** la piattaforma di nomina assume una funzione più generale e non più legata esclusivamente alle transazioni su **MI** continuo.

A tal proposito risultano utili alcune premesse relative al modello di mercato utilizzato.

La regolazione europea ha da sempre privilegiato l'adozione di modelli semplificati di tipo zonale, in luogo di quelli nodali, più accurati nella rappresentazione della rete, ma più complessi da un punto di vista computazionale, sia per la numerosità di maglie e nodi, sia per la rappresentazione esplicita dei vincoli tecnici (ad esempio rampe di accensione e spegnimento) delle **UP** e delle **UC** presenti su ciascun nodo.

Il modello europeo prescelto è dunque un modello *zonale* in cui:

- le **zone di offerta** nella maggioranza dei casi coincidono con il perimetro di ciascuno Stato Membro (solo l'Italia, la Svezia e la Danimarca hanno ulteriormente suddiviso il proprio sistema in più **zone di offerta**)

- la rappresentazione dei vincoli tecnici è lasciata ai singoli operatori di mercato per il tramite di prodotti complessi (ad esempio offerte a blocchi); tali prodotti non sono tuttavia disponibili in modo armonizzato ed uniforme in tutti gli Stati Membri, in quanto la loro introduzione dipende dalle prestazioni computazionali dell’algoritmo di risoluzione del mercato.

A livello locale (cioè nazionale) può comunque essere adottato un modello *central dispatch* basato su una rappresentazione nodale finalizzata ad affinare il dispacciamento delle UP e delle UC anche nell’ottica dell’approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali.

Nel TIDE, quanto sopra riportato è tradotto in un modello ibrido in cui:

- i mercati europei integrati SDAC e SIDC costituiscono un primo livello di dispacciamento, in quanto gli esiti di ogni sessione definiscono un impegno a immettere e prelevare energia in ciascuna zona di offerta
- ai fini di tali mercati sono considerati pochi, ma essenziali, vincoli tecnici e precisamente:
 - la capacità di immissione e di prelievo delle UP e delle UC
 - la capacità di transito fra le zone di offerta
- non sono previsti prodotti complessi, ma è consentito a ciascuna unità di formulare un proprio programma di immissione e prelievo indipendentemente dall’esito di MGP e MI, fermo restando l’impegno del BRP sul valore complessivo a livello zonale.

Il modello adottato col TIDE presenta pertanto alcune differenze rispetto a quanto prospettato con il Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [56], laddove si era ipotizzata una programmazione indipendente per tutte le unità con la determinazione di un saldo commerciale valorizzato a prezzo di sbilanciamento.

Nel TIDE, invece:

- la posizione commerciale assunta cumulativamente da ogni BRP su MGP e MI rappresenta una sorta di “programma complessivo” del BRP nella zona di offerta
- qualunque deviazione rispetto al “programma complessivo” (ossia un saldo commerciale non nullo) rappresenta uno sbilanciamento rispetto al primo livello di dispacciamento attuato su MGP e MI (cio è coerente con la proposta introdotta nel Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [56] di regolare il saldo commerciale a prezzo di sbilanciamento)

- rimane fatta salva la possibilità per le **unità** di definire una nomina di immissione e prelievo in modo indipendente dagli esiti di **MGP** e **MI**
- tale facoltà non è però consentita alle **UVZ** di prelievo e alle **UVZ** relative alla tipologia **fonti rinnovabili** non programmabili, la cui nomina è calcolata per differenza tra la posizione commerciale del **BRP** e la somma delle nomine delle altre **unità** nella responsabilità del **BRP**.
- lo sbilanciamento delle suddette tipologie di **UVZ** unisce quindi le due componenti di effettivo sbilanciamento della **UVZ** (errore di programmazione) e di “saldo commerciale”; tale scelta consente una semplificazione operativa, evitando di distinguere due componenti che sarebbero comunque valorizzate entrambe al prezzo di sbilanciamento
- per tale motivo, come già evidenziato nella Sezione 9.4.2, a ciascun **BRP** in ciascuna **zona di offerta** è comunque necessario attribuire una **UVZ** anche in assenza di specifiche **UP** e **UC** da includere in essa; in questo caso infatti l’energia attribuita all’**UVZ** rappresenta esclusivamente lo sbilanciamento rispetto al “programma complessivo”.

Per maggiore chiarezza, si considerino i seguenti esempi.

Esempio 1

- posizione portafoglio 1 = 100 MWh
- posizione portafoglio 2 = 300 MWh
- nomine complessive relative alle **unità** diverse da **UVZ** = 350 MWh

Al **BRP** è attribuito un programma per **UVZ** pari a 50 MWh (immissione), per compensare la posizione complessiva di 400 MWh rispetto alle nomine di 350 MWh.

Esempio 2

- posizione portafoglio 1 = 100 MWh
- posizione portafoglio 2 = 300 MWh
- nomine complessive relative alle **unità** diverse dalle **UVZ** = 450 MWh

Al **BRP** è attribuita un programma per **UVZ** pari -50 MWh, per compensare la posizione complessiva di 400 MWh rispetto alle nomine di 450 MWh.

Esempio 3

- posizione portafoglio 1 = 0 MWh

- nomine complessive relative alle unità diverse dalle UVZ = 200 MWh

Al BRP è attribuito un programma per UVZ pari a -200 MWh: in questo caso, pur in assenza di una posizione netta su MPE, il BRP può comunque nominare le proprie unità diverse dalle UVZ, ma si ritroverà abbinato anche una nomina uguale e contrario per le UVZ che, se non coperta da immissioni e prelievi effettivi, sarà regolata a sbilanciamento in sede di *settlement*.

Dal punto di vista applicativo, data la presenza di diverse tipologie per le UVZ di immissione, il ruolo di saldo è attribuito alla UVZ di immissione relativa alla tipologia alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Per le altre UVZ (caratterizzate da UP programmabili, rinnovabili o non rinnovabili) è invece prevista una nomina esplicita come per le altre unità. Non occorre invece specificare nulla delle UVZ di prelievo, in quanto esse sono univoche per BRP e per zona di offerta.

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.

L'Articolo 12 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] prevede che i programmi commerciali delle UCS in violazione dei limiti di energia cumulabile in immissione o in prelievo diano adito a sbilanciamenti da regolare con TERNA a cura del relativo BRP. In particolare energie in immissioni eccedenti il relativo limite di esercizio danno luogo a sbilanciamenti negativi (la relativa energia non potendo essere fisicamente immesse dalle UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 deve essere coperta da TERNA con apposite risorse a salire). Dualmente l'energia in eccesso in prelievo è vista come uno sbilanciamento positivo.

Detti sbilanciamenti sono direttamente identificati da GME; non è quindi necessario prevedere per queste unità un programma base e, pertanto, esse sono escluse dalla registrazione delle nomine sulla relativa piattaforma.

Analogamente non è necessario identificare alcun programma base per le UCP, in quanto il relativo sbilanciamento è per definizione pari alla posizione commerciale netta del relativo portafoglio zonale commerciale cambiata di segno.

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:

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

Per le UAS e le UVN la nomina è definita dal BSP in quanto detta nomina costituisce la base per le movimentazioni disposte su mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, come chiarito nella Sezione 19.3.1.

Non è prevista dal BSP la presentazione di una specifica nomina per le UAS e le UVN relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 in quanto per dette risorse la nomina è definita da TERNA in coerenza con quanto previsto dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [54].

Le nomine per le UAS e le UVN sono da intendersi al netto delle eventuali movimentazioni già disposte su MSD (per le UVN si intendono le movimentazioni disposte con riferimento alle UVAN di cui fanno parte). Per maggiore chiarezza, si consideri il seguente esempio relativo ad una UAS:

- nomina di immissione 100 MWh caricato prima di MSD
- movimentazione a salire su MSD 20 MWh
- intervallo di fattibilità in esito MSD e rilevante in input a MB [120 MWh, 180 MWh]

Successivamente alla chiusura di MSD, il BSP può rinominare l'unità entro il termine di chiusura della piattaforma di nomina nell'intervallo [100 MWh, 160 MWh], in quanto la nomina caricata sulla piattaforma è da intendersi al netto della quantità a salire di 20 MWh disposta su MSD.

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.

La nomina per le UnAP è necessariamente definita dal BRP, in quanto dette unità non sono abilitate all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e, pertanto, ad esse non è abbinato alcun BSP.

Anche la nomina per le UVZ di immissione diverse dalla tipologia fonti rinnovabili non programmabili, le UVI e le UVE è definita dal BRP: queste unità infatti non sono abilitate tal quali all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, ma possono eventualmente includere UP, UI e UE inserite nelle UVAZ.

Non è prevista una nomina specifica per le UVZ di immissione relative alla tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 e per le UVZ di prelievo in quanto esse svolgono il ruolo di saldo rispetto alla posizione commerciale complessiva del BRP.

La nomina per le UnAP di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 è presentata solamente se richiesta da TERNA. Il programma per tali unità è necessario solamente al verificarsi di specifiche condizioni che non consentono a TERNA di stimarlo a partire dalle proprie migliori previsioni. Tipico è il caso in cui l'offerta riferita al portafoglio zonale che include l'UnAP è stata accettata parzialmente: in questo caso è il BRP a decidere quali UP far produrre e quali no.

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 [54], 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 zonali 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 [54]
- relativamente alla quota di capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [54], il BSP registra sulla piattaforma di nomina la nomina Nom_u^{free}
- la nomina Nom_u è determinata come: $Nom_u = Nom_u^{210} + Nom_u^{free}$

Come chiarito nella Sezione 14.5.3, le nomine relative alle UAS e alle UVN sono utilizzate da TERNA come dati di input per MSD e MB.

L'Articolo 6 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] prevede che i programmi in ingresso a MSD per le risorse di stoccaggio 210/2021 siano determinati da TERNA secondo i criteri riportati nella disciplina per l'approvvigionamento delle risorse di stoccaggio 210/2021 a partire dalle transazioni di mercato relative ai contratti standard di *time shifting*.

Ciò spiega la responsabilità di TERNA per le nomine per le UAS relative a risorse di stoccaggio 210/2021, limitatamente alla quantità assoggettata alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [54]. Per la parte rimanente della capacità la nomina rimane nella responsabilità del BSP.

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
$u \in A_{brp,z}$	la sommatoria è estesa a tutte le unità rientranti nell'insieme $A_{brp,z}$ 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
$u \in A_{brp,210z}$	la sommatoria è estesa a tutte le unità rientranti nell'insieme $A_{brp,210z}$ 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.

Dal 2025, data di produzione di effetti del TIDE, sia la MTU sia l'ISP dovrebbero coincidere con una durata di 15 minuti in coerenza con il quadro regolatorio europeo. Si ritiene comunque opportuno dare mandato a TERNA di gestire la non coincidenza fra MTU e ISP nel caso in cui si dovessero verificare dei ritardi nell'implementazione di tale durata (si ricorda che la durata della MTU è fissata a livello europeo e il progetto di passaggio a 15 minuti dipende da una pluralità di attori e fattori al di fuori del contesto nazionale).

Ai fini della determinazione della posizione di saldo concorrono anche le nomine relative alle UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 limitatamente alla capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [54]. La capacità asservita a tale disciplina non rientra, in quanto essa non è offerta su MPE dal BRP, ma attraverso i contratti standard di *time shifting* nell'ambito dei portafogli zonali commerciali di stoccaggio.

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.

Con questa previsione il BRP è informato dei programmi caricati dai BSP relativi alle proprie unità. Il BRP può utilizzare queste informazioni per definire la propria posizione commerciale su MI. Questa previsione è introdotta in quanto dal punto di vista teorico le funzioni di BSP e BRP possono essere distinte per tutte le unità. In caso di coincidenza fra BSP e BRP la previsione di fatto non rileva.

Inoltre in questo modo sono rese disponibili ai BRP e BSP le nomine per le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 determinate da TERNA.

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**.

La Piattaforma di nomina opera in continuo durante tutte le sessioni di **XBID** consentendo ai **BRP** e **BSP** di aggiornare le nomine ogni qualvolta ne abbiano necessità. La piattaforma chiude in via definitiva per ciascuna **ISP t** 3 minuti dopo il termine di presentazione delle offerte su **XBID** per la **MTU h** che include l'**ISP t** (ossia 57 minuti prima del tempo reale), al fine di consentire di riflettere nei programmi le transazioni svolte a ridosso della chiusura di **XBID**.

GME rende disponibili a **TERNA** le nomine a titolo provvisorio entro l'inizio di ciascuna **sottofase** di **MSD** ai fini della determinazione dei programmi di immissione e prelievo in ingresso a **MSD**.

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.

Come chiarito nella Sezione 9.1, il diritto e l'impegno a immettere e a prelevare energia elettrica sono attribuiti ai BRP con riferimento a ciascuna unità. Per tale motivo:

1. per ciascuna unità deve essere opportunamente definito un programma base di immissione e prelievo
2. detto programma base deve rappresentare esclusivamente le immissioni e i prelievi nella responsabilità dei BRP, ossia non includere le movimentazioni disposte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento in quanto di competenza dei BSP
3. le movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento sono contabilizzate separatamente in un apposito programma di movimentazione nella responsabilità dei BSP che viene confrontato con la movimentazione effettivamente eseguita dall'unità
4. le movimentazioni effettivamente eseguite da ciascuna unità devono dare luogo a compensazioni fra BSP e BRP (in quanto, ad esempio, nel caso di movimentazioni a salire per immissione, il BRP si ritroverebbe a dover regolare con il gestore della UP anche l'energia immessa in rete a seguito

della suddetta movimentazione; tuttavia il BRP non ha potuto vendere tale energia su MPE, quindi, in assenza di una specifica compensazione, risulterebbe scoperto).

Con il TIDE l'Autorità intende implementare i criteri di cui sopra per tutte le tipologie di unità, prevedendo una esplicita compensazione fra BSP e BRP gestita da TERNA nell'ambito dell'*settlement* per tenere conto delle ripercussioni economiche che l'attività del BSP ha su quella del BRP. Per i dettagli si rinvia alla Sezione 22.3. Ciò si pone in continuità con i meccanismi di compensazione introdotti con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52].

La compensazione si applica anche alle UAS: ciò rappresenta una sostanziale novità rispetto alla prassi in essere con la Deliberazione 111/06 [41] rendendo la regolazione italiana coerente con il dettato della Direttiva (UE) 2019/944 [5] che prevede la distinzione dei ruoli di BRP e BSP a prescindere dalla tipologia di unità. Inoltre in questo modo il calcolo del *settlement* è il medesimo a prescindere dalle varie tipologie di unità, con vantaggi di tipo amministrativo per TERNA.

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 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

$$Prg_u^{base} = 0$$

Il programma base rappresenta l'impegno ad immettere e a prelevare assunto da ciascun BRP. Esso è pari alla nomina caricata per ciascuna unità sulla piattaforma di nomina gestita da GME. Detta nomina, infatti, è già al netto delle movimentazioni su MSD e MB. Inoltre, per costruzione, la somma di dette nomine risulta pari alla posizione commerciale complessiva di ciascun BRP in ciascuna zona di offerta:

dette nomine rappresentano quindi, nel loro complesso, tutte le immissioni e i prelievi nella responsabilità del BRP, ossia le immissioni e i prelievi risultanti dalle transazioni complessive svolte dallo stesso BRP (direttamente o per il tramite di un operatore di mercato delegato) su MPE.

Solo le unità nella responsabilità di un BRP hanno un programma base non nullo, ossia esplicitato puntualmente. Le UVA hanno invece un programma base a zero, in quanto ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare di cui alla Sezione 2, le relative immissioni e i relativi prelievi sono contabilizzati nei programmi base definiti per le UVnA.

Non è necessario in questa sede prevedere specificazioni relative alle UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021, in quanto, una volta determinata da TERNA la nomina Nom_u , esse sono del tutto equivalenti alle altre UAS.

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:

$$Prg_u^{mov} = 0$$

I programmi di movimentazione rappresentano le movimentazioni nette richieste a ciascuna unità sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Essi sono non nulli solamente per le unità che sono abilitate all'erogazione dei servizi ancillari

nazionali globali o al ridispacciamento: trattasi delle UAS e delle UVA.

Per tutte le altre unità tali programmi sono uguali a zero in quanto ad esse non è attribuibile in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento una movimentazione. In particolare:

- le UnAP non partecipano al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento
- le UVN partecipano al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento per il tramite delle UVAN di cui fanno parte: la loro movimentazione confluisce quindi in queste ultime
- le UVZ, le UVI e le UVE possono includere UP, UC, UI e UE che partecipano al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento per il tramite delle UVAZ: anche in questo caso le eventuali movimentazioni confluiscono in queste ultime.

Ai fini della corretta ripartizione delle responsabilità fra BSP e BRP in sede di determinazione degli sbilanciamenti occorre comunque ripartire le movimentazioni delle UVAN e delle UVAZ fra le UVN, UVZ, UVI e UVE. Ciò è effettuato per il tramite del cosiddetto **aggiustamento dello sbilanciamento** come evidenziato nella Sezione 21 cui si rimanda per i dettagli.

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:

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

Il programma finale rappresenta la somma degli impegni di competenza dei BRP (programma base) e dei BSP (programma di movimentazione) per ciascuna unità.

Per le UAS il programma finale costituisce anche il riferimento di immissione e prelievo che l'unità è tenuta a seguire in tempo reale.

Per le UVA il programma finale coincide esclusivamente con il programma di movimentazione in quanto il programma base è pari a zero per evitare di conteggiare due volte le stesse immissioni e gli stessi prelievi. Tuttavia per le UVAN il BSP può comunque costruirsi il riferimento di immissione e prelievo in tempo reale sommando al proprio programma di movimentazione i programmi base delle UVN componenti.

Dal punto di vista della nomenclatura, i programmi base sostituiscono i programmi post-MI previsti dalla Deliberazione 111/06 [41], mentre i programmi finali sostituiscono i programmi cumulati modificati e corretti. Tuttavia occorre considerare che, a differenza di quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41] e dai progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52], i programmi finali per le UVN e le UVZ non includono le movimentazioni disposte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Nel quadro regolatorio antecedente al TIDE non era previsto l'aggiustamento dello sbilanciamento, ma la neutralità del BRP era garantita dal confronto fra immissioni e prelievi effettivi e il programma post-MI veniva modificato per tenere conto delle movimentazioni. Con il TIDE questa modifica non è più necessaria, in quanto l'aggiustamento dello sbilanciamento riporta direttamente le immissioni e i prelievi effettivi al valore che si sarebbe verificato in assenza di movimentazioni. Per ulteriori dettagli si rinvia alla Sezione 21.3.2.

La presente Sezione, e la Sezione 17 ad essa associata relativa alla piattaforma di nomina, definiscono ruoli e responsabilità in capo ai BRP e ai BSP, completando quanto già riportato nelle Sezioni 3 e 14 per quanto riguarda la partecipazione ai mercati e nella Sezione 8 per quanto riguarda la qualifica delle UAS e delle UVA ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali.

Le figure di BRP e BSP sono state introdotte dalla normativa europea (Regolamento (UE) 2019/943 [1] e Regolamento (UE) 2017/2195 [4]) in quanto i gestori delle UP e clienti finali normalmente non partecipano direttamente ai mercati, ma delegano questa attività a soggetti terzi.

Per quanto concerne la definizione dei rispettivi ruoli, rilevano:

- (a) il Regolamento (UE) 2019/943 [1], Articolo 2:

BRP *means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances in the electricity market*

BSP *means a market participant providing either or both balancing energy and balancing capacity to transmission system operators*

dove per *market participant* si intende *a natural or legal person who buys, sells or generates electricity, who is engaged in aggregation or who is an operator of demand response or energy storage services, including through the placing of orders to trade, in one or more electricity markets, including in balancing energy markets*

- (b) il Regolamento (UE) 2019/943 [1], Articolo 5 (Balancing responsibility): *All market participants shall be responsible for the imbalances they cause in the system ('balance responsibility'). To that end, market participants shall either*

be balance responsible parties or shall contractually delegate their responsibility to a balance responsible party of their choice. Each balance responsible party shall be financially responsible for its imbalances and shall strive to be balanced or shall help the electricity system to be balanced.

(c) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 2:

BRP *means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances*

BSP *means a market participant with reserve-providing units or reserve-providing groups able to provide balancing services to TSOs*

(d) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 14 (Role of the TSOs): *Each TSO shall be responsible for procuring balancing services from balancing service providers in order to ensure operational security.*

(e) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 15 (Cooperation with DSOs): *DSOs, TSOs, balancing service providers and balance responsible parties shall cooperate in order to ensure efficient and effective balancing.*

(f) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 16 (Role of balancing service providers): *2. Each balancing service provider shall submit to the connecting TSO its balancing capacity bids that affect one or more balance responsible parties.[...] 5. Any balancing service provider shall have the right to submit to its connecting TSO the balancing energy bids from standard products or specific products or integrated scheduling process bids for which it has passed the prequalification process pursuant to Article 159 and Article 162 of Regulation (EU) 2017/1485.*

(g) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 17 (Role of balancing responsible parties): *1. In real time, each balance responsible party shall strive to be balanced or help the power system to be balanced. [...] 2. Each balance responsible party shall be financially responsible for the imbalances to be settled with the connecting TSO.*

(h) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 24.5 (Balancing energy gate closure time): *[...] each TSO applying a central dispatching model shall define at least one integrated scheduling process gate closure time which shall: enable balancing service providers to update their integrated scheduling bids as close as possible to real time.*

(i) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 44.1 (Settlement Principles): *The settlement processes shall: [...] avoid distorting incentives to balance*

responsible parties, balancing service providers and TSOs [...] provide incentives to balancing service providers to offer and deliver balancing services to the connecting TSO

- (j) il Regolamento (UE) 2017/2195 [4], Articolo 49.1 (Imbalance adjustment to the balance responsible party): *Each TSO shall calculate an imbalance adjustment to be applied to the concerned balance responsible parties for each activated balancing energy bid.*

La normativa europea non è del tutto univoca nella definizione e distinzione dei ruoli, e necessita di essere ulteriormente specificata a livello nazionale, tenendo conto della realtà italiana basata su un *modello central dispatch*.

Si osserva anzitutto che il Regolamento (UE) 2017/2195 [4] è stato emanato prima del Regolamento (UE) 2019/943 [1], prevedendo una generica cooperazione di tutti gli attori; combinando i due provvedimenti, emerge come la cooperazione debba essere vista come un concorso di responsabilità per il bilanciamento e non come una cooperazione esplicita fra BSP e BRP.

Inoltre si osserva che:

- in base ai punti (a) e (c), entrambi i soggetti sono, in linea di principio, *market participants* ossia comprano o vendono elettricità, svolgono il ruolo di aggregatori, partecipano ai mercati, incluso quello del bilanciamento
- in base al punto (b) tutti i *market participants* (quindi sia BRP che BSP) sono, in linea di principio, responsabili dello sbilanciamento causato al sistema e ne rispondono economicamente
- al BSP è intestato il ruolo di “fornitore di servizi di bilanciamento” (come confermato ai punti (d), (e), (f)), partendo da offerte aggiornate sull’*Integrated Scheduling Process* presentate in coerenza con il punto (h)
- il BSP deve avere i corretti incentivi per il servizio offerto ((i))
- le movimentazioni del BSP devono essere tenute in conto nella definizione dello sbilanciamento dei BRP (punto (j))
- al BRP è intestata la responsabilità di rimanere bilanciato o aiutare la rete ad essere bilanciata: deve quindi anche regolare finanziariamente gli sbilanciamenti con il TSO (punto (g)).

Quanto descritto mostra che non esiste un’unica soluzione di implementazione, ma molte soluzioni in base a come si intendono ripartire i rischi fra i soggetti (BRP,

BSP, gestori delle UP e clienti finali) e conseguentemente individuare definire il relativo *settlement*.

Il TIDE implementa una soluzione che mantiene gli obiettivi della normativa europea, declinandoli nel contesto nazionale come segue:

- al BSP è riservato il ruolo di operare sui mercati con la finalità di fornire i servizi di movimentazione al TSO e di definire i programmi relativi alle UAS e alle UVN
- il BSP svolge anche il ruolo di aggregatore di unità per le finalità di cui al punto precedente
- al BRP è riservato un ruolo commerciale, inteso come facoltà di comprare e vendere un certo quantitativo di energia su MET o MPE; a tal fine il BRP può aggregare differenti unità così da partecipare al mercato in modo ottimizzato e può delegare la partecipazione ad un apposito operatore di mercato
- al BRP è altresì delegata la programmazione delle UVnA diverse dalle UVZ di prelievo e di immissione relative alla tipologia fonti rinnovabili non programmabili.

Pertanto nel modello italiano:

1. al BRP è intestata la commercializzazione del quantitativo di energia definito nel cosiddetto *programma base* di cui alla Sezione 18.2, compresa la responsabilità del bilanciamento ossia di rispettare detto *programma base*, pena l'applicazione di relative conseguenze economiche in termini di corrispettivi di sbilanciamento (Sezione 21)
2. al BSP è intestata l'esecuzione delle movimentazioni sottese al cosiddetto *programma di movimentazione* di cui alla Sezione 18.3, compresa la responsabilità del bilanciamento ossia di completare dette movimentazioni, pena l'applicazione di relative conseguenze economiche in termini di corrispettivi di mancata movimentazione e corrispettivi addizionali di mancato rispetto (Sezione 22).

Coerentemente, il BSP è remunerato solo per la fornitura della movimentazione, mentre il BRP è remunerato per l'energia che ha venduto sui mercati. Dato che il BRP gestisce i rapporti con i gestori delle UP e i clienti finali per quanto riguarda immissioni e prelievi nel sistema elettrico, esso deve essere adeguatamente compensato per il controvalore economico dell'energia oggetto di movimentazione da parte del BSP.

Riassumendo il BSP:

- offre sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento la flessibilità delle UAS e delle UVA e riceve un'unica remunerazione “energia”+“servizio”)
- retrocede al BRP (indirettamente tramite TERNA) il controvalore della voce “energia” per il tramite di appositi corrispettivi di compensazione (Sezione 22.3) determinati sulla base dei prezzi di mercato
- trattiene il valore del servizio, risultando responsabile nei confronti di TERNA delle mancate movimentazioni
- regola con le proprie controparti contrattuali il controvalore economico del servizio.

Il BRP, invece:

- compra e vende su MET e MPE l'energia relativa alla stima delle immissioni e dei prelievi delle unità di cui è responsabile
- si vede attribuito uno sbilanciamento al netto delle effettive movimentazioni svolte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (aggiustamento dello sbilanciamento di cui alla Sezione 21.3.2)
- riceve dal BSP (indirettamente tramite TERNA) il controvalore della voce “energia” relativa alle movimentazioni (Sezione 22.3)
- regola con gestori delle UP e clienti finali il valore economico delle immissioni e dei prelievi effettivi.

La presente Sezione implementa quanto sopra riportato.

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.

L'energia immessa e prelevata ai fini del *settlement* costituisce uno degli elementi alla base del calcolo degli sbilanciamenti nella responsabilità dei BRP di cui alla Sezione 21. Per tale motivo essa è calcolata esplicitamente solamente per le unità aventi un programma base non nullo: sono quindi escluse le UVAN e le UVAZ le cui immissioni e i cui prelievi sono comunque ricompresi nelle UVN, nelle UVZ, nelle UVI e nelle UVE.

Il calcolo dell'energia immessa e prelevata per ciascuna unità diversa dalle UCS è effettuato da TERNA in quanto responsabile dell'aggregazione delle misure, sulla base delle informazioni rese disponibili per le immissioni direttamente dai DSO e per il prelievo per il tramite del SII.

In particolare, ai sensi del TIS, il SII provvede a fornire direttamente dati di prelievo aggregati per ciascun utente del dispacciamento. Con l'approvazione del TIDE, è superata l'aggregazione per utente del dispacciamento prevista originariamente nel TIS, passando ad una aggregazione per unità riferita a ciascuna UAS, UnAP e UVnA.

Dal punto di vista applicativo l'aggregazione non è necessaria per le UAS e le UnAP in quanto composte da una sola UP o UC.

Per le UVI e le UVE l'aggregazione deve tenere conto dell'energia scambiata per il tramite delle UIE e delle UEE, assunta pari alle nomine sull'utilizzo della capacità di trasporto effettuate da ciascun BRP.

Si anticipa che potranno essere inserite nelle UVAN (e quindi nelle UVN) e nelle UVAZ solamente UP, UC, UI e UE trattate su base quartoraria (al fine di poter tenere conto del programma quartorario in input a MSD e a MB), mentre le UP, UC, UI e UE profilate per fascia o monorarie non potranno essere abilitate e rimarranno confinate nelle UVZ.

Il TIDE considera altresì una energia prelevata specifica per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione o per l'accumulo destinato alla successiva reimmissione in rete. Durante la fase di implementazione del TIDE sarà chiarito nel TIS come calcolare detta energia prelevata e contabilizzarla nei relativi aggregati.

Per le UnAP di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, il programma base è non nullo solamente qualora TERNA abbia esplicitamente richiesto la nomina ai sensi della Sezione 17.2.3. Per semplicità ai fini del *settlement* tale UnAP è comunque gestita in modo separato indipendentemente dalla richiesta di TERNA di una nomina: ciò evita che su GAUDÌ si debba tenere traccia anche delle richieste di nomina. In sede di *settlement* in assenza di una nomina esplicita, tutta l'energia immessa o prelevata da queste UnAP è contabilizzata come sbilanciamento: ciò non comporta, tuttavia, alcun onere in capo al BRP in quanto l'applicazione di un prezzo di sbilanciamento di tipo *single pricing* assicura che il BRP regoli complessivamente la differenza fra le immissioni e i prelievi effettivi delle unità nella sua responsabilità con la somma dei relativi programmi base che, per costruzione, coincide con la posizione netta assunta dallo stesso su MPE.

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

Una modulazione complessiva ai fini del *settlement* $E_u^{mod} < 0$ rappresenta l'energia che sarebbe stata ulteriormente immessa in rete dall'unità *u* qualora non fosse stato attivato il servizio di modulazione straordinaria o non fossero stati erogate la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza.

Analogamente una modulazione complessiva ai fini del *settlement* $E_u^{mod} > 0$ rappresenta l'energia che sarebbe stata ulteriormente prelevata dalla rete dall'unità *u* qualora non fosse stato attivato il servizio di modulazione straordinaria o non fossero stati erogate la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza.

Quantificare la modulazione complessiva ai fini del *settlement* è necessario per rendere neutrale il BRP rispetto alle modulazioni eseguite dalle UP e dalle UC di cui è responsabile. La modulazione complessiva è, infatti, portata in deduzione dallo sbilanciamento complessivo di competenza del BRP in modo concettualmente analogo al *aggiustamento dello sbilanciamento* come chiarito nella Sezione 21.3 cui si rinvia per i dettagli.

Inoltre per evitare doppi conteggi la modulazione complessiva è assunta pari a zero per le UVA.

Non sono da considerare le UCP in quanto prive per loro natura di alcun sottostante fisico e le UCS in quanto dedicate alla esclusiva gestione dei contratti standard di *time shifting*. Esse nella formula hanno una modulazione complessiva nulla.

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 $E_{up}^{\downarrow mod}$ fornita da ciascuna UP
- l'energia di modulazione a salire $E_{up}^{\uparrow mod}$ fornita da ciascuna UP
- l'energia di modulazione a salire $E_{uc}^{\uparrow mod}$ 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.

Le UC possono erogare esclusivamente la modulazione straordinaria a salire (riduzione dei prelievi o immissione tramite gruppi elettrogeni di emergenza), mentre le UP possono erogare sia modulazione straordinaria a scendere (riduzione delle immissioni) sia a salire (riduzione dei prelievi destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione o ai sistemi di accumulo per la successiva reimmissione in rete).

Il calcolo dell'energia modulata da ciascuna UP e UC è effettuato da TERNA sulla base delle misure rilevate in tempo reale: ciò rappresenta una sostanziale differenza rispetto a quanto previsto per il distacco delle UP non abilitate per le quali l'energia modulata era calcolata sulla base del programma di immissione dell'UP e non sulla base dell'immissione effettiva. Tale approccio consentiva di sterilizzare completamente gli sbilanciamenti dell'UP non abilitata, mentre con l'approccio introdotto nel TIDE il BRP rimane responsabile per eventuali deviazioni fra quanto programmato e quanto immesso in tempo reale prima della modulazione.

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.

Il concetto di *baseline* era già stato introdotto nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] come riferimento per la verifica delle movimentazioni

per le unità virtuali. Nel TIDE il concetto di *baseline* viene mantenuto, ma in una accezione più ampia, come punto di riferimento per la verifica dell'effettiva esecuzione delle movimentazioni richieste a tutte le unità abilitata all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, siano esse a valenza nodale (UAS e UVAN) o a valenza zonale (UVAZ).

La determinazione della *baseline* cambia tuttavia a seconda del tipo di unità.

Per le UAS e le UVAN, TERNA, attraverso il mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, ottimizza le movimentazioni da richiedere a ciascuna unità a partire dal relativo stato iniziale come determinato ai sensi della Sezione 14.5.3 sulla base delle nomine effettuate dal relativo BSP: detto stato iniziale rappresenta quindi naturalmente anche la *baseline* di riferimento rispetto alla quale verificare a consuntivo l'effettiva esecuzione delle suddette movimentazioni.

Per le UVAZ, invece, TERNA decide le movimentazioni a partire dalle proprie migliori previsioni di immissione e prelievo in ciascun nodo n della rete rilevante, in quanto le UVZ, rispetto alle quali sono disponibili le nomine, includono anche risorse non abilitate. In questo caso, quindi, non esiste uno stato iniziale specifico da utilizzare come riferimento, ma occorre individuare una modalità differente per la determinazione della *baseline*. Al riguardo nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] si era adottata una strategia composita, richiedendo comunque al BSP una *baseline* indicativa che veniva corretta con le misure rilevate in tempo reale. Con il TIDE si supera la suddetta strategia, prevedendo esclusivamente l'utilizzo delle misure rilevate in tempo reale, secondo algoritmi definiti da TERNA e riportati nel Codice di Rete ed evitando che la *baseline* sia definita dal BSP.

In prima applicazione del TIDE, si ritiene che la *baseline* sia resa disponibile al relativo BSP contestualmente alla determinazione delle partite economiche a cura di TERNA, ossia entro l'ultimo giorno del mese successivo a quello di competenza. In questo modo TERNA ha a disposizione sia le informazioni raccolte in tempo reale sia quelle messe a disposizione nell'ambito del *settlement* da usarsi come riscontro. A tendere, con una maggiore affidabilità dei dati acquisiti in tempo reale e con una maggiore esperienza acquisita da TERNA, la definizione della *baseline* potrà essere anticipata contestualmente alla pubblicazione degli esiti del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

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.

Al fine di identificare correttamente le movimentazioni attribuite a ciascuna unità u occorre identificare l'energia effettivamente scambiata da ciascuna UAS, UVAN e UVAZ.

A regime il calcolo dell'energia scambiata con la rete sarà introdotto nel TIS in coerenza con quanto già previsto per l'energia immessa e prelevata ai fini del *settlement* di cui alla Sezione 19.1.

In continuità con quanto previsto con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] il calcolo è effettuato direttamente da TERNA che:

- per le UAS si avvale dell'energia immessa e dell'energia prelevata ai fini del *settlement* determinate ai sensi del TIS per l'UAS stessa
- per le UVAN si avvale dell'energia immessa e dell'energia prelevata ai fini del *settlement* determinate ai sensi del TIS per le UVN componenti
- per le UVAZ si avvale delle misure relative a ciascuna UP, UC, UI e UE come già disponibili presso TERNA stessa (per l'immissione) o come messe a disposizione singolarmente dai DSO direttamente o per il tramite del SII (per il prelievo).

A seguito dell'approvazione del TIDE, il TIS sarà aggiornato per includere le previsioni di cui sopra e gli obblighi informativi necessari.

Si evidenzia, infine, che nelle UVAN e nelle UVAZ potranno confluire solo UP, UC, UI e UE trattate su base quartoraria: non è quindi necessario prevedere meccanismi di profilazione, ma è sufficiente procedere all'aggregazione diretta delle misure orarie.

Raccordo con il TIS

Nel seguito, per consentire una trattazione organica della materia e favorire la comprensione si riportano comunque le previsioni relative a questo calcolo.

Previsioni da inserire nel TIS

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 come:

$$E_u^{exc} = \begin{cases} E_{UAS}^I - E_{UAS}^W & \forall \text{ UAS} \\ \sum_{\substack{UVN \in \\ UVAN}} (E_{UVN}^I - E_{UVN}^W) & \forall \text{ UVAN} \\ \sum_{\substack{up \in \\ UVAZ}} (E_{up}^I - E_{up}^W) - \sum_{\substack{uc \in \\ UVAZ}} E_{uc}^W + \sum_{\substack{ui \in \\ UVAZ}} E_{ui}^I - \sum_{\substack{ue \in \\ UVAZ}} E_{ue}^W & \forall \text{ UVAZ} \end{cases}$$

dove:

E_{up}^I è l'energia immessa dall'UP up

E_{up}^W è l'energia prelevata dall'UP up

E_{uc}^W è l'energia prelevata dall'UC uc

E_{ui}^I è l'energia immessa dall'UI ui

E_{ue}^W è l'energia prelevata dall'UE ue

I dati relativi E_{up}^I , E_{up}^W , E_{uc}^W , E_{ui}^I e E_{ue}^W sono trasmessi a TERNA direttamente dai DSO o per il tramite del SII secondo le disposizioni di cui agli Articoli XXX del TIS.

Fine delle previsioni da inserire nel 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:

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

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

In termini di valori assoluti, la movimentazione effettiva E_u^{mov} non può eccedere il relativo programma di movimentazione. Il BSP, infatti, è responsabile della corretta esecuzione delle movimentazioni disposte da TERNA, mentre eventuali ulteriori deviazioni rientrano nella responsabilità del BRP.

In altri termini per le movimentazioni a salire la movimentazione effettiva E_u^{mov} deve essere pari al minimo fra il programma di movimentazione e il delta energia ai fini del dispacciamento ΔE_u che misura di quanto è variata l'energia E_u^{exc} scambiata da ciascuna unità rispetto alla *baseline* B_u . Per le movimentazioni a scendere, invece, dato il segno negativo che le caratterizza, la movimentazione effettiva deve essere il massimo fra il delta energia e il programma di movimentazione.

In entrambi i casi non è ammessa una movimentazione effettiva discorde rispetto al programma di movimentazione: quindi le movimentazioni effettive a salire non possono essere negative e le movimentazioni effettive a scendere non possono essere positive. Eventuali delta energia discordi (ad esempio riduzione delle immissioni in presenza di una movimentazione richiesta a salire) sono, quindi, di competenza dei BRP.

Si evidenzia, infine, come il delta energia ΔE_u debba essere inteso al netto di eventuali movimentazioni delle UP e delle UC nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria. Nel caso della modulazione straordinaria a salire, ad esempio, la *baseline* di riferimento è determinata in modo indipendente da tale modulazione: in caso in cui il servizio sia effettivamente richiesto da TERNA, il termine $\Delta E_u > 0$ includerebbe sia la riduzione dei prelievi associata al servizio di modulazione straordinaria sia le eventuali ulteriori riduzioni (o incrementi delle immissioni) per movimentazioni a salire accettate sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Il termine E_u^{corr} netta il contributo della modulazione straordinaria, evidenziando solo l'energia legata alle movimentazioni a salire da confrontare con il relativo programma di movimentazione.

Analoghe considerazioni valgono anche per la modulazione straordinaria a scendere.

Il termine E_u^{corr} non rappresenta una novità del TIDE, ma esso era già presente nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52].

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} .

Al fine di rendere neutrale il BRP rispetto alle movimentazioni per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali occorre ripartire fra le UVnA le movimentazioni eseguite da ciascuna UVA. Le quote attribuite a ciascuna UVnA concorrono a determinare l'aggiustamento dello sbilanciamento ai sensi della Sezione 21.3.2.

In continuità con quanto previsto nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52], la ripartizione è effettuata da ciascun BSP.

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:

$$Mmov_u = 0$$

La mancata movimentazione per definizione risulta sempre negativa per mancate movimentazioni a salire e sempre positiva per mancate movimentazioni a scendere, in quanto E_u^{mov} non può mai eccedere in valore assoluto il programma di movimentazione Prg_u^{mov} .

Per le UVnA e le UCP la mancata movimentazione è nulla in quanto per dette unità non sono previste movimentazioni nella responsabilità del BSP. La mancata movimentazione per queste unità è comunque introdotta per simmetria di trattamento ai fini dei relativi corrispettivi di cui alla Sezione 22

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 **TERNA**

Raccordo con il TIS

Il TIDE riassume tutti i corrispettivi regolati dai BSP e dai BRP con **TERNA** siano essi derivanti dall'accettazione delle offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o relativi all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali o associati alle mancate movimentazioni.

Successivamente all'approvazione del TIDE il TIS sarà aggiornato per tenere conto degli opportuni rimandi. Al TIS rimangono comunque in capo la definizione dell'energia immessa e prelevata e scambiata, delle tempistiche del *settlement* e delle modalità di liquidazione dei corrispettivi.

1-20.3.1 *Partite economiche di competenza del BSP*

Per ciascuna unità di cui è responsabile, ciascun BSP paga a **TERNA** se negativi e riceve da **TERNA** 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 [65] e dell'Articolo 6 della Deliberazione 566/2021/R/eel [66]

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**

La Deliberazione ARG/elt 98/11 [65] e la Deliberazione 566/2021/R/eel [66] specificano le modalità di calcolo del corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità differenziate fra ore di picco e ore di fuori picco. Il **TIDE** si limita a prendere atto dell'esistenza di tale corrispettivo senza aggiungere ulteriori disposizioni in merito.

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**.

Per le tempistiche e le modalità il **TIDE** rimanda alle previsioni del **TIS** relative al *settlement* mensile. In questo modo qualsiasi modifica delle tempistiche dovesse essere adottata nel **TIS** sarà automaticamente recepita anche nel **TIDE**.

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.

Per quanto riguarda la determinazione dei prezzi di sbilanciamento, il **TIDE** conferma quanto già definito con la Deliberazione 523/2021/R/eel [67], in coerenza con il quadro normativo europeo di cui al Regolamento (UE) 2017/2195 [4] e alla Decision ACER 18/2020 [11].

Viene, invece, introdotta una ripartizione delle responsabilità fra **BSP** e **BRP** in modo tale da rendere neutrale il **BRP** rispetto alle movimentazioni eseguite in risposta ad offerte presentate dal **BSP** sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Ciò si ottiene applicando il cosiddetto **aggiustamento dello sbilanciamento**.

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.

Nel quadro regolatorio antecedente l'adozione del TIDE la definizione dei corrispettivi di sbilanciamento come prodotto fra quantità e prezzo era riportata nel TIS, mentre nella Deliberazione 111/06 [41] erano inserite le disposizioni per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento.

Il TIDE incorpora in un unico documento entrambi gli aspetti per completezza di trattazione. Di conseguenza il TIS è emendato in modo da sostituire la definizione dei corrispettivi di sbilanciamento ivi presente con il richiamo alla analoga definizione contenuta nel TIDE.

Per le unità abilitate in periodo di rientro in servizio è da tempo garantito un regime agevolato con liquidazione degli sbilanciamenti al prezzo zonale P_z^{MGP} risultante da MGP. Ciò è stato introdotto in quanto dette unità potrebbero risentire di problematiche di regolazione ascrivibili alla ripresa di funzionamento dell'impianto e, quindi, risultare esposte a sbilanciamenti significativi al di fuori del controllo del BRP o del BSP.

Con il TIDE, il regime agevolato è esteso anche alle UnAP.

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 $UVnA$

Lo sbilanciamento di ciascuna unità è calcolato confrontando l'energia immessa e prelevata ai fini del *settlement* con il relativo programma base, ai fini di evidenziare le deviazioni di responsabilità del BRP. Esso è per definizione nullo per le UVA in quanto per esse il programma base è nullo.

L'energia immessa e prelevata ai fini del *settlement* include, tuttavia, anche l'energia movimentata per effetto di ordini disposti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento: tale energia movimentata è di competenza dei BSP e, per tale motivo, deve essere dedotta ai fini della determinazione dello sbilanciamento di ciascuna unità.

Tale operazione è effettuata per il tramite del cosiddetto *aggiustamento dello sbilanciamento* come introdotto dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4] che risulta pari alle movimentazioni eseguite in esito a ordini sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. In particolare:

- per le UAS l'aggiustamento dello sbilanciamento è pari alla movimentazione effettiva dell'unità
- per le UnAP l'aggiustamento dello sbilanciamento è nullo perchè l'unità non è abilitata all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali; ciò si ottiene in quanto l'UnAP non ha nulla in comune con alcuna UVA
- per le UVN l'aggiustamento dello sbilanciamento è pari alla quota della movimentazione eseguita dall'UVAN di appartenenza attribuita all'UVN
- per le UVZ per calcolare l'aggiustamento dello sbilanciamento occorre sommare le quote di movimentazione delle UVAZ che sono state attribuite all'UVZ.

L'aggiustamento dello sbilanciamento era già previsto nei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52], laddove si nettavano le movimentazioni effettive eseguite dalle UVAM dallo sbilanciamento del relativo BRP. Con il TIDE esso viene esteso anche alle UAS.

L'energia immessa e prelevata ai fini del *settlement* include altresì le eventuali variazioni delle immissioni e dei prelievi disposte nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria. Tali modulazioni sono remunerate direttamente alle UP e alle UC che le hanno eseguite e, pertanto, devono anche esse essere dedotte dallo sbilanciamento di competenza dei BRP. Ciò si ottiene detraendo dallo sbilanciamento l'energia di modulazione complessiva ai fini del *settlement* E_u^{mod} .

Con la Deliberazione 111/06 [41] e la versione del Codice di Rete ad essa correlata le riduzioni indotte dai servizi di interrompibilità del carico e di modulazione della produzione eolica erano trattate in modo differente. L'interrompibilità non dava adito ad alcuna correzione dello sbilanciamento, per cui il relativo BRP risultava potenzialmente penalizzato per le riduzioni dei prelievi dovute all'attivazione di tale servizio. Di contro per la modulazione della produzione eolica TERNA procedeva alla modifica del relativo programma cumulato modificato e corretto, con ciò rendendo il BRP neutrale rispetto a tale modulazione. Con il TIDE i trattamenti vengono armonizzati, assicurando la neutralità del BRP in tutte le declinazioni (a salire e a scendere, istantaneo e con preavviso) del servizio di modulazione straordinaria.

Guardando lo sbilanciamento da un altro punto di vista, si può ottenere quanto segue:

$$\begin{aligned} S_u &= (E_u^I - E_u^W) - E_u^{adj} - E_u^{mod} - Prg_u^{base} \\ &= (E_u^I - E_u^W - E_u^{adj} - E_u^{mod}) - Prg_u^{base} \\ &= E_u^{th} - Prg_u^{base} \end{aligned}$$

con

$$E_u^{th} = E_u^I - E_u^W - E_u^{adj} - E_u^{mod}$$

E_u^{th} rappresenta l'energia che sarebbe stata complessivamente immessa o prelevata dalla singola unità in assenza di movimentazioni per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e in assenza di modulazioni straordinarie. Tale energia è quindi il corrispondente fisico del programma base dell'unità che, infatti, prescinde da qualsivoglia movimentazione come chiarito nella Sezione 18.

Lo sbilanciamento S_u , confrontando il termine E_u^{th} con il programma base Prg_u^{base} assicura pertanto la neutralità del BRP in quanto al netto di azioni dipendenti dal

BSP (movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento) o di modulazioni eseguite direttamente dalle singole UP e UC.

Infine si evidenzia che per i correttivi allo sbilanciamento non rilevano le UCS e le UCP in quanto prive per definizione di modulazioni.

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 [54].

Per le UCS lo sbilanciamento segue le regole previste dall'Articolo 12 della Deliberazione 247/2023/R/eel [54] come energia negoziata in violazione dei limiti di energia cumulabile in immissione o in prelievo, mentre per le UCP lo sbilanciamento è l'opposto della posizione netta del relativo portafoglio zonale commerciale di prelievo.

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 [1] 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.

Il Regolamento (UE) 2019/943 [1], mutuando quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4], definisce le **aree di prezzo di sbilanciamento** come l'area in cui si applica il medesimo prezzo di sbilanciamento. In altre parole, il prezzo di sbilanciamento è unico all'interno di ciascuna area, ma ciò non esclude che aree fra di loro confinanti possano avere comunque lo stesso prezzo qualora a valle del **bilanciamento** del sistema non si verifichino congestioni.

In particolare l'Articolo 6.6 del Regolamento (UE) 2019/943 [1] prevede che ciascuna **area di prezzo di sbilanciamento** coincida con una **zona di offerta**, fatta eccezione per i sistemi con **modello central dispatch**, laddove l'**area di prezzo di sbilanciamento** può coincidere con una porzione della **zona di offerta**. La Decisione ACER 18/2020 [11], nel prevedere i criteri per l'armonizzazione del **settlement** degli sbilanciamenti a livello europeo, consente ai sistemi con **modello central dispatch** di aggregare più **aree di prezzo di sbilanciamento** ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento.

In Italia si è deciso di far coincidere la **area di prezzo di sbilanciamento** con la singola **zona di offerta**, ma ci si è comunque riservati la facoltà di aggregare più **aree di prezzo di sbilanciamento**. Per tale motivo sono state introdotte le macrozone di sbilanciamento, come aggregati di **aree di prezzo di sbilanciamento**. L'identificazione di tali aggregati varia dinamicamente a seconda delle congestioni identificate durante il **bilanciamento** del sistema. **TERNA** è chiamata a definire una apposita metodologia per la definizione di detti aggregati.

Nelle more della definizione della metodologia apposita, ai sensi della Deliberazione 523/2021/R/eel [67] **TERNA** considera le seguenti macrozone:

- macrozona Nord, coincidente con la **zona di offerta** Nord
- macrozona Sud, coincidente con tutte le altre **zone di offerta** diverse dalla Nord.

Questa disposizione è riportata esplicitamente nella Sezione 28, mentre la presente Sezione si riferisce esclusivamente alla soluzione di regime.

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:

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

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 $\in mz$	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

Lo sbilanciamento aggregato macrozonale rappresenta lo squilibrio complessivo della macrozona di sbilanciamento, al netto degli scambi con le macrozone di sbilanciamento confinanti. In particolare

- uno sbilanciamento aggregato macrozonale positivo indica una eccedenza di energia
- uno sbilanciamento aggregato macrozonale negativo indica un deficit di energia.

Dal punto di vista teorico per ciascun ISP t lo sbilanciamento macrozonale S_{mz} dovrebbe essere il combinato fra lo sbilanciamento delle unità di immissione e delle unità di prelievo e dalle mancate movimentazioni delle UAS e delle UVA, ossia in altri termini dovrebbe risultare dal confronto fra quanto è stato effettivamente immesso o prelevato o movimentato e quanto avrebbe dovuto essere immesso o prelevato o movimentato. Varrebbe, quindi, la relazione:

$$S_{mz} = \sum_{u \in mz} (E_u^{th} - Prg_u^{base}) + \sum_{u \in mz} (E_u^{mov} - Prg_u^{mov}) + \sum_{\substack{UCS \\ UCP \in mz}} S_u$$

con

$$E_u^{th} = E_u^I - E_u^W - E_u^{adj} - E_u^{mod}$$

dove:

E_u^{th} è l'energia che sarebbe stata scambiata in assenza di movimentazioni e modulazioni come chiarito nel commento di pagina 183

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

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

Sono evitati doppi conteggi in quanto la prima sommatoria è nulla per tutte le UVA, mentre la seconda sommatoria è nulla per tutte le UnAP e UVnA.

La formula include anche lo sbilanciamento specifico delle UCS e delle UCP che deve essere considerato ai fini dello sbilanciamento macrozonale in quanto anch'esso coperto in tempo reale attraverso l'attivazione di risorse a salire o a scendere.

La formula risulta tuttavia precisa solamente nel momento in cui sono note l'energia immessa E_u^I e l'energia prelevata E_u^W di ciascuna unità u . Ciò può avvenire con un certo margine di errore al momento del *settlement* (ultimo giorno del mese successivo a quello di competenza) e con ottima approssimazione a valle delle sessioni di rettifiche di misura SEM1 e SEM2 di cui al TIS, ossia nel mese di agosto dell'anno successivo a quello di competenza. Infatti solo in quella sede si ha una ragionevole certezza dell'energia effettivamente immessa e prelevata da ciascuna UP, UC, UI e UE, in quanto sono state registrate tutte le rettifiche ai dati di misura.

Per ovviare a questo problema e consentire una tempestiva pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento in coerenza con le disposizioni di cui al Regolamento (EC) 2013/543 [12] occorre individuare un valore che approssimi quello di S_{mz} .

A tal proposito si può rielaborare la relazione teoricamente corretta di cui sopra come segue:

$$\begin{aligned} S_{mz} &= \sum_{u \in mz} \left(E_u^{th} - Prg_u^{base} + E_u^{mov} - Prg_u^{mov} \right) + \sum_{\substack{UCS \\ UCP \in mz}} S_u \\ &= S_{mz}^u + S_{mz}^{ucomm} \end{aligned}$$

con:

$$\begin{aligned} S_{mz}^u &= \sum_{u \in mz} \left(E_u^{th} - Prg_u^{base} + E_u^{mov} - Prg_u^{mov} \right) \\ S_{mz}^{ucomm} &= \sum_{\substack{UCS \\ UCP \in mz}} S_u \end{aligned}$$

Limitando ora l'analisi alle sole unità diverse dalle UCS e dalle UCP si ha:

$$\begin{aligned} S_{mz}^u &= \sum_{u \in mz} E_u^{th} + \sum_{u \in mz} E_u^{mov} - \sum_{u \in mz} \left(Prg_u^{base} + Prg_u^{mov} \right) \\ &= \sum_{u \in mz} E_u^{th} + \sum_{u \in mz} E_u^{mov} - \sum_{u \in mz} Prg_u^{fn} \end{aligned}$$

Vale poi la relazione di bilancio

$$\sum_{u \in mz} (E_u^I - E_u^W) + \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} = \Delta Perd_{mz}$$

dove:

$\Delta Perd_{mz}$ è il differenziale fra le perdite effettive e le perdite standard inglobate nei termini E_u^I e E_u^W ai sensi del TIS, relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

Rielaborando si ha:

$$\sum_{u \in mz} (E_u^I - E_u^W) = - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} + \Delta Perd_{mz}$$

Considerando che il termine $\Delta Perd_{mz}$ è usualmente trascurabile rispetto alle altre grandezze in gioco, si può assumere

$$\sum_{u \in mz} (E_u^I - E_u^W) \simeq - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc}$$

Risulta quindi:

$$\begin{aligned} S_{mz}^u &= \sum_{u \in mz} (E_u^I - E_u^W - E_u^{adj} - E_u^{mod}) + \sum_{u \in mz} E_u^{mov} - \sum_{u \in mz} Prg_u^{fin} \\ &\simeq - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} - \sum_{u \in mz} (E_u^{adj} + E_u^{mod}) + \sum_{u \in mz} E_u^{mov} - \sum_{u \in mz} Prg_u^{fin} \end{aligned}$$

Rielaborando si ottiene:

$$S_{mz}^u \simeq - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} + \sum_{u \in mz} (-E_u^{adj} - E_u^{mod} + E_u^{mov} - Prg_u^{fin})$$

Tenendo conto che la sommatoria degli aggiustamenti dello sbilanciamento è pari per costruzione alla sommatoria delle movimentazioni si ha:

$$S_{mz}^u \simeq - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} - \sum_{u \in mz} (E_u^{mod} + Prg_u^{fin})$$

Si ottiene quindi:

$$\begin{aligned} S_{mz} &= S_{mz}^u + S_{mz}^{ucomm} \\ &\simeq - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} - \sum_{u \in mz} (E_u^{mod} + Prg_u^{fin}) + \sum_{\substack{UCS \\ UCP \in mz}} S_u \end{aligned}$$

L'approssimazione ottenuta rappresenta una valida stima dello sbilanciamento aggregato macrozonale e può essere valorizzata in tempi rapidi perchè necessita esclusivamente delle informazioni:

- sui programmi Prg_u^{fin} di ciascuna unità diversa dalle UCS come combinazione delle nomine caricate sulle piattaforma di nomina (programmi base) e delle relative movimentazioni (programmi di movimentazione)
- sull'energia $F_{mz,j}^{exc}$ scambiata in tempo reale fra le macrozone di sbilanciamento e con le zone estere, rilevabile tramite misuratori che trasmettono i dati in tempo reale
- dell'energia di modulazione complessiva E_u^{mod} attivata nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria
- dello sbilanciamento puntuale S_u relativo a ciascuna UCS, calcolato in funzione delle informazioni sulle violazioni dei limiti di energia cumulabile in immissione e in prelievo comunicate da GME al termine delle sessioni di MPE, quindi prima del tempo reale.

Detta approssimazione è concettualmente analoga a quella prevista nella Deliberazione 111/06 [41], previo utilizzo dei programmi finali invece di quelli cumulati modificati e corretti e previa aggiunta del termine E_u^{mod} per la modulazione nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria e degli sbilanciamenti S_u relativi alle UCS.

ARTICOLO 1-21.5

Prezzi di sbilanciamento

Questa sezione riprende quanto già introdotto con la Deliberazione 523/2021/R/eel [67], allineando formato e terminologia a quelle in uso nel TIDE. Nulla cambia comunque dal punto di vista concettuale.

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:

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

con:

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

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

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

Rilevano esclusivamente le attivazioni di risorse rilevanti per il bilanciamento del sistema, ossia le risorse:

- attivate sulle piattaforme di bilanciamento
- attivate su MB con finalità di bilanciamento

La condizione $S_{mz} = 0 \vee (S_{mz} \neq 0 \wedge \overline{Q}_{mz}^{\downarrow bil} + \overline{Q}_{mz}^{\uparrow bil} = 0)$ implica che si abbia uno sbilanciamento macrozonale nullo o che, pur in presenza di uno sbilanciamento macrozonale non nullo, non si abbiano attivazioni di energia per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento z .

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:

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

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

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 .

I prezzi di sbilanciamento sono determinati con la logica *single pricing*, ossia si applicano indistintamente a tutti gli utenti, sia quelli in posizione “lunga” (sbilanciamento positivo) che a quelli in posizione “corta” (sbilanciamento negativo), e dipendono esclusivamente dal segno dello sbilanciamento aggregato macrozonale. Essi sono associati a ciascuna **macrozona di sbilanciamento** mz e a ciascun ISP t e sono determinati in modo da riflettere il costo medio delle risorse di bilanciamento.

In particolare in caso di sbilanciamento aggregato macrozonale positivo, Terna bilancia il sistema attraverso l'attivazione di risorse a scendere sulle **piattaforme di bilanciamento** o su MB; in questo caso il prezzo di sbilanciamento base risulta pari alla media pesata dei prezzi delle risorse a scendere.

Per la determinazione della media pesata, in teoria si dovrebbe fare riferimento a tutte le risorse effettivamente attivate da Terna per coprire lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} . Tuttavia se sulle **piattaforme di bilanciamento** Terna approvvigiona direttamente un fabbisogno di bilanciamento per ciascuna **zona di offerta** z o per ciascuna **LFC area** (quest'ultimo determinato in modo automatico sulla base del valore del FRCE), su MB Terna procede ad una ottimizzazione complessiva attivando risorse sull'intera **rete rilevante** in modo da individuare la **soluzione ottima**: in questo caso non esiste, quindi, un fabbisogno specifico zonale e,

per semplicità, **TERNA** fa riferimento direttamente alle risorse attivate in ciascuna zona di offerta.

Riassumendo, quindi, **TERNA** fa riferimento:

- per le risorse attivate sulle **piattaforme di bilanciamento** al prezzo marginale risultante dalla piattaforma e ai fabbisogni zonalmente effettivamente approvvigionati su ciascuna piattaforma
- per le risorse attivate su **MB** al prezzo di ciascuna offerta e alle quantità effettivamente accettate per le risorse localizzate in ciascuna **zona di offerta**.

Al prezzo di sbilanciamento base è sommata una componente incentivante che ha la finalità di assicurare che il prezzo di sbilanciamento risulti non superiore al minimo dei prezzi zonalmente risultanti da **MGP**. In questo modo:

- gli sbilanciamenti positivi, in fase con lo sbilanciamento aggregato macrozonale risultano penalizzati in quanto regolati a condizioni equivalenti o meno favorevoli rispetto a **MGP**
- gli sbilanciamenti negativi, in controfase con lo sbilanciamento aggregato macrozonale, risultano premiati in quanto regolati a condizioni equivalenti o più favorevoli rispetto a **MGP**.

1-21.5.3 Prezzo per sbilanciamenti negativi

In ciascun **ISP** t e in ciascuna **macrozona di bilanciamento** 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 bilanciamento** mz

P_{mz}^{inc-} è la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti negativi per la **macrozona di bilanciamento** 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 .

In caso di sbilanciamento aggregato macrozonale negativo, TERNA bilancia il sistema attraverso l'attivazione di risorse a salire sulle piattaforme di bilanciamento o su MB; in questo caso il prezzo di sbilanciamento base risulta pari alla media pesata dei prezzi delle risorse a salire.

Il calcolo della media segue la stessa logica utilizzata per la media dei prezzi delle risorse a scendere per lo sbilanciamento aggregato macrozonale positivo.

Al prezzo di sbilanciamento base è sommata una componente incentivante che ha la finalità di assicurare che il prezzo di sbilanciamento risulti non inferiore al massimo dei prezzi zionali risultanti da MGP. In questo modo:

- gli sbilanciamenti negativi in fase con lo sbilanciamento aggregato macrozonale risultano penalizzati in quanto regolati a condizioni equivalenti o meno favorevoli rispetto a MGP
- gli sbilanciamenti positivi in controfase con lo sbilanciamento aggregato macrozonale risultano premiati in quanto regolati a condizioni equivalenti o più favorevoli rispetto a MGP.

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

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

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} .

In caso di sbilanciamento aggregato macrozonale nullo (ossia in assenza di squilibrio nella macrozona di sbilanciamento), TERNA non deve attivare alcuna risorsa per bilanciare il sistema; in questo caso il prezzo di sbilanciamento base viene determinato sulla base del valore delle attivazioni evitate. Il valore delle attivazioni evitate rileva anche nel caso di sbilanciamento aggregato macrozonale diverso da zero, ma interamente compensato attraverso la piattaforma di *Imbalance Netting*: anche in questo caso, infatti, TERNA evita l'attivazione di specifiche risorse di bilanciamento, ossia non attiva alcun programma di movimentazione per le unità localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz .

ARTICOLO 1–21.6

Publicazione 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**.

Il quadro regolatorio antecedente l'adozione del **TIDE** prevedeva la regolazione economica delle mancate movimentazioni nell'ambito dei corrispettivi di sbilanciamento.

Il **TIDE**, implementando la separazione delle responsabilità fra **BSP** e **BRP** prevede una valorizzazione specifica delle mancate movimentazioni nell'ambito di un corrispettivo apposito che rappresenta il duale per i **BSP** dei corrispettivi di sbilanciamento dei **BRP**.

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.

In caso di mancata movimentazione a salire (mancata movimentazione negativa) **TERNA** deve attivare ulteriori risorse a salire, La mancata movimentazione ha quindi per il sistema elettrico le stesse conseguenze di uno sbilanciamento. Per tale motivo essa viene regolata al prezzo di sbilanciamento.

Analoghe considerazioni valgono per la mancata movimentazione a scendere.

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.

Le movimentazioni richieste da TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento devono essere eseguite in quanto da esse dipende l'esercizio in sicurezza del sistema al minor costo come risultante dalla soluzione ottima determinata in esito a *Integrated Scheduling Process*. La stessa cosa vale per il rispetto degli intervalli di fattibilità che sono determinati da TERNA su MSD per garantire l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali in condizioni di sicurezza ed efficienza.

I corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento disincentivano il crearsi di situazioni in cui un BSP o un BRP possa trarre un vantaggio economico dalla mancata movimentazione o dalla violazione degli intervalli di fattibilità.

Dal punto di vista concettuale, i corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento previsti dal TIDE riflettono quanto già definito in materia con la Deliberazione 523/2021/R/eel [67] nell'ambito della revisione dei corrispettivi di sbilanciamento in coerenza con il quadro regolatorio europeo. Nel TIDE è solamente cambiata la denominazione aggiungendo la specifica "addizionali".

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.

In linea di principio una UAS o UVA u può trarre vantaggio economico dalla mancata movimentazione tutte le volte in cui il prezzo di sbilanciamento (a cui è regolata la mancata movimentazione ai sensi della Sezione 22.1.2) è più favorevole rispetto al prezzo di valorizzazione delle offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Ciò si verifica sostanzialmente in due distinte situazioni:

1. mancata movimentazione a salire con prezzo di sbilanciamento inferiore al prezzo di vendita dell'offerta a salire accettata su mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento relativa alla movimentazione non eseguita
2. mancata movimentazione a scendere con prezzo di sbilanciamento superiore al prezzo di acquisto dell'offerta a scendere accettata su mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento relativa alla movimentazione non eseguita

In entrambi i casi il vantaggio economico è legato alla differenza fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Prima della riforma degli sbilanciamenti di cui alla Deliberazione 523/2021/R/eel [67], l'applicazione alle unità abilitate di un regime di prezzi di sbilanciamento duali rendeva possibile trarre un vantaggio economico dalle mancate movimentazioni solamente in caso di sbilanciamenti in controfase rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale, in quanto gli sbilanciamenti in fase erano comunque regolati per definizione al minor prezzo di acquisto delle offerte accettate su MB (se positivi) o al maggior prezzo di vendita delle offerte accettate su MB (se negativi) e, di conseguenza, ad un prezzo meno favorevole (o al più identico) rispetto al prezzo ottenuto su MB.

Con il passaggio ad un sistema di tipo *single pricing*, sono possibili vantaggi economici anche con gli sbilanciamenti in fase, in quanto il prezzo di sbilanciamento è calcolato come media pesata dei prezzi di attivazione delle risorse sulle **piattaforme di bilanciamento** e su MB e, come tale, può risultare inferiore al prezzo di vendita sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** (per mancate movimentazioni a salire) o superiore al prezzo di acquisto sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** (per mancate movimentazioni a scendere).

Inoltre possono verificarsi strategie di *gaming* a livello di portafoglio detenuto da ciascun BSP: per tale motivo con la Deliberazione 523/2021/R/eel [67] si è ritenuto opportuno calcolare il potenziale vantaggio economico facendo riferimento non al prezzo offerto dall'unità u che non ha eseguito la movimentazione, ma al maggior prezzo di vendita (per mancate movimentazione a salire) o al minor prezzo di acquisto (per mancate movimentazioni a scendere) relativo al portafoglio detenuto dal BSP nella medesima **macrozona di sbilanciamento** mz in cui è localizzata l'unità u .

I corrispettivi addizionali unitario di mancato rispetto delle movimentazioni a salire $C_{bsp,mz}^{mr\uparrow}$ e a scendere $C_{bsp,mz}^{mr\downarrow}$ rappresentano il potenziale vantaggio economico di ciascun BSP: essi sono quindi diversi per ciascun BSP bsp e ciascuna **macrozona di sbilanciamento** mz in quanto legati ai prezzi di valorizzazione delle offerte a salire presentate dal BSP bsp riferite alle unità localizzate nella **macrozona di sbilanciamento** mz .

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:

$$C_u^{mr\uparrow} = P_{bsp,mz}^{mr\uparrow} \times Mmov_u$$

$$C_u^{mr\downarrow} = P_{bsp,mz}^{mr\downarrow} \times Mmov_u$$

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

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

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:

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

oppure

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

Il corrispettivo addizionale unitario si applica direttamente alle mancate movimentazioni.

Detto corrispettivo rappresenta sempre un debito per il BSP (quindi ha sempre un segno negativo) in quanto:

- per le mancate movimentazioni a salire si ha $Mmov_u < 0$ e $C_{bsp,mz}^{mr\uparrow} > 0$
- per le mancate movimentazioni a scendere si ha $Mmov_u > 0$ e $C_{bsp,mz}^{mr\downarrow} < 0$

La specificazione degli ISP t in cui rilevano i corrispettivi addizionali di mancato rispetto delle movimentazioni a salire e a scendere sarebbe ridondante.

Infatti per le mancate movimentazioni a salire il corrispettivo unitario $P_{bsp,mz}^{mr\uparrow}$ relativo a ciascun BSP in ciascuna macrozona di sbilanciamento è non nullo solamente qualora il prezzo di sbilanciamento risulti inferiore al massimo prezzo di valorizzazione delle offerte a salire presentate dal BSP nella macrozona di sbilanciamento e riferite all'intero suo portafoglio.

Per le mancate movimentazioni a scendere, invece, il corrispettivo unitario $P_{bsp,mz}^{mr\downarrow}$ relativo a ciascun BSP in ciascuna macrozona di sbilanciamento è non nullo solamente qualora il prezzo di sbilanciamento risulti superiore al minimo prezzo di valorizzazione delle offerte a scendere presentate dal BSP nella macrozona di sbilanciamento e riferite all'intero suo portafoglio.

Nel TIDE si intende comunque lasciare la specificazione degli ISP t in esplicito, sia in coerenza con quanto previsto nella Deliberazione 111/06 [41] nella versione risultante a seguito delle modifiche introdotte dalla Deliberazione 523/2021/R/eel [67] sia in coerenza con quanto previsto per il corrispettivo per il mancato rispetto degli intervalli di fattibilità per il quale detta specificazione è fondamentale.

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^{mrint} relativo a ciascuna zona di offerta z è pari a:

$$P_z^{mrint} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{sb}$$

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

Nel caso di violazione degli intervalli di fattibilità occorre distinguere se detta violazione risulta:

1. da una mancata o parziale esecuzione di una movimentazione richiesta su MSD (per esempio movimentazione a salire di 20 MWh da 100 MWh a 120 MWh con estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità posto a 120 MWh; se la movimentazione non viene eseguita completamente, si ha una violazione dell'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità in quanto l'unità si ritrova con una immissione effettiva inferiore a 120 MWh) oppure
2. da uno sbilanciamento di competenza del BRP slegato dalle movimentazioni richieste sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (ad esempio programma in input a MSD pari a 100 MWh, nessuna movimentazione richiesta su MSD, ma intervallo di fattibilità posto con limite minimo a 100 MWh; immissione in tempo reale inferiore a 100 MWh con violazione dell'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità).

Nel caso 1 non sono necessari specifici corrispettivi addizionali per mancato rispetto degli intervalli di fattibilità, in quanto l'applicazione dei corrispettivi addizionali per mancato rispetto delle movimentazioni sterilizza qualsivoglia vantaggio economico maturabile dal BSP a livello di unità e portafoglio.

Nel caso 2, invece, occorre introdurre uno specifico corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per contrastare potenziali vantaggi economici.

Gli intervalli di fattibilità riguardano solamente le UAS e le UVAN: in linea di principio una violazione degli intervalli di fattibilità in assenza di movimentazioni richieste su MSD, porta ad uno sbilanciamento attribuito all'UAS o all'UVN nella responsabilità del BRP. Il BRP trae un vantaggio economico da tale sbilanciamento se il prezzo di sbilanciamento risulta più favorevole rispetto al prezzo in cui l'energia è stata scambiata su MPE. In teoria occorrerebbe, quindi, individuare il prezzo medio di vendita o acquisto dell'energia di tutte le transazioni su MGP, sulle CRIDA e su XBID; per semplicità con la Deliberazione 523/2021/R/eel [67] si è ritenuto opportuno fare riferimento direttamente al prezzo zonale MGP. Il vantaggio economico si ottiene quindi esclusivamente in caso di sbilanciamenti in controfase, in quanto per effetto delle componenti incentivanti di cui alle Sezioni 21.5.2 e 21.5.3 gli sbilanciamenti in fase sono sempre regolati a prezzi meno favorevoli o al più identici al prezzo zonale MGP. L'applicazione del prezzo zonale MGP vale sia per le unità di immissione sia per le unità di prelievo in quanto l'eventuale differenza fra Prezzo Unico Nazionale e prezzo zonale MGP è sterilizzata direttamente con l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti di cui alla Sezione 23.4.6.

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^{mrnt} di cui al punto 12 della Sezione 20 relativo a ciascuna UAS e UVN u è pari a:

$$C_u^{mrnt} = P_z^{mrnt} \times S_u^{ecc}$$

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.

Le violazioni degli intervalli di fattibilità possono riguardare sia sbilanciamenti positivi (mancato rispetto dell'estremo superiore dell'intervallo) sia sbilanciamenti negativi (mancato rispetto dell'estremo inferiore dell'intervallo). In entrambi i casi il corrispettivo C_u^{mrint} deve risultare un debito per il BRP, ossia avere segno negativo.

In caso di $S_u > 0$ (e quindi $S_u^{ecc} > 0$), il corrispettivo addizionale unitario si applica solo negli ISP t con $S_{mz} < 0$: in questo caso per effetto della componente incentivante di cui alla Sezione 21.5.3 vale la condizione:

$$P_{mz}^{sb} \geq \max_z P_z^{MGP}$$

da cui:

$$P_z^{mrint} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{sb} \leq 0$$

Si ha quindi un corrispettivo unitario C_z^{mrint} negativo che, applicato ad uno sbilanciamento positivo, porta ad un corrispettivo negativo.

In caso di $S_u < 0$ (e quindi $S_u^{ecc} < 0$), il corrispettivo si applica solo negli ISP t con $S_{mz} > 0$: in questo caso per effetto della componente incentivante di cui alla Sezione 21.5.2 vale la condizione:

$$P_{mz}^{sb} \leq \min_z P_z^{MGP}$$

da cui:

$$P_z^{mrint} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{sb} \geq 0$$

Si ha quindi un corrispettivo unitario P_z^{mrint} positivo che, applicato ad uno sbilanciamento negativo, porta ad un corrispettivo negativo.

Infine, per il corrispettivo di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità la specificazione degli ISP t in cui rileva il corrispettivo è fondamentale, in quanto il corrispettivo unitario P_z^{mrint} risulta non nullo sia in caso di sbilanciamenti in fase sia in caso di sbilanciamenti in controfase. Occorre quindi chiarire che il corrispettivo trova applicazione solamente nel caso degli sbilanciamenti in controfase, in quanto per gli sbilanciamenti in fase l'eventuale violazione dell'intervallo di fattibilità non porta ad alcun vantaggio economico.

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:

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

dove:

PUN 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

La compensazione ha come finalità rendere il BRP neutrale rispetto alle azioni di competenza del BSP e rispetto alle modulazioni eseguite nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria.

Ad esempio, si consideri un BRP avente nella zona di offerta z un unico portafoglio zonale di prelievo composto da una UVN in prelievo (gestita da un BSP noi coincidente con il BRP) e da una UVZ in prelievo. A tale BRP è attribuita altresì una UVZ in immissione (priva di UP sottese) come evidenziato nella Sezione 9.4.2. L'UVN in prelievo è l'unica UVN all'interno dell'UVAN.

Il BRP acquista 200 MWh su MPE. Sulla piattaforma di nomina, per l'UVN in prelievo è caricata dal relativo BSP una nomina, mentre alle UVZ in immissione è attribuita da GME una nomina a saldo sulla posizione commerciale complessiva. Le nomine come sopra definite corrispondono al programma base dell'unità.

Si assuma una nomina per l'UVN di -120 MWh e si ipotizzi che all'UVAN sia chiesta sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento una movimentazione

a salire (minore prelievo) di 20 MWh. Conseguentemente GME attribuisce una nomina di - 80 MWh all'UVZ in prelievo, mentre la nomina per l'UVZ in immissione risulta nulla. Si abbia infine in tempo reale per l'UVZ un prelievo di -80 MWh esattamente pari al relativo programma base.

Si possono avere vari casi.

Caso 1

L'UVAN esegue interamente la movimentazione richiesta senza ulteriori sbilanciamenti, per un prelievo finale di 100 MWh. Si ha quindi:

programma vincolante UVN	-120	MWh
prelievo finale UVN	-100	MWh
E_u^{adj}	+20	MWh (UVN è unica nell'UVAN)
mancata mov. UVAN (BSP)	0	MWh (movimentazione=richiesta)
sbilanciamento UVN (BRP)	0	MWh (= -100 - (-120) - 20)

Per quanto riguarda lo sbilanciamento, il BRP si ritrova interamente compensato grazie al contributo dell'aggiustamento dello sbilanciamento.

Dal punto di vista commerciale, tuttavia, il BRP non risulta completamente neutrale: ha infatti acquistato 200 MWh su MPE, ma vende ai clienti finali solamente 180 MWh (100 MWh per l'UVN, in quanto 20 MWh non sono stati prelevati per la movimentazione a salire e 80 MWh per l'UVZ). Per contro, il BSP ha venduto 20 MWh (movimentazione a salire) sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento senza aver comprato tale energia.

Occorre una compensazione fra BSP e BRP per riportare la situazione di cui sopra in equilibrio: in particolare si prevede che il BRP venda i 20 MWh della movimentazione a salire al BSP in modo da ripristinare l'equilibrio per entrambi i soggetti. Si ha quindi un corrispettivo positivo (credito) per il BRP e un corrispettivo negativo (debito) per il BSP. Il prezzo di valorizzazione di detta transazione deve essere tale da compensare il valore dell'energia acquistata dal BRP: in teoria si dovrebbe considerare il valore medio delle transazioni svolte su MGP, sulle CRIDA e su XBID, tuttavia per semplicità si assume il prezzo MGP in quanto su questo mercato viene scambiata la maggior parte dell'energia.

Caso 2

L'UVN esegue interamente la movimentazione richiesta con una ulteriore riduzione di prelievi, per un prelievo finale di 95 MWh. Si ha quindi:

programma vincolante	-120	MWh
prelievo finale	-95	MWh
E_u^{adj}	+20	MWh
mancata mov. dell'unità (BSP)	0	MWh (movimentazione=richiesta)
sbilanciamento UVN (BRP)	5	MWh ($= -95 - (-120) - 20$)

Il BRP è responsabile per l'ulteriore riduzione di prelievo da parte delle UC incluse nell'UVN. Dal punto di vista commerciale, invece, il BRP ha acquistato 200 MWh su MPE, ma vende ai clienti finali solamente 175 MWh (95 MWh per l'UVN e 80 MWh per l'UVZ); il BRP vende poi ulteriori 5 MWh a sbilanciamento a TERNA. Gli rimangono, come nel caso 1, 20 MWh acquistati e non venduti. Per contro, il BSP vende 20 MWh (movimentazione a salire) sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento senza aver comprato tale energia.

Anche in questo caso una compensazione fra BSP e BRP concettualmente analoga a quella del Caso 1 bilancia le posizioni di entrambi i soggetti.

Caso 3

L'UVN esegue parzialmente la movimentazione richiesta, per un prelievo finale di 110 MWh. Si ha quindi:

programma vincolante	-120	MWh
prelievo finale	-110	MWh
E_u^{adj}	+20	MWh
mancata mov. dell'unità (BSP)	-10	MWh (mancata mov. a salire)
sbilanciamento UVN (BRP)	0	MWh ($= -110 - (-120) - 10$)

Dal punto di vista commerciale il BRP ha acquistato 200 MWh su MPE, ma vende ai clienti finali solamente 190 MWh (110 MWh per l'UVN e 80 MWh per l'UVZ). Il BSP invece vende 20 MWh (movimentazione a salire) sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e ricompra solo 10 MWh per mancata movimentazione.

Occorre anche in questo caso una compensazione fra BSP e BRP per riportare in pari la bilancia commerciale di entrambi i soggetti.

La situazione sopra descritta vale anche per l'immissione: in questo caso, ipotizzando una maggiore immissione per movimentazioni a salire richieste sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, occorre definire il controvalore dell'energia che il BRP ritira in più dai gestori delle UP e vende al BSP con la compensazione. Anche in questo caso si ritiene opportuno utilizzare un valore di riferimento pari al prezzo delle transazioni su MGP ossia il prezzo zonale.

Analoghe considerazioni si applicano anche alle riduzioni delle immissioni e dei prelievi nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria. Anche in questo

caso, infatti, il BRP vende meno energia ai clienti finali (modulazione a salire delle UC) o ritira meno energia dai gestori delle UP (modulazione a scendere delle UP) rispetto a quella che ha negoziato su MPE. Egli matura quindi un credito (per le modulazioni a salire) o un debito (per le modulazioni a scendere) del tutto equivalente a quello relativo alle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. A differenza delle movimentazioni, tuttavia, nel caso delle modulazioni non c'è una partita economica duale di competenza del BSP, in quanto le modulazioni sono eseguite direttamente dalle singole UP e UC e pagate direttamente ai relativi titolari.

Infine si evidenzia come la compensazione avvenga per il tramite di TERNA e non in modo diretto fra BSP e BRP in quanto i due soggetti devono essere trattati come indipendenti ai sensi della Direttiva (UE) 2019/944 [5].

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

Il BRP ha titolo a una compensazione in funzione delle movimentazioni attribuite a ciascuna unità nella sua responsabilità.

Il BRP ha un credito ($C_u^{compbrp} > 0$) per movimentazioni e modulazioni a salire, ossia nel caso in cui venda meno energia ai clienti finali (minori prelievi) o nel caso in cui ritiri più energia dai gestori delle UP (maggiori immissioni).

Il BRP ha un debito ($C_u^{compbrp} < 0$) per movimentazioni a scendere, ossia nel caso in cui venda più energia ai clienti finali (maggiori prelievi) o nel caso in cui ritiri meno energia dai gestori delle UP (minori immissioni).

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

Le UVA possono includere UP e UC appartenenti a diverse UVnA. Dato che il prezzo di compensazione è diverso per le unità di immissione e le unità di prelievo, per calcolare la compensazione di competenza di ciascun BSP occorre considerare le movimentazioni attribuite a ciascuna UVnA di immissione (da valorizzare al prezzo zonale MGP) e di prelievo (da valorizzare a Prezzo Unico Nazionale).

Per quanto riguarda le movimentazioni, per le UAS il corrispettivo di competenza del BRP è uguale e opposto a quello del BSP in quanto vale la relazione: $E_u^{adj} = E_u^{mov}$.

Per le UVnA, invece, vale la relazione:

$$\begin{aligned} C_{UVnA}^{compbrp} &= E_{UVnA}^{adj} \times P_{UVnA}^{comp} = \\ &= \left[\sum_{\substack{UVA \cap \\ UVnA \neq \emptyset}} (E_{UVnA,UVA}^{mov}) \right] \times P_{UVnA}^{comp} = \end{aligned}$$

Ora sommando su tutte le UVnA si ottiene:

$$\sum_{UVnA} C_{UVnA}^{compbrp} = \sum_{UVnA} \left\{ \left[\sum_{\substack{UVA \cap \\ UVnA \neq \emptyset}} (E_{UVnA,UVA}^{mov}) \right] \times P_{UVnA}^{comp} \right\}$$

da cui invertendo le sommatorie (in quanto sommare prima le UVA dentro le UVnA e poi le UVnA è equivalente a sommare prima le UVnA dentro le UVA e poi le UVA:

$$\begin{aligned} \sum_{UVnA} C_{UVnA}^{compbrp} &= \sum_{UVA} \left[\sum_{\substack{UVnA \cap \\ UVA \neq \emptyset}} (E_{UVnA,UVA}^{mov} \times P_{UVnA}^{comp}) \right] \\ &= - \sum_{UVA} C_{UVA}^{compbsp} \end{aligned}$$

Ciò assicura che la somma delle compensazioni di competenza dei BRP relativamente alle movimentazioni è uguale e contraria alla somma delle compensazioni di

competenza dei **BSP**: le compensazioni delle movimentazioni rappresentano, quindi, una redistribuzione delle partite economiche fra **BRP** e **BSP** senza nessun onere in capo a **TERNA**.

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

Per il distacco delle **UP** abilitate, confluito nella modulazione straordinaria a scendere, la compensazione attribuita alle modulazioni produce i medesimi effetti della movimentazione a scendere prevista dal quadro regolatorio antecedente al **TIDE**. In entrambi i casi (compensazione della modulazione o movimentazione a scendere), è corrisposto, infatti, a **TERNA** il prezzo **MGP**.

I corrispettivi di compensazione delle modulazioni rimangono non bilanciati e costituiscono un onere complessivo in capo a **TERNA** che deve essere coperto nell'ambito del corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 24.

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.

Le transazioni sul [mercato dell'energia elettrica](#) avvengono con diverse granularità:

- geografica ossia riferita a ciascuna [zona di offerta](#) o a ciascun nodo della [rete rilevante](#)
- temporale ossia eseguite su diversi orizzonti di lungo e breve termine
- merceologica ossia riferita a risorse con diversi meccanismi di valorizzazione delle offerte (prezzo zonale vs [Prezzo Unico Nazionale](#)).

I corrispettivi di neutralità neutralizzano le differenze di trattamento economico per transazioni che avvengono con granularità diversa a parità di prodotto. Senza i corrispettivi di neutralità, le diverse granularità creerebbero un incentivo ad operare su un dato mercato (granularità temporale) o a privilegiare transazioni su una data [zona di offerta](#) (granularità geografica) o a utilizzare specifiche risorse (granularità merceologica).

Dal punto di vista concettuale, i corrispettivi di neutralità previsti dal [TIDE](#) riflettono quanto già previsto con la [Deliberazione 111/06 \[41\]](#) senza alcuna sostanziale variazione.

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.

In caso in cui un Conto Energia c presenti un saldo $S_c > 0$, l'energia eccedentaria in vendita dovrebbe essere comprata da GME su MGP, in quanto poi GME procede a rivenderla sullo stesso mercato a Prezzo Unico Nazionale. Il controvalore a Prezzo Unico Nazionale di tale energia dovrebbe quindi essere attribuito all'operatore della PCE titolare del Conto Energia c a titolo di sbilanciamento a programma.

GME può tuttavia liquidare il controvalore economico dei saldi S_c solamente con gli operatori di mercato previa verifica della capienza delle relative garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1. In caso contrario GME non è in grado di liquidare dette partite; ciò può avvenire in due casi:

1. l'operatore della PCE non è un operatore di mercato e di conseguenza non ha un rapporto con GME relativamente a MGP
2. l'operatore della PCE, pur essendo operatore di mercato, non ha sufficienti garanzie, quindi non è coperto rispetto al controvalore economico del saldo S_c .

In entrambi i casi la regolazione del saldo S_c viene spostata dal GME a TERNA che si interfaccia direttamente con il BRP responsabile del Conto Energia. TERNA provvede poi a rimborsare a GME le partite di competenza.

Dal punto di vista operativo i pagamenti da GME a operatore della PCE (e analogamente da TERNA al BRP) avvengono in presenza di corrispettivi positivi: nella formula ciò è assicurato dal fatto che detti pagamenti sono associati a saldi

$S_c > 0$. Saldi $S_c < 0$ danno invece luogo a pagamenti dall'operatore della PCE a GME (o dal BRP a TERNA) in coerenza con la posizione deficitaria del Conto Energia.

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.

A seguito della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento a programma con i BRP, TERNA è tenuta a trasferire a GME le relative partite economiche. Ciò avviene per il tramite del corrispettivo C^{SbPrg} .

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:

$$C_{pf}^{ct} = (PUN - P_z^{MGP}) \times \sum_{o \in pf} \left(\overline{A_{pf,o}^{CET}} - \overline{V_{pf,o}^{CET}} \right)$$

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

Le transazioni svolte a termine sono stipulate senza tenere conto dei vincoli di rete, ossia ipotizzando una capacità di trasporto fra le **zone di offerta** senza limiti. Esse vengono poi nominate su **MGP** per il tramite delle offerte CET al fine di vedersi allocata una capacità di trasporto fra le **zone di offerta** (detta capacità è, infatti, limitata, ma le limitazioni trovano applicazione solo a partire da **MGP**). Alle offerte CET è quindi associato in esito allo **SDAC** solamente un corrispettivo per il valore della capacità di trasporto ad esse allocato, mentre non è prevista alcuna valorizzazione economica dell'energia in quanto già regolata sui mercati a termine.

Detto corrispettivo assolve quindi una finalità di non arbitraggio fra le transazioni svolte su **MET** e le transazioni svolte su **MGP** assicurando che possa essere tratto un vantaggio scambiando l'energia in un mercato senza vincoli di rete piuttosto che in un mercato con vincoli.

Per comprendere meglio la finalità del corrispettivo, si consideri una transazione svolta su **MET** riferita ad una **zona di offerta** con un prezzo zonale atteso su **MGP** inferiore al **Prezzo Unico Nazionale**. In assenza di uno specifico corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto, le controparti potrebbero accordarsi per una valorizzazione a termine ad un prezzo compreso fra il prezzo zonale atteso su **MGP** e il **Prezzo Unico Nazionale**: entrambe le parti, infatti, ne trarrebbero un vantaggio, specificatamente:

- il venditore venderebbe l'energia ad un prezzo superiore a quello atteso su **MGP** (prezzo zonale **MGP**)
- l'acquirente comprerebbe l'energia ad un prezzo inferiore a quello atteso su **MGP** (**Prezzo Unico Nazionale**).

Il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto neutralizza questo potenziale vantaggio. A tale scopo occorre pertanto addebitare alle parti la differenza fra **Prezzo Unico Nazionale** e prezzo zonale su **MGP**, in modo che esse siano incentivate a concludere a termine una transazione ad un prezzo coerente con gli esiti di **MGP**. In particolare in Italia si è scelto di addebitare il corrispettivo interamente alle immissioni, ossia a tutti i **portafogli zonali** regolati a prezzo zonale su **MGP** (**portafogli zonali** di immissione): in questo modo le parti sono incentivate a stipulare a termine transazioni ad un prezzo allineato con il valore atteso del **Prezzo**

Unico Nazionale, in modo tale che, nettando il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto, si ottenga per il venditore un prezzo allineato con il valore atteso del prezzo zonale su MGP).

Nelle **zone di offerta** con prezzo MGP atteso superiore al **Prezzo Unico Nazionale**, in assenza di uno specifico corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto, le parti sarebbero incentivate a partecipare al solo MGP, in quanto risulterebbe impossibile trovare un accordo a termine. Il trasferimento al venditore della differenza fra prezzo MGP e **Prezzo Unico Nazionale** renderebbe convenienti anche le transazioni su MET: il venditore, infatti, potrebbe accettare una transazione al valore atteso del **Prezzo Unico Nazionale** in quanto, grazie al contributo positivo della capacità di trasporto, il suo ricavo atteso sarebbe comunque allineato con il valore del prezzo atteso su MGP nella sua **zona di offerta**.

In entrambi i casi, la coerenza fra partite a debito (corrispettivi negativi) e a credito (corrispettivi positivi) per l'**operatore della PCE** è assicurata dall'aver assunto un segno negativo per le offerte CET in vendita.

Ai **portafogli zonali** di immissione possono essere associate anche offerte CET in acquisto relative alle esportazioni o destinate all'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** o a un **sistema di accumulo** per la reimmissione in rete. Tali acquisti se svolti su MGP sarebbero regolati a prezzo zonale, ma se svolti a termine sono regolati ad un prezzo indicativamente allineato con il **Prezzo Unico Nazionale**: in questo caso l'**operatore della PCE**, per neutralità sui vari mercati, ha diritto a ricevere un rimborso pari alla differenza fra **Prezzo Unico Nazionale** e prezzo zonale. La positività delle offerte CET in acquisto nella formula assicura questo risultato.

Il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto si applica anche ai **portafogli zonali** di stoccaggio in quanto anche essi soggetti a prezzo zonale su MGP.

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 zionali pf localizzati nella zona di offerta z .

Il valore della capacità di trasporto su **MGP** (come per tutti gli altri mercati) deve essere in ultima istanza trasferito al **TSO** ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 [1]. Esso è equivalente al valore netto delle transazioni eseguite su **MGP**, ossia alla differenza fra il valore complessivo degli acquisti relativi ai **portafogli zonali** di prelievo (inclusi quelli relativi alle **UCP**), regolati a **Prezzo Unico Nazionale**, e il valore complessivo delle vendite nette (vendite al netto degli acquisti relativi alle esportazioni, all'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** o ai prelievi di un **sistema di accumulo** per la successiva reimmissione in rete o nell'ambito dei prodotti di *time shifting* nell'ambito del meccanismo di cui all'Articolo 18 del Decreto Legislativo 210/2021 [23]) relative ai **portafogli zonali** di immissione e di stoccaggio, regolati a prezzo zonale.

Il **GME** (che ha è il soggetto naturale per raccogliere detto valore in quanto responsabile della liquidazione delle partite economiche su **MPE** e **PCE**) deve pertanto trasferire quanto raccolto a **TERNA**: tale operazione è svolta per il tramite del corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto su **MGP** C^{ctMGP} .

Ai fini della determinazione di C^{ctMGP} si considerano tutte le offerte, ivi incluse le offerte **CET**. Queste ultime, infatti, pur non dando luogo ad alcuna regolazione economica su **MGP**, contribuiscono comunque in modo esplicito alla raccolta del corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto (che viene pagato da ciascun **operatore della PCE** come illustrato nella Sezione 23.3.2).

Analoghe considerazioni valgono per il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto su ciascuna **CRIDA** C^{ctCR} che rappresenta il valore complessivo attribuito alla capacità di trasporto sulla **CRIDA** stessa. Anche in questo caso esso è pari alla differenza fra il valore complessivo degli acquisti e il valore complessivo delle vendite: a differenza di **MGP** sulle **CRIDA** non è necessario distinguere fra **portafogli zonali** di immissione, di prelievo e di stoccaggio, in quanto tutte le quantità sono comunque regolate al prezzo zonale P_z^{CR} .

Si evidenzia infine che i corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto su **MGP** e sulle **CRIDA** sono sempre un debito per **GME**, in quanto su detti mercati il valore degli acquisti è sempre maggiore del valore delle vendite. Non sono quindi previsti pagamenti da parte di **TERNA** verso il **GME**. Ciò è coerente con il fatto che sui mercati la capacità di trasporto, in quanto bene scarso, ha una valorizzazione positiva.

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:

$$P_z^{na} = P_z^{MGP} - PUN$$

Nel mercato in una determinata zona di offerta z a livello MGP parte delle transazioni sono regolate al prezzo zonale P_z^{MGP} e parte delle transazioni sono regolate a Prezzo Unico Nazionale, mentre negli orizzonti temporali successivi (MI, mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e sbilanciamento) tutte le transazioni sono o regolate allo stesso prezzo (CRIDA e sbilanciamenti) o al proprio prezzo di offerta (XBID e mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento). Una tale situazione può indurre discriminazioni fra le diverse risorse.

Si consideri d esempio una vendita su una CRIDA relativamente ad un portafoglio zonale di prelievo e si supponga che tale vendita avvenga su una zona di offerta con $PUN \leq P_z^{MGP} \leq P_z^{CR}$. L'operatore di mercato matura un vantaggio economico relativo alla differenza fra il prezzo zonale relativo alla CRIDA e il Prezzo Unico Nazionale.

Si consideri ora nella medesima zona di offerta una vendita relativa ad un sistema di accumulo incluso in un portafoglio zonale di immissione: in questo caso il vantaggio economico per l'operatore di mercato è inferiore in quanto legato alla differenza fra il prezzo zonale P_z^{CR} relativo alla CRIDA e il prezzo zonale P_z^{MGP} relativo a MGP (che è superiore al Prezzo Unico Nazionale).

L'applicazione di un corrispettivo di non arbitraggio, pari alla differenza fra il prezzo zonale P_z^{MGP} e il Prezzo Unico Nazionale, evita discriminazioni fra le due vendite (che avvenendo sulla medesima CRIDA dovrebbero avere parità di trattamento e parità di opportunità). Dal punto di vista prettamente teorico, il corrispettivo di non arbitraggio può essere applicato indifferentemente all'immissione o al prelievo: in Italia storicamente si è scelto di applicarlo al prelievo. Esso inoltre deve essere applicato a tutte le transazioni potenzialmente soggette a discriminazioni, ossia a tutte le transazioni svolte su MI, alle movimentazioni a salire e a scendere sul

mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e agli acquisti e vendite a sbilanciamento.

A livello pratico, assimilando sbilanciamenti positivi e movimentazioni a salire a vendite e sbilanciamenti negativi e movimentazioni a scendere ad acquisti, si possono identificare quattro distinte situazioni:

1. vendite in zone di offerta con $P_z^{MGP} \geq PUN$
2. vendite in zone di offerta con $P_z^{MGP} \leq PUN$
3. acquisti in zone di offerta con $P_z^{MGP} \geq PUN$
4. acquisti in zone di offerta con $P_z^{MGP} \leq PUN$.

In assenza del corrispettivo di non arbitraggio, nei casi 1 e 4, l'operatore di mercato (per le transazioni su MI), il BRP (per gli sbilanciamenti) e il BSP (per le movimentazioni sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento) maturerebbero un potenziale vantaggio economico: le transazioni di prelievo, infatti, avendo come prezzo base su MGP il Prezzo Unico Nazionale, partirebbero da una posizione più conveniente rispetto a quelle di immissione. In questi casi il corrispettivo di non arbitraggio sterilizza questo potenziale vantaggio economico: esso deve quindi risultare negativo (debito per operatore di mercato, BRP e BSP).

Nei casi 2 e 3 invece le movimentazioni di prelievo risulterebbero sfavorite. In questo caso il corrispettivo di non arbitraggio deve risultare positivo (credito per operatore di mercato, BRP e BSP).

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

Il corrispettivo di non arbitraggio su MI C_{pf}^{naMI} deve risultare negativo (debito per l'operatore di mercato) per vendite su MI in zone di offerta con $P_z^{MGP} - PUN \geq 0$ e per acquisti su MI in zone di offerta con $P_z^{MGP} - PUN \leq 0$. Ciò si ottiene assumendo le vendite con segno negativo (in modo che combinate con un P_z^{na} positivo il corrispettivo risulti negativo) e gli acquisti con segno positivo.

Il corrispettivo C_{pf}^{naMI} si applica anche ai portafogli zonal di prelievo associati alle UCP in quanto anche essi regolati a Prezzo Unico Nazionale su MGP.

In quanto associato al portafoglio zonale e alle transazioni su MI, il corrispettivo C_{pf}^{naMI} è regolato direttamente con GME come evidenziato al punto 4 della Sezione 20. GME provvede poi a trasferire le relative partite economiche a TERNA che le utilizza per ridurre il corrispettivo *uplift* di cui alla Sezione 24.3.

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:

$$C^{naMI} = \sum_{z \in APP_z} C_{pf}^{naMI}$$

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 zonal pf rientranti nell'insieme APP_z comprendente i portafogli zonal di prelievo localizzati nella zona di offerta z

Il corrispettivo di non arbitraggio complessivamente raccolto dalle transazioni su MI rappresenta il trasferimento da GME a TERNA dei corrispettivi di non arbitraggio su MI C_{pf}^{naMI} di ciascun portafoglio zonale.

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 $C_u^{naMSDMB}$ 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:

$$C_u^{naMSDMB} = P_z^{na} \times \begin{cases} -E_u^{mov} & \forall \text{ UAS composta da una UC} \\ 0 & \forall \text{ UAS composta da una UP} \\ -E_{UVnA,UVA}^{mov} & \forall \text{ UVA} \wedge \forall \text{ UVnA di prelievo} \\ 0 & \forall \text{ UVA} \wedge \forall \text{ UVnA di immissione} \end{cases}$$

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 $\forall \text{ UVA} \wedge \forall \text{ UVnA di prelievo}$)

Il corrispettivo di non arbitraggio su [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#) $C_{u,d}^{naMSDMB}$ è applicato esclusivamente alla movimentazione effettiva eseguita:

- dalle UAS composte da una UC
- dalle UVA e attribuite ad UVnA di prelievo.

Ciò rappresenta una differenza con quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41] che, invece, prevede l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio direttamente alle offerte accettate sul [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#) indipendentemente che le movimentazioni ad esse sottese siano effettivamente erogate o diano luogo a sbilanciamento. In caso di mancata erogazione a salire, tuttavia, si forma uno sbilanciamento negativo relativo alla mancata erogazione che comporta l'applicazione di un corrispettivo di non arbitraggio uguale e contrario: alla fine, quindi, il corrispettivo di non arbitraggio rimane in ogni caso associato alla sola movimentazione effettivamente svolta. Analoghe considerazioni valgono, a segni invertiti, per la mancata erogazione a scendere.

Con il TIDE e l'introduzione della separazione fra BSP e BRP in ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva (UE) 2019/944 [5] si è preferito semplificare gli

aspetti amministrativi prevedendo direttamente l'applicazione alle movimentazioni effettive, ossia nettando già a priori l'eventuale mancata movimentazione.

Inoltre il corrispettivo di non arbitraggio sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** $C_u^{naMSDMB}$ deve risultare negativo (debito per il BSP) per movimentazioni a salire in **zone di offerta** con $P_z^{MGP} - PUN \geq 0$ e per movimentazioni a scendere in **zone di offerta** con $P_z^{MGP} - PUN \leq 0$. Ciò si ottiene assumendo le movimentazioni a salire con segno negativo (in modo che combinate con un P_z^{na} positivo il corrispettivo risulti negativo) e le movimentazioni a scendere con segno positivo. Siccome nell'ambito del computo della movimentazione effettiva eseguita dall'unità u , le movimentazioni a salire sono assunte positive e le movimentazioni a scendere con segno negativo, ai fini del calcolo del corrispettivo di non arbitraggio occorre considerare le movimentazioni effettive con il segno opposto.

Si evidenzia, infine, che non è prevista l'attribuzione di alcuna movimentazione alle UCP in quanto prive di unità fisiche sottostanti.

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

Il corrispettivo di non arbitraggio per gli sbilanciamenti C_u^{naSbl} è applicato esclusivamente agli sbilanciamenti delle **unità di prelievo** (di competenza del BRP), mentre non è previsto per le mancate movimentazioni (di competenza dei BSP), in quanto, come chiarito nel commento a pagina 220, in tale caso il corrispettivo di non arbitraggio per la mancata movimentazione si netterebbe con quello legato alla transazione avvenuta sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Il corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti C_d^{naSbl} deve risultare negativo (debito per il BRP) per sbilanciamenti positivi in **zone di offerta** con $P_z^{MGP} - PUN \geq 0$ e per sbilanciamenti negativi in **zone di offerta** con $P_z^{MGP} - PUN \leq 0$. Ciò si ottiene assumendo gli sbilanciamenti con segno opposto a quello abituale, quindi gli sbilanciamenti positivi con segno negativo (in modo che combinati con un C_z^{na} positivo il corrispettivo risulti negativo) e gli sbilanciamenti negativi con segno positivo.

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

La regolazione degli sbilanciamenti secondo un prezzo univoco determinato per ciascuna **macrozona di sbilanciamento** m rende possibili arbitraggi fra le **zone di offerta** all'interno della medesima macrozona.

Si consideri ad esempio una **macrozona di sbilanciamento** con prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} maggiore di tutti i prezzi zionali rilevati su **MGP**. In questo contesto gli sbilanciamenti positivi vengono premiati con una remunerazione più favorevole rispetto a **MGP**, ma tale vantaggio non è omogeneo all'interno della macrozona, ma risulta più elevato nelle **zone di offerta** aventi un prezzo **MGP** più basso. Viceversa gli sbilanciamenti negativi risultano penalizzati rispetto a **MGP**, ma anche in questo caso la penalizzazione è tanto più significativa quanto più basso è il relativo prezzo zonale. Con un prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} inferiore a tutti i prezzi zionali, la situazione si ribalta con una penalizzazione per sbilanciamenti positivi (remunerati a prezzo inferiore a quello **MGP**) e un vantaggio per sbilanciamenti negativi (pagamento a prezzo inferiore a quello **MGP**) superiore nelle **zone di offerta** a prezzo elevato.

Per evitare questa situazione occorre sterilizzare la differenza fra i prezzi zonali all'interno della medesima **macrozona di sbilanciamento**. Ciò si può fare riconducendo tutte le risorse ad un livello unico di riferimento tramite l'applicazione di uno specifico corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario pari alla differenza fra il prezzo zonale e un prezzo di riferimento P_{mz}^{mcz} per la **macrozona di sbilanciamento**: in Italia si è scelto di calcolare detto prezzo in modo analogo al **Prezzo Unico Nazionale**, ma limitando il calcolo alle sole **zone di offerta** incluse nella **macrozona di sbilanciamento**.

Guardando al complesso fra **MGP**, **MI**, **mercato per il bilanciamento** e il **ridispacciamento** e regolazione degli sbilanciamenti valgono altresì le seguenti considerazioni:

- unità di immissione e unità di prelievo hanno valorizzazioni diverse su **MGP**
- l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio alle transazioni su **MI**, alle movimentazioni per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** e agli sbilanciamenti riferiti alle **unità di prelievo** sterilizza queste differenze, assumendo il prezzo zonale **MGP** come riferimento univoco all'interno della **zona di offerta**
- permangono comunque differenze fra i prezzi zonali all'interno di ciascuna **macrozona di sbilanciamento**
- l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale sterilizza queste differenze, fornendo un prezzo di riferimento unico per tutte le risorse.

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 .

Il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale deve risultare un debito per il **BRP** per gli sbilanciamenti positivi localizzati in **zone di offerta** con prezzo zonale **MGP** inferiore a quello di riferimento P_m^{mcz} ($C_z^{namcz} < 0$) e un credito per gli sbilanciamenti positivi localizzati in **zone di offerta** a prezzo zonale **MGP** superiore a quello di riferimento ($C_z^{namcz} > 0$). Ciò si ottiene applicando il corrispettivo

direttamente agli sbilanciamenti con il loro segno.

Il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale risulta altresì utile per incentivare il BRP ad una corretta programmazione in coerenza con i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza di cui alla Sezione 9.8.

In assenza di un tale corrispettivo all'interno di una macrozona di sbilanciamento, i BRP sarebbero infatti incentivati a concentrare le vendite nelle zone di offerta a prezzo zonale MGP più elevato: gli sbilanciamenti negativi in tali zone di offerta sarebbero compensati dagli sbilanciamenti positivi nelle altre zone di offerta (il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} è unico a livello di macrozona di sbilanciamento) e i BRP trarrebbero un vantaggio dalla differenza dei prezzi zonali.

Analoghe considerazioni valgono anche per il prelievo: in questo caso il vantaggio non è dato dalla differenza dei prezzi zonali (in quanto, almeno a livello MGP su cui avviene la maggioranza delle transazioni di MPE, gli acquisti sono tutti regolati a Prezzo Unico Nazionale), ma dall'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio di cui alla Sezione 23.4.6 che risulta più elevato per le zone a prezzo MGP più elevato. Il BRP sarebbe quindi incentivato a concentrare gli acquisti nelle zone di offerta a prezzo più basso, evitando di comprare energia nelle zone di offerta a prezzo più alto. Infatti, assumendo un sistema a due zone con $P_2^{MGP} > P_1^{MGP}$, $S_1 > 0$ e $S_2 = -S_1$, i corrispettivi di non arbitraggio si cumulano come segue:

$$\begin{aligned}
 C_1^{naSbl} &= -(P_1^{MGP} - PUN) \times S_1 \\
 C_2^{naSbl} &= -(P_2^{MGP} - PUN) \times S_2 \\
 C_{tot}^{naSbl} &= C_1^{naSbl} + C_2^{naSbl} = \\
 &= -(P_1^{MGP} - PUN) \times S_1 - (P_2^{MGP} - PUN) \times S_2 = \\
 &= -(P_1^{MGP} - PUN) \times S_1 + (P_2^{MGP} - PUN) \times S_1 = \\
 &= -((P_1^{MGP} - PUN) + (P_2^{MGP} - PUN)) \times S_1 = \\
 &= (-P_1^{MGP} + PUN + P_2^{MGP} - PUN) \times S_1 = \\
 &= (P_2^{MGP} - P_1^{MGP}) \times S_1 =
 \end{aligned}$$

Essendo $P_2^{MGP} > P_1^{MGP}$, risulta $C_{tot}^{naSbl} > 0$, ossia un credito a favore del BRP pari alla differenza fra i prezzi zonali, con un vantaggio analogo a quello dell'immissione.

La strategia sopra descritta porta a dei programmi vincolanti che non riflettono le previsioni per le UP e le UC nelle due zone di offerta, quindi si pone in contrasto con i principi di diligenza di cui alla Sezione 9.8. Il corrispettivo di non arbitraggio

macrozonale sterilizza questo vantaggio come segue:

$$\begin{aligned}
 C_1^{namcz} &= (P_1^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_1 \\
 C_2^{namcz} &= (P_2^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_2 \\
 C_{tot}^{namcz} &= C_1^{namcz} + C_2^{namcz} = \\
 &= (P_1^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_1 - (P_2^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_2 = \\
 &= (P_1^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_1 - (P_2^{MGP} - P_m^{mcz}) \times S_1 = \\
 &= ((P_1^{MGP} - P_m^{mcz}) - (P_2^{MGP} - P_m^{mcz})) \times S_1 = \\
 &= (P_1^{MGP} - P_2^{MGP}) \times S_1 = -C_{tot}^{nasbl}
 \end{aligned}$$

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 [41]
- per l’erogazione dei ristori per la mancata produzione eolica di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [64]
- 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 .

Il corrispettivo di dispacciamento ricomprende le partite economiche proporzionali all'energia prelevata che nel quadro regolatorio antecedente l'adozione del **TIDE** erano elencate all'Articolo 24 del **TIS**. In continuità con la prassi storicamente adottata in Italia, esso è applicato alle **unità di prelievo**, mentre non è previsto uno specifico corrispettivo per le **unità di immissione**. Con la tassonomia introdotta nel **TIDE** in coerenza con quanto disposto dalla Deliberazione 285/2022/R/eel [43] e dalla Deliberazione 109/2021/R/eel [42] sono esentate dall'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento l'energia destinata all'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** e l'energia destinata alla reimmissione in rete (tramite sistemi di accumulo): tali energie sono infatti contabilizzate su specifiche **unità di immissione**.

Il corrispettivo di dispacciamento diventa unico, suddiviso in diversi corrispettivi unitari a copertura delle diverse partite. Nel **TIDE** si è preferito adottare questa nuova formulazione in quanto la base imponibile dei vari corrispettivi previsti dalla Deliberazione 111/06 [41] era identica e pari all'energia prelevata da ciascuna **unità di prelievo**.

Inoltre, rispetto ai corrispettivi unitari prima dell'adozione del **TIDE** sono stati eliminati:

- il corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza fra perdite effettive e perdite standard nelle reti in quanto tale corrispettivo non è più valorizzato da diverso tempo in quanto lo scostamento fra perdite effettive e perdite standard trova valorizzazione nell'ambito dei meccanismi di perequazione

- il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva in quanto sostituito dall'1 gennaio 2022 dal corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità di cui all'Articolo 14 della Deliberazione ARG/elt 98/11 [65] e all'Articolo 6 della Deliberazione 566/2021/R/eel [66].

Inoltre, dal corrispettivo *uplift*, finalizzato a rendere TERNA economicamente neutrale rispetto all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento, vengono scorporate le componenti elencate al comma 44.2 della Deliberazione 111/06 [41], di cui, nel TIDE, si intende dare separata evidenza attraverso uno specifico corrispettivo unitario P_q^{oth} . Per l'elenco di queste partite si rinvia alla Sezione 24.8.

Infine il corrispettivo a copertura dei costi relativi al servizio di interrompibilità diventa il corrispettivo a copertura dei costi relativi al servizio di modulazione straordinaria in cui l'interrompibilità confluisce.

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:

$$P_q^{upl} = P_q^{attMSDDB} + P_q^{attded} + P_q^{rupl}$$

con:

$$P_q^{attMSDDB} = \frac{-T_q^{attMSDDB}}{E_q^{Wstm}}$$

$$P_q^{attded} = \frac{-T_q^{attded}}{E_q^{Wstm}}$$

$$P_q^{rupl} = \frac{T_q^{recupl}}{E_q^{Wstm}}$$

$$T_q^{recupl} = -T_{q-1}^{MSDDB} - T_{q-1}^{sldded} - T_{q-1}^{sldupl}$$

dove:

$P_q^{attMSDDB}$ è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali

P_q^{atted}	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 conguaglio 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^{atted}	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 conguaglio 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}^{sldded}	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}^{sldded} , 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%.

Il corrispettivo unitario *uplift* è calcolato a preventivo in continuità con quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41]: tale scelta consente ai **BRP** di avere contezza in anticipo dei corrispettivi unitari che saranno applicati in ciascun trimestre, facilitando la fatturazione nei confronti dei clienti finali. In caso di determinazione a consuntivo, infatti, i corrispettivi unitari sarebbero noti solamente al termine del mese successivo a quello di competenza, obbligando i **BRP** a ritardare la fatturazione ai clienti finali o a procedere con meccanismi di acconto e conguaglio per trasferire correttamente queste partite.

In particolare, il calcolo del corrispettivo unitario per il trimestre q è effettuato sulla base:

- della stima dei proventi e degli oneri relativi all'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e con le procedure fuori mercato; si tratta del termine $T_q^{attMSDMB}$
- della stima dei proventi e degli oneri derivanti dall'applicazione dei corrispettivi portati a deduzione; si tratta del termine $Satt_q^{ded}$

- del conguaglio relativo al trimestre precedente; si tratta del termine T_q^{recupl} .

A sua volta il termine T_q^{recupl} è determinato sulla base degli ultimi tre mesi disponibili a consuntivo. In linea di principio si tratta dei dati relativi al primo mese del trimestre $q - 1$ e agli ultimi due mesi del trimestre $q - 2$ in quanto i dati di consuntivo sono determinati entro la fine del mese successivo a quello di competenza: di conseguenza i dati del secondo mese del trimestre $q - 1$ sono disponibili solamente alla fine del trimestre stesso e, quindi, non in tempo utile per essere tenuti in considerazione come consuntivo nel calcolo del corrispettivo per il trimestre q . Inoltre il valore del conguaglio è adeguato sulla base dell'interesse Euribor a dodici mesi aumentato dell'1% per tenere conto del fatto che TERNA deve anticipare gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali.

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^{uplded} è il corrispettivo unitario a consuntivo per il mese m relativo all'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo uplift
- 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 uplift
- E_m^W è l'energia prelevata nel mese m dalle unità di prelievo

Per questioni di trasparenza nei confronti dei BRP, TERNA è chiamata a determinare e pubblicare anche un corrispettivo unitario a consuntivo basato sui saldi di

ciascun mese di competenza.

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 [41].

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.

Il corrispettivo unitario *uplift* è finalizzato alla copertura degli oneri legati all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali, sia tramite il mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, sia tramite le procedure fuori mercato di cui alla Sezione 15 sia tramite le modalità alternative per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema.

Storicamente con la Deliberazione 111/06 [41] nel corrispettivo *uplift* confluivano anche una serie di partite economiche a saldo derivanti, ad esempio, dall'assegnazione della capacità, dai conguagli per le rettifiche e l'illuminazione pubblica e dall'applicazione dei meccanismi premiali per l'adeguamento delle UP.

Con il TIDE si ritiene opportuno separare tali partite economiche in un corrispettivo unitario specifico P_q^{oth} , lasciando al corrispettivo *uplift* esclusivamente la copertura degli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali diminuiti del saldo fra i proventi e gli oneri relativi all'applicazione dei soli corrispettivi che in qualche modo sono legati a detto approvvigionamento. Segnatamente si tratta:

- dei corrispettivi di sbilanciamento
- dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento
- dei corrispettivi di non arbitraggio
- dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale.

In particolare, in teoria, per i corrispettivi di non arbitraggio occorrerebbe considerare esclusivamente quelli relativi alle movimentazioni richieste sul [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#) e quelli relativi agli sbilanciamenti, mentre quelli relativi alle transazioni su [MI](#) dovrebbero rientrare fra le altre partite economiche, tuttavia per semplicità si inseriscono tutti a deduzione del corrispettivo *uplift*.

Infine non è previsto il conteggio dei corrispettivi di compensazione delle movimentazioni, in quanto essi rappresentano una redistribuzione delle partite economiche fra [BSP](#) e [BRP](#) senza alcun onere in capo a [TERNA](#), mentre per i corrispettivi di compensazione delle modulazioni si fa riferimento al corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del [servizio di modulazione straordinaria](#).

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:

- $P_q^{uplMSDDB}$
- P_q^{uplde}
- 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:

- $P_m^{uplMSDDB}$
- P_m^{uplde}

Il calcolo a preventivo del corrispettivo unitario P_q^{upl} è effettuato entro il giorno 15 dell'ultimo mese di ciascun trimestre in continuità con le tempistiche della Deliberazione 111/06 [41].

Il calcolo del corrispettivo unitario a consuntivo P_m^{upl} è effettuato entro il quinto giorno del secondo mese successivo a quello di competenza, al fine di poter considerare nel calcolo l'ammontare delle varie partite economiche relative all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali che sono determinate entro l'ultimo giorno del mese successivo a quello di competenza.

La pubblicazione del corrispettivo unitario a consuntivo P_m^{upl} consente ai BRP di avere contezza di quanto sia stata accurata la stima a preventivo e di quanto possa essere il conguaglio da recuperare nel trimestre successivo.

Infine, in coerenza con quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41], nella pubblicazione dei corrispettivi unitari TERNA deve fornire separata evidenza dei valori dei singoli contributi: ciò obbedisce a requisiti di trasparenza verso i BRP che, in questo modo, possono avere contezza di come è stato composto il corrispettivo unitario.

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.

I costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema includono le seguenti voci:

- costi variabili derivanti dalla compensazione erogata agli impianti essenziali in regime ordinario nelle ore di essenzialità

- costi fissi derivanti dalla reintegrazione dei costi per gli impianti ammessi a detta reintegrazione.

Nella presente Sezione sono contenuti diversi rimandi alla disciplina degli impianti essenziali contenuta nella Deliberazione 111/06 [41]. Con l'adozione del TIDE è prefigurato lo spostamento di tale disciplina in un provvedimento dedicato la cui redazione è comunque attesa successivamente all'adozione finale del TIDE: quando tale documento sarà redatto, i riferimenti nel TIDE saranno aggiornati.

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 congruaggio 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 congruaggio 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 [41] 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 u_{ess} 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 [41] negli ISP t e nelle MTU h per le quali gli impianti sono considerati indispensabili per la sicurezza del sistema.

I costi variabili includono i costi e i ricavi maturati da TERNA ai sensi dell'Articolo 64 della Deliberazione 111/06 [41]: trattasi in particolare delle remunerazioni garantite agli impianti in regime ordinario e reintegro costi limitatamente alle ore di essenzialità per le quali detti impianti hanno dovuto presentare una offerta su MGP a 0 €/MWh con integrazione dei costi variabili qualora superiori al prezzo zonale.

L'ammontare dei costi variabili potrebbe variare significativamente durante l'anno, in funzione delle effettive ore di essenzialità previste per ciascun impianto. Per questo motivo per questa voce di costo si adotta una logica concettualmente analoga a quella prevista per il corrispettivo unitario *uplift*, con determinazione del corrispettivo unitario a cura di TERNA per il trimestre q sulla base:

- della stima dei costi variabili degli impianti essenziali; si tratta del termine $T_q^{attuevar}$
- del conguaglio relativo al trimestre precedente; si tratta del termine $T_q^{recuevar}$.

A sua volta il termine $T_q^{recuevar}$ è determinato sulla base degli ultimi tre mesi disponibili a consuntivo. Anche in questo caso si tratta dei dati relativi al primo mese del trimestre $q - 1$ e agli ultimi due mesi del trimestre $q - 2$, eventualmente integrati da costi relativi a periodi antecedenti e non ancora contabilizzati. Inoltre, come già per il corrispettivo *uplift* il valore del conguaglio è adeguato sulla base dell'interesse Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

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 [41] è pari al valore riportato nelle tabelle pubblicate sul sito dell'Autorità.

Per il corrispettivo unitario P_y^{uefix} relativo ai costi fissi l'ammontare dipende dai costi riconosciuti agli impianti essenziali ammessi alla reintegrazione dei costi: si tratta di partite determinabili su base annua, in funzione delle decisioni dell'Autorità in merito all'ammissione o meno al regime di reintegro.

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.

I costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA ai fini del dispacciamento includono i costi relativi all'erogazione del servizio di dispacciamento e ai relativi investimenti in software e hardware. Il corrispettivo unitario è determinato su base annua dall'Autorità in funzione delle informazioni trasmesse da TERNA ai sensi della regolazione vigente.

I costi di **TERNA** per l'erogazione del servizio di trasmissione trovano invece copertura nei corrispettivi di natura tariffaria di cui al **TIT**.

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.

I costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria includono le seguenti voci:

- costi variabili derivanti dall'attivazione del servizio di modulazione in tempo reale
- costi fissi derivanti dalle remunerazioni fisse previste nell'ambito delle procedure di mercato a termine di cui alla Sezione 15.3.

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:

$$P_q^{modvar} = P_q^{attmodvar} + P_q^{recomodvar}$$

con:

$$P_q^{attmodvar} = \frac{T_q^{attmodvar}}{E_q^{stm}}$$

$$P_q^{recomodvar} = \frac{T_q^{recomodvar}}{E_q^{stm}}$$

$$T_q^{recomodvar} = T_{q-1}^{modvar} - T_{q-1}^{corrmodvar}$$

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 conguaglio dei costi variabili delle modulazioni
- $T_q^{attmodvar}$ è il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi variabili delle modulazioni
- $T_q^{recomodvar}$ è il conguaglio 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.

L'ammontare dei costi variabili potrebbe variare significativamente durante l'anno, in funzione dell'effettiva attivazione del servizio di modulazione straordinaria. Per questo motivo per questa voce di costo si adotta una logica concettualmente analoga a quella prevista per il corrispettivo unitario *uplift*, con determinazione del corrispettivo unitario a cura di **TERNA** per il trimestre q sulla base:

- della stima dei costi variabili delle modulazioni; si tratta del termine $T_q^{attmodvar}$
- del conguaglio relativo al trimestre precedente; si tratta del termine $T_q^{recomodvar}$.

A sua volta il termine $T_q^{recomodvar}$ è determinato sulla base degli ultimi tre mesi disponibili a consuntivo. Anche in questo caso si tratta dei dati relativi al primo mese del trimestre $q - 1$ e agli ultimi due mesi del trimestre $q - 2$. Inoltre, come già per il corrispettivo *uplift* il valore del conguaglio è adeguato sulla base dell'interesse Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

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.

I costi fissi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria derivano dall'applicazione dei corrispettivi dovuti alle UP e alle UC selezionate con le procedure di mercato di cui alla Sezione 15.3.

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:

$$\begin{aligned}
 P_q^{attwind} &= \frac{T_q^{attwind}}{E_q^{stm}} \\
 P_q^{rwind} &= \frac{T_q^{recwind} E_q^{stm}}{T_q^{attwind}} \\
 T_q^{recwind} &= T_{q-1}^{wind} - T_{q-1}^{corrwind}
 \end{aligned}$$

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 conguaglio 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%.

Data la variabilità dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica durante l'anno in funzione delle effettive esigenze del sistema e dell'effettivo livello di detta mancata produzione, la determinazione del relativo corrispettivo unitario segue la stessa logica a preventivo adottata per il corrispettivo unitario *uplift*. In particolare il calcolo del corrispettivo unitario per il trimestre q è effettuato entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente sulla base:

- della stima dei costi per la modulazione eolica; si tratta del termine $T_q^{attwind}$
- del conguaglio relativo al trimestre precedente; si tratta del termine $T_q^{recwind}$.

A sua volta il termine $T_q^{recwind}$ è determinato sulla base degli ultimi tre mesi disponibili a consuntivo. Anche in questo caso si tratta dei dati relativi al primo

mezzo del trimestre $q - 1$ e agli ultimi due mesi del trimestre $q - 2$. Inoltre, come già per il corrispettivo *uplift* il valore del conguaglio è adeguato sulla base dell'interesse 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 [64]
- 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 [64], 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%.

Per le ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento la determinazione del corrispettivo unitario in ciascun trimestre q tiene conto delle partite relative agli ultimi tre mesi per cui sono disponibili dati di consuntivo. In sostanza **TERNA** recupera tramite il corrispettivo unitario P_q^{oth} gli oneri sostenuti nei tre mesi precedenti, in ottica di consuntivo. Non è quindi necessario prevedere alcuna forma di conguaglio trimestrale come, invece, previsto per i prezzi unitari P_q^{upl} , P_q^{uevar} e P_q^{wind} .

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 [60]
3. il saldo tra proventi e oneri per l'allocatione 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 [68]
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 [69]
6. il saldo tra proventi ed oneri relativi all'applicazione dei meccanismi premiali di cui alla Deliberazione 324/2020/R/eel [70] e di cui alla Deliberazione 44/2021/R/eel [71]
7. il saldo tra proventi e oneri relativi ai meccanismi di incentivazione di **TERNA** ai sensi della Deliberazione 597/2021/R/eel [72]
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 [65] e all'Articolo 6 della Deliberazione 566/2021/R/eel [66].

1-24.8.3 *Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo 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.

Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario P_q^{oth} , prevista entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente, valgono le seguenti considerazioni

- per l'aggregazione delle misure rilevano le partite economiche relative al trimestre $q - 2$, in quanto la liquidazione di dette partite avviene al termine del secondo mese successivo a quello di competenza e, pertanto, anche i dati relativi al primo mese del trimestre $q - 1$ non sono ancora disponibili al momento del calcolo del corrispettivo unitario P_q^{alpar}
- Il contributo delle partite di conguaglio per l'illuminazione pubblica è non nullo solamente nel quarto trimestre di ciascun anno in quanto detti conguagli sono effettuati nel mese di agosto
- il contributo delle partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di *settlement* e da rettifiche tardive è identico nel quarto trimestre di ciascun anno e nel primo trimestre dell'anno immediatamente successivo (sessione SEM2 con conguagli effettuati nel mese di agosto e importi suddivisi su due trimestri) e nel secondo e terzo trimestre dell'anno (sessione SEM1 dell'anno precedente con conguagli effettuati a dicembre e importi suddivisi su due trimestri)
- il contributo delle partite di conguaglio insorgenti da rettifiche tardive è non nullo solamente nel quarto trimestre di ciascun anno e nel primo trimestre dell'anno immediatamente successivo in quanto detti conguagli sono effettuati nel mese di agosto e gli importi sono suddivisi su due trimestri

- per tutte le altre partite rilevano i dati relativi al primo mese del trimestre $q - 1$ e agli ultimi due mesi del trimestre $tr - 2$, in coerenza con quanto previsto per gli altri corrispettivi unitari.

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.

Una macrozona di sbilanciamento è inadeguata nel momento in cui la capacità di generazione risulta insufficiente per alimentare tutto il carico in condizioni di sicurezza con i necessari margini di riserva. In tale contesto TERNA attiva la misura emergenziale nota come PESSE che prevede i distacchi a rotazione dell'utenza diffusa tramite intervento sulla rete di distribuzione in media tensione. Essa è normata da TERNA nel Codice di Rete.

Per garantire l'efficacia del piano di distacco finalizzato a ridurre i prelievi con minimo impatto sulle immissioni, risulta fondamentale limitare i distacchi della generazione distribuita. A tal proposito l'Allegato A.20 al Codice di Rete prevede che siano escluse dal distacco:

- le linee di distribuzione con presenza prevalente di generazione distribuita
- le linee di distribuzione rientranti nel cosiddetto perimetro GDTEL (relativo alla procedura RIGEDI che rientra nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria)
- le linee di distribuzione che al momento dell'attivazione del PESSE presentano un flusso di energia verso la rete di trasmissione.

In termini di tassonomia del TIDE quanto sopra comporta che:

- le **UP** e le **UC** abilitate come **UAS** o classificate come **UnAP** siano escluse dai distacchi in quanto connesse direttamente alla rete di trasmissione oppure alla rete di distribuzione in media tensione con connessione dedicata usualmente controllabile da remoto
- le **UP** e le **UC** rientranti nelle **UVAN** siano, invece, potenzialmente interessate dai distacchi (il distacco può infatti riguardare anche le **UP** qualora siano localizzate su linee di distribuzione con scarsa presenza di generazione distribuita)
- le **UI** e le **UE** siano generalmente escluse dai distacchi in quanto localizzate su reti estere fuori dalla giurisdizione di **TERNA**.

Questa Sezione riprende le disposizioni in materia di attivazione del **PESSE** previste dalla Deliberazione 111/06 [41], integrandole per tenere conto della nuova tassonomia delle **unità** prevista dal **TIDE** e dei ruoli di **BSP** e **BRP**.

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:

$$P_{mz}^{sb} = VENF$$

dove:

$VENF$ è il valore dell'energia non fornita pari a 3000 €/MWh

L'attivazione del **PESSE** è stabilita successivamente alla chiusura di **MGP** e quindi è lecito assumere che i **BRP** abbiano assunto una posizione commerciale in linea con le migliori previsioni di prelievo senza considerare i potenziali distacchi a rotazione: per effetto del distacco le loro **unità** prelevano meno di quanto programmato, con uno sbilanciamento positivo che viene remunerato al prezzo di sbilanciamento.

Per l'utenza diffusa il mancato prelievo comporta un disagio economico quantificabile nel cosiddetto valore dell'energia non fornita ($VENF$). Al fine di compensare detto disagio economico, il prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza viene posto esattamente pari a questo valore.

Il prezzo di sbilanciamento posto pari a $VENF$ disincentiva altresì eventuali sbilanciamenti negativi (maggiori prelievi e minori immissioni) che incrementerebbero

il livello di inadeguatezza del sistema.

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:

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

Il PESSE è attivato da TERNA come misura di ultimissima istanza quando tutte le altre risorse (movimentazioni sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, servizio di modulazione straordinaria) sono state attivate. Esso comporta complessivamente una riduzione dei prelievi dalla rete rilevante, realizzata tramite il distacco selettivo delle linee di distribuzione caratterizzate da una presenza prevalente di UC. L'attivazione del PESSE rappresenta, quindi, una risorsa straordinaria a salire ulteriore rispetto alle movimentazioni a salire disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o alle modulazioni straordinaria a salire.

Per questo motivo, in caso di attivazione del PESSE in una data macrozona di sbilanciamento, tutte le movimentazioni a salire disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento per le UVAN e le UVAZ ricomprendenti UC oggetto di distacco sono considerate automaticamente eseguite con attribuzione di una movimentazione effettiva E_u^{mov} pari al relativo programma di movimentazione Prg_u^{mov} . In questo modo le movimentazioni a salire sono contabilizzate sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (in quanto risorse attivate su detto mercato) e si mantiene separata evidenza fra le risorse attivate con procedure ordinarie (mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento) e le risorse attivate con procedure emergenziali (PESSE). Dal punto di vista economico, tuttavia, nulla cambia: le movimentazioni a salire ottengono, infatti, una specifica integrazione a VENT ai sensi della Sezione 25.4, quindi alla fine maturano lo stesso effetto economico di una valorizzazione nell'ambito degli sbilanciamenti (in quanto in caso di inadeguatezza il prezzo di sbilanciamento è anch'esso pari a VENT ai sensi della Sezione 25.2).

Per le UAS (che non rientrano nel perimetro di attivazione del PESSE come chiarito nel commento a pagina 245) e le UVAN e le UVAZ che non ricomprendono

UC oggetto di distacco le movimentazioni a salire continuano, invece, a essere contabilizzate secondo le regole standard in modo da incentivarne la corretta esecuzione. Analoghe considerazioni valgono per le movimentazioni a scendere (che possono comunque essere presenti, ad esempio per mitigare situazioni di congestione) per tutte le unità.

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:

$$C_u^{marpesse} = \left(VENTF - \overline{P_o^{MB}} \right) \times M\uparrow_u^{pesse}$$

dove:

$\overline{P_o^{MB}}$ è il valore cui è remunerata l'offerta presentata su MB con riferimento all'unità u

$M\uparrow_u^{pesse}$ è il margine a salire in condizioni di inadeguatezza relativo all'unità u di cui alla Sezione 25.4.2

Prima di procedere con i distacchi di cui al PESSE, TERNA attiva tutte le risorse a salire disponibili sul sistema elettrico. Il corrispettivo $C_u^{marpesse}$ integra a $VENTF$ la remunerazione che queste risorse otterrebbero sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (che avverrebbe al prezzo $\overline{P_o^{MB}}$ legato alla tipologia di risorsa attivata e al fatto che la risorsa sia stata attivata su MB o su una delle piattaforme di bilanciamento), incentivandone la massimizzazione.

Il corrispettivo è applicato a tutti i margini a salire, ivi inclusi quelli resi disponibili dalle UVAN e dalle UVAZ che hanno UC oggetto di distacco.

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 $M\uparrow_u^{pesse}$ relativo a ciascuna UAS e UVA u è pari a:

$$M\uparrow_u^{pesse} = K_u^I - \left(PRG_u^{base} + \overline{Q\uparrow_u^{MSD}} - \overline{Q\downarrow_u^{MSD}} \right)$$

Il margine a salire in condizioni di inadeguatezza $M_u^{\uparrow pesse}$ rappresenta l'energia disponibile per l'attivazione ai fini del bilanciamento del sistema su MB o sulle piattaforme di bilanciamento.

Per le UAS $M_u^{\uparrow pesse}$ è pari alla differenza fra la capacità di immissione massima dell'unità e quanto già nominato in esito a MPE (programma base) come integrato delle movimentazioni già disposte su MSD. La formula opera correttamente sia in caso di UAS composta da una UP (dove rileva la capacità massima di immissione dell'UP) sia in caso di UAS composta da una UC (dove la capacità massima in immissione è per definizione nulla e il margine a salire massimo coincide con l'azzeramento del prelievo come risultante dalle nomine in esito a MPE e dalle movimentazioni disposte su MSD).

Per le UVA $M_u^{\uparrow pesse}$ è pari alla differenza fra la capacità di immissione massima dell'unità (pari alla capacità a salire richiesta in fase di qualifica) e le movimentazioni già disposte su MSD (in quanto le UVA hanno per definizione un programma base nullo).

Raccordo con il TIS

La Sezione successiva è redatta in continuità con l'attuale versione del TIS. Essa sarà oggetto di modifica (e contestuale spostamento nel TIS in quanto relativa alla determinazione dell'energia prelevata) non appena il TIS sarà rivisto anche per tenere conto del nuovo ruolo di AU in coerenza con quanto sarà disposto nell'ambito del superamento della maggior tutela.

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 .

In condizioni di inadeguatezza in ciascuna **area di riferimento** il prelievo residuo di area è ridotto per effetto dei distacchi di carico di cui al **PESSE**. In assenza di correttivi specifici, tale riduzione sarebbe convenzionalmente ripartita fra tutte le **UVZ** localizzate nella **macrozona di sbilanciamento** indipendentemente dal fatto che esse includano o meno **UC** soggette a distacco. L'utilizzo del prelievo residuo virtuale PRA^{virt} e del coefficiente di ripartizione del prelievo virtuale $CRPU_u^{virt}$ consentono di attribuire correttamente l'energia sottesa ai distacchi.

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 utilizzano i coefficienti $CRPP_{uc}$ opportunamente determinati dai **DSO** con le modalità di cui all'Articolo 21 del **TIS**.

Il prelievo residuo di area virtuale rappresenta una stima del prelievo residuo di area che si sarebbe ottenuto in assenza dei distacchi di cui al **PESSE**. L'incremento di prelievo è stimato utilizzando i coefficienti di ripartizione del prelievo $CRPP_{uc}$ rilevanti per ciascuna **UC**.

In particolare ai sensi del **TIS** i coefficienti $CRPP_{uc}$ sono disponibili sul **SII** per tutte le **UC** nella titolarità di **clienti finali** ricompresi nel mercato libero, mentre per le **UC** nella responsabilità dell'**AU** detti coefficienti non sono calcolati in quanto l'**AU** svolge un ruolo di saldo nell'ambito della disciplina di *load profiling* con attribuzione convenzionale della quota di prelievo residuo di area non attribuita alle **UVZ** nella responsabilità degli altri **BRP**. In caso di attivazione del **PESSE**

occorre quindi chiedere espressamente ai DSO di calcolarli.

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 .

Il coefficiente virtuale di ripartizione del prelievo rappresenta la quota del prelievo residuo di area virtuale attribuita a ciascuna UVZ in prelievo. In particolare sommando su ciascuna area di riferimento si ha:

$$\begin{aligned} \sum_u CRPU_u^{virt} &= \sum_u \left(CRPU_u - \sum_{\substack{uc \in Adist \\ uc \in u}} CRPP_{uc} \right) \\ &= \sum_u CRPU_u - \sum_u \sum_{\substack{uc \in Adist \\ uc \in u}} CRPP_{uc} \\ &= 1 - \sum_{uc \in Adist} CRPP_{uc} \end{aligned}$$

da cui:

$$\begin{aligned} PRA^{virt} \times \sum_u CRPU_u^{virt} &= PRA^{virt} \times \left(1 - \sum_{uc \in Adist} CRPP_{uc} \right) \\ &= PRA \end{aligned}$$

In altri termini la combinazione fra PRA^{virt} e $CRPU_u^{virt}$ attribuisce complessivamente alle UVZ in prelievo il prelievo residuo di area PRA effettivo come risultante in esito ai distacchi di cui al PESSE. Cambia invece la ripartizione fra le varie UVZ in quanto a ciascuna viene tolto il contributo convenzionale relativo alle UC oggetto di distacco.

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 [32]. 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.

La descrizione del sistema di garanzie di **TERNA** risulta semplificata rispetto a quanto previsto dalla Deliberazione 111/06 [41]. Nel **TIDE**, infatti, si ritiene opportuno limitarsi ai soli criteri di carattere generale, rinviando i dettagli al **Codice di Rete**

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.

La pubblicazione dell'elenco degli **operatori della PCE** era esplicitamente prevista dall'Articolo 51 della Deliberazione 111/06 [41]. Nel **TIDE** si conferma la disposizione estendendola anche alla pubblicazione dell'elenco degli **operatori di mercato** da parte del **GME**.

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.

La pubblicazione dell'elenco dei **BSP** e dei **BRP** non era esplicitamente prevista dalla Deliberazione 111/06 [41]. Con il **TIDE** si intende prevedere questa pubblicazione in coerenza con la pubblicazione degli elenchi degli **operatori di mercato** e **operatori della PCE**.

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 [1] e dell'Articolo 34 del Regolamento (UE) 2015/1222 [2], 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.

Rispetto agli obblighi informativi contenuti nell'Articolo 53 della Deliberazione 111/06 [41], il TIDE prevede una semplificazione degli adempimenti in capo a TERNA secondo i criteri seguenti:

- sono confermate le previsioni di cui agli Articoli 53.1 (limiti di transito fra le zone di offerta) e 53.2 (domanda oraria)
- è abrogata la pubblicazione dei limiti di transito su base giornaliera di cui all'Articolo 53.3, in quanto assorbita dalla pubblicazione a cura del GME nell'ambito delle informazioni preliminari al mercato di cui alla Sezione 13.3.2
- è confermata la pubblicazione delle ipotesi relative alla stima dei limiti di transito, ma essa viene assorbita in una più ampia relazione tecnica su ipotesi, metodologia e criteri
- sono abrogate le previsioni di cui agli Articoli 53.5 e 53.6 (domanda attesa nei 6 anni successivi e relativa capacità di produzione necessaria) in quanto tali adempimenti sono assolti da TERNA nell'ambito del mercato per la capacità di cui alla Deliberazione ARG/elt 98/11 [65]
- la pubblicazione entro il termine di presentazione delle offerte su MSD delle previsioni della domanda oraria è sostituita dalla pubblicazione della stima delle immissioni e dei prelievi in ciascun nodo n della rete rilevante ai sensi della Sezione 14.5.6
- la pubblicazione dei fabbisogni di riserva è prevista fra le informazioni preliminari relative al *Integrated Scheduling Process* di cui alla Sezione 14.5.6 e relative alle piattaforme di bilanciamento di cui alla Sezione 14.6.3
- è abrogata la pubblicazione a consuntivo del dato dell'energia immessa nel sistema elettrico in quanto ritenuto non più necessario.

Sono altresì abrogate le pubblicazioni sugli acquisti e vendite sul mercato del giorno prima di cui all'Articolo 55 della Deliberazione 111/06 [41] in quanto relative ad una fase iniziale del mercato dell'energia elettrica in cui TERNA presentava offerte di acquisto e vendita su MGP a correzione delle previsioni compiute dai BRP.

Gli obblighi di registrazione e comunicazione dei dati relativi agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema di cui all'Articolo 54 della Deliberazione 111/06 [41] rimangono inclusi nello specifico provvedimento dedicato a tali impianti.

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 [42]
- 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](#) [41]

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](#) [41] 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 [41] 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.

L'abilitazione automatica come UAS delle UP abilitate ai sensi della Deliberazione 111/06 [41] consente di semplificare le procedure di abilitazione ai sensi del TIDE.

Occorre comunque per i relativi **produttori** stipulare il contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** di cui alla Sezione 3.2 identificando il relativo BSP.

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 [24] come declinati dall'Articolo 63 della Deliberazione 111/06 [41].

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 [41].

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 [63] 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**.

Non è possibile procedere ad una abilitazione automatica delle risorse che hanno partecipato ai progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52], in quanto esse potrebbero confluire, a seconda delle prestazioni, nelle UAS, nelle UVAN o nelle UVAZ. Occorre quindi procedere ad una nuova abilitazione ai sensi del TIDE.

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 [63] 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 [63]

- 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

Al fine di dare certezza agli operatori, si consente a TERNA di proseguire con il progetto pilota riserva ultra-rapida fino a quando il TIDE inizia a produrre effetti. Ciò rappresenta il transitorio verso l'approvvigionamento della riserva ultra-rapida di frequenza esclusivamente tramite procedure di mercato a pronti come previsto a regime dalla Sezione 15.2.

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.

Il progetto pilota coordinamento TSO-DSO con la logica a semaforo dinamica partirà nel corso del 2023 e dovrebbe terminare entro il 31 dicembre 2024, per confluire, come tutti gli altri progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52] nella regolazione di regime di cui al TIDE. Data la ridotta durata di questo progetto, è possibile che la sua durata sia estesa anche oltre il 31 dicembre 2024: la decisione in tal senso sarà adottata dall’Autorità in sede di approvazione del progetto stesso.

Per tutta la durata della sperimentazione la verifica dinamica di cui al al punto 2 della Sezione 8.7 sarà limitata esclusivamente all’ambito del progetto pilota e non è applicata a regime. Essa diventerà valida a regime (come chiarito nella relativa Sezione 8.7) solamente a conclusione della sperimentazione.

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 [62] 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 [63], 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 [62] e i dispositivi UVRF previsti da TERNA nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [63] 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.

In quanto compatibili con le specifiche di cui alla Sezione 15.2.7, i dispositivi UVRP e UVRF danno diritto all'applicazione delle disposizioni di cui alla Sezione 15.2.8 con conseguente contabilizzazione dell'energia erogata a titolo di compensazione e nell'ambito dell'aggiustamento dello sbilanciamento.

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 corrispettivi a carico dei **BSP** atti a incentivare la coerenza di cui sopra.

Per le **UVAN** la *baseline* è determinata a partire dalle nomine relative alle **UVN** che la compongono. I **BSP** sono tenuti, ai sensi dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, a registrare delle nomine coerenti con gli scambi effettivi delle loro unità, ma non si possono escludere deviazioni. Per tale motivo **TERNA** deve procedere ad uno specifico monitoraggio confrontando le nomine con lo stato effettivo degli impianti (cosiddetta *baseline* teorica) e proponendo specifici corrispettivi per disincentivare eventuali deviazioni, qualora ritenuto opportuno.

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 [6]. 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 [8].

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.

Le modalità e i criteri per la sospensione del mercato sono definiti nell'Allegato A.75 al Codice di Rete. Il documento definisce le linee guida generali, ma rimanda alcune valutazioni sul *settlement* in condizioni di sospensione del mercato dell'energia elettrica alla discrezionalità dell'Autorità.

L'Autorità ha approvato i principi generali per il *settlement* in caso di sospensione del mercato dell'energia elettrica con la Deliberazione 446/2020/R/eel [73]. Ulteriori disposizioni è previsto siano emanate in caso di effettiva sospensione.

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 [67].

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 [72], 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 [1] 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.

La formulazione dell’*Integrated Scheduling Process* si ispira ai problemi di *Security Constrained Unit Commitment* e alle soluzioni utilizzate dagli *Independent System Operator* basati negli Stati Uniti di America. In linea di principio il modello matematico di ottimizzazione deterministico o il modello matematico di ottimizzazione con dati incerti alla base dell’*Integrated Scheduling Process* dovrebbero essere risolti in modo esatto pervenendo ad una soluzione ottima. Per tale motivo è fondamentale utilizzare un algoritmo di soluzione esatto.

Sul mercato vi sono ad oggi solutori commerciali in grado di risolvere efficacemente questo tipo di problematiche (intrinsecamente non convesse soprattutto se si utilizzano modelli di rete in CA o modelli di rete di tipo CCA) pur con un numerosità non trascurabile di vincoli.

L’applicabilità di tali solutori a situazioni reali richiede tuttavia alcune cautele legate alle specifiche formulazioni del problema che sono adottate e all’esigenza di raggiungere una soluzione nel rispetto degli eventuali limiti di tempo massimo (per esempio dettati dal necessario coordinamento con le analisi di sicurezza previste dagli Articoli 75 e 76 del Regolamento (UE) 2017/1485 [6]). Il processo potrebbe essere sfidante, soprattutto in presenza di numerosi vincoli non lineari. All’inizio ciò potrebbe impedire ad esempio il raggiungimento di una soluzione ottima: possibili

semplificazioni potrebbero prevedere una **soluzione ammissibile** pur se non ottima, pur tuttavia preservando l'utilizzo di un **algoritmo di soluzione esatto**.

L'implementazione del modello di ottimizzazione potrebbe, pertanto, protrarsi oltre l'1 gennaio 2025, data dalla quale il **TIDE** inizia a produrre effetti. Per questo motivo la validità delle disposizioni sul modello e l'algoritmo di ottimizzazione dell'*Integrated Scheduling Process* di cui alla Sezione 14.5.4 potrebbe essere oggetto di posticipo rispetto all'1 gennaio 2025 da parte dell'**Autorità** sulla base dei contenuti della relazione tecnica e del cronoprogramma inviati da **TERNA**.

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 [25] 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.

La programmazione netta prevista nella Sezione 17.2.5 potrebbe sottrarre liquidità a MPE e creare un impatto sul mercato.

Occorre condurre specifici approfondimenti in merito, anche tenuto conto delle modalità di superamento del Prezzo Unico Nazionale e di calcolo del prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso che saranno specificate dal Ministero ai sensi del Decreto Legislativo 210/2021 [25].

Nelle more di tali approfondimenti non sono ammesse nomine in eccesso (ossia superiori in valore assoluto alla posizione netta in immissione per le unità di immissione e alla posizione netta in prelievo per le unità di prelievo): nel caso in cui si verifichi una tale situazione il GME corregge le nomine al fine di allinearle con le sopracitate posizioni nette. La correzione riguarda dapprima le unità non rilevanti ai fini dell'*Integrated Scheduling Process*, ossia le UnAP e le UVZ, per poi riguardare le UVN e le UAS. In questo modo si intende salvaguardare il programma in input all'*Integrated Scheduling Process* che è pari alla relativa nomina.

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 [25]; tale proposta è sottoposta al parere dell'[Autorità](#) ai sensi dell'Articolo 5.1 del Decreto Legislativo 79/99 [19]
- 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 [TERNNA](#) di cui alla Sezione 4.4 in coerenza con le disposizioni del [TIDE](#)
- [TERNNA](#) 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
- [TERNNA](#) 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 [TERNNA](#) 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 [TERNNA](#) il *TIDE stakeholder group* cui sono ammessi:

- rappresentanti per ciascuna delle principali associazioni di categoria, in numero definito da [TERNNA](#) 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 [TERNNA](#) 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 evidenzia 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 [19]

UP di cogenerazione ad alto rendimento

ARERA

una UP che rispetta le condizioni di cui al Decreto Legislativo 20/07 [26] e al Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 [33]. 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 [34]

Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

ARERA

L'agenzia istituita ai sensi del Regolamento (UE) 2019/942 [13]

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 [1]
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 [14]	
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 [14]	
Autorità	ARERA
l'Autorità di regolazione designata ai sensi dell' 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [5], in Italia rappresentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della Legge 481/95 [21]	
Autorità di Regolazione Nazionale (National Regulatory Authority)	Regolamento (UE) 2019/943 [1]
un'autorità di regolazione designata da ciascuno Stato membro ai sensi dell'articolo 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [5]	
 B	
bilanciamento	Regolamento (UE) 2019/943 [1]
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 bilanciamento	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
<p>volume di capacità cui il prestatore di servizi di bilanciamento ha accettato di attenersi e in base al quale ha accettato di presentare offerte per un corrispondente volume di energia di bilanciamento al gestore del sistema di trasmissione per la durata del contratto</p>		
capacità di trasporto	ARERA	
<p>la capacità di immettere o prelevare energia elettrica in un punto della rete in un dato intervallo di tempo</p>		
centro di coordinamento regionale	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
<p>centro di coordinamento fra TSO istituito ai sensi dell'articolo 35 del Regolamento (UE) 2019/943 [1]</p>		
cliente finale	Direttiva 2019/944 [5]	(UE)
<p>il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio</p>		
Codice di Rete	ARERA	
<p>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 [31] e sulla base della Deliberazione 250/04 [46]</p>		
Codice di Rete della Distribuzione	ARERA	
<p>il Codice Rete Tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica approvato con Deliberazione 268/2015/R/eel [74]</p>		
Codice POD	ARERA	
<p>un codice alfanumerico (composto da 14 o 15 caratteri) che inizia sempre con "IT" e identifica in modo certo il punto di prelievo.</p>		
congestione fisica	Regolamento 2015/1222 [2]	(UE)
<p>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</p>		
contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica	ARERA	
<p>il contratto di cui all'Articolo 2 del TIT</p>		
coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling)	Regolamento 2015/1222 [2]	(UE)
<p>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</p>		

coupling unico infragiornaliero

Regolamento (UE)
2015/1222 [2]

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 [2]

D

disciplina per l'approvvigionamento delle risorse di stoccaggio 210/2021

ARERA

la disciplina prevista dal Decreto Legislativo 210/2021 [23], come attuato dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [54]

dispacciamento

Decreto Legislativo
79/99 [19]

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 [19]

l'attività di **dispacciamento**, attuata secondo ordini di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete

E

energia da fonti rinnovabili

Direttiva (UE)
2019/944 [5]

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 (UE)
2019/943 [1]

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 [1]

errore di controllo del ripristino della frequenza

Regolamento (UE)
2017/1485 [6]

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 [35], 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 [5]	
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 [75]	
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 [19]	
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 [5] (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 [5] (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

Imbalance Netting

Regolamento 2017/2195 [4] (UE)

funzione di applicazione dell'algoritmo per eseguire il processo di compensazione dello sbilanciamento

Imbalance Settlement Period

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 2019/944 [5] (UE)

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 [1]

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 [6]

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

Load Frequency Control Area

Regolamento (UE)
2017/1485 [6]

area di controllo frequenza/potenza

Load Frequency Control block

Regolamento (UE)
2017/1485 [6]

blocchi di controllo frequenza/potenza

M

Mercato dei Prodotti Giornalieri

ARERA

La piattaforma per i prodotti giornalieri gestita da [GME](#)

mercato dell'energia elettrica

Direttiva (UE)
2019/944 [5]

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

Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro

ARERA

La piattaforma per i prodotti a termine gestita da [GME](#)

Ministero

il Ministero competente in materia di energia, ora Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica

ARERA

modello *central dispatch*Regolamento (UE)
2019/943 [1]

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

modello di rete di tipo CCA

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 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

modello di rete in CA

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 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](#)

modello TSO-TSO

Regolamento (UE) 2017/2195 [4]

modello per lo scambio dei servizi di bilanciamento in cui il [BSP](#) fornisce servizi di bilanciamento al proprio TSO di connessione, che a sua volta fornisce tali servizi al TSO richiedente

N

Nominated Electricity Market Operator

Regolamento (UE) 2019/943 [1]

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 [8]	
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]	
<i>Power Transfer Distribution Factor</i>	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 [1]
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 [15] ACER
prezzo massimo per il coupling del mercato del giorno prima pari a 4'000 €/MWh	
prezzo massimo MI	Decision 05/2017 [16] ACER
prezzo massimo per il coupling del mercato infragiornaliero, pari a +9'999 €/MWh	
prezzo minimo MGP	Decision 04/2017 [15] ACER
prezzo minimo per il coupling del mercato del giorno prima pari a -500 €/MWh	
prezzo minimo MI	Decision 05/2017 [16] ACER
prezzo minimo per il coupling del mercato infragiornaliero, pari a -9'999 €/MWh	
processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process)	Regolamento (UE) 2017/1485 [6]
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 (UE) 2019/943 [1]
prodotto di bilanciamento diverso da un prodotto di bilanciamento standard	

prodotto standard di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [1]	(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 [5]	(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 [17]		
reserve providing group	Regolamento 2017/1485 [6]	(UE)
aggregazione di gruppi di generazione, unità di consumo e/o unità di erogazione della riserva connessa a più punti di connessione che soddisfa i requisiti in materia di erogazione di FCR, FRR o RR		
responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
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 [19]

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 [19]

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
2019/943 [1] (UE)

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
2017/1485 [6] (UE)

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
2017/1485 [6] (UE)

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 [6] (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 [23], come attuato dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [54]

S

scambio programmato

Regolamento
2015/1222 [2] (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 [5]	(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 [5]	(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 ausiliare	Decreto Legislativo 79/99 [19]	
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 [35] e dell'Articolo 1, comma 60 della Legge 124/17 [27]		
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 [28]

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 [5]

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 [6]

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 [31]

Testo Integrato Connessione

ARERA

l'Allegato C alla Deliberazione 568/2019/R/eel [76], 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 [77], 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 [78], 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 [79], 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 [80], 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 [81], 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 [76], 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 [82], 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:

- 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
<p>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</p>	
Unità di Importazione	ARERA
<p>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</p>	
Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati	ARERA
<p>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</p>	
Unità di Produzione	ARERA
<p>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</p>	
unità di produzione in ritiro dedicato	ARERA
<p>una UP di cui al Decreto Legislativo 387/03 [20] o alla Legge 239/04 [29] o una UP con tariffa fissa onnicomprensiva che si avvalgono della disciplina del ritiro dedicato gestita dal GSE</p>	
UP con tariffa fissa onnicomprensiva	ARERA
<p>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 [30] o al Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 [36] o al Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 [37] o al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [38] o al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [39] o al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [40]</p>	
UP in scambio sul posto	ARERA
<p>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)</p>	
utente	ARERA
<p>un utente del sistema</p>	
utente del sistema	Direttiva 2019/944 [5] (UE)
<p>la persona fisica o giuridica che rifornisce un sistema di trasmissione o un sistema di distribuzione o è da esso rifornita</p>	

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**Regolamento (UE)
2019/943 [1]

la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza allocazione di capacità

Acronimi

ACER

Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

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

NRA

Autorità di Regolazione Nazionale (National Regulatory Authority)

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
E_{ui}^I	l'energia immessa dall' UI ui
E_{up}^I	l'energia immessa dall' UP up
E_{uc}^W	l'energia prelevata dall' UC uc
E_{ue}^W	l'energia prelevata dall' UE ue
E_{up}^W	l'energia prelevata dall' UP up
E_u^{exc}	l'energia scambiata con la rete dall' unità u
\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 tra su MET
A_o^{MGP}	la quantità dell'offerta in acquisto o su MGP
A_z^{MGP}	la quantità complessivamente acquistata su MGP nella zona di offerta z riferita ai portafogli zonali di prelievo
A_o^{XB}	in XBID , la quantità in acquisto di un'offerta o
brp	un BRP
$C_u^{compbrp}$	il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni di competenza del BRP per l' unità u
$C_u^{compbsp}$	il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni di competenza del BSP per l' unità u
$C_i^{compmod}$	il corrispettivo di compensazione delle modulazioni per l' unità u
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 portafoglio zonale di immissione pf
$C_u^{marpesse}$	il corrispettivo di remunerazione dei margini a salire per una unità u
C_u^{mmov}	il corrispettivo di mancata movimentazione per l' unità u
$C_u^{mr\downarrow}$	il corrispettivo addizionale di mancato rispetto delle movimentazioni a scendere per l' unità u
$C_u^{mr\uparrow}$	il corrispettivo addizionale di mancato rispetto delle movimentazioni a salire per l' unità u

C_u^{namcz}	il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti per l'unità u
$C_u^{naMSDMB}$	il corrispettivo di non arbitraggio relativo alle movimentazioni sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento erogate dall'unità u
C_u^{naSbl}	il corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti per l'unità u
C_c^{SbPrg}	Il corrispettivo di sbilanciamento a programma per il Conto Energia c
C^{SbPrg}	Il corrispettivo complessivo di sbilanciamento a programma
C_u^{sb}	il corrispettivo di sbilanciamento per l'unità u
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 $\overline{NTCz_{i,j}^{MI}}$
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
$NTCz_{i,j}^{MI}$	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 <i>area a</i> 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}^{mz}	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

$P_z^{mr\text{int}}$	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_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 <i>uplift</i>
$T_q^{attmodvar}$	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
$T_q^{recomodvar}$	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
$T_q^{recwind}$	il conguaglio dei costi della modulazione della produzione eolica da recuperare nel trimestre q
T_m^{sldded}	il saldo in euro maturato nel mese m dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_q^{sldded}	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
tra	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 tra 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 ov 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 [54]
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 [54]
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 $uplift$
$P_q^{attmodvar}$	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 ultra-rapida 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 ultra-rapida 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

<i>ue</i>	una UIE
<i>up</i>	una UP
<i>y</i>	un anno
<i>z</i>	una zona di offerta

Parte IX

Riferimenti normativi

Atti e Decisioni Europee

- [1] 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>.
- [2] 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>.
- [3] 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>.
- [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] 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>.
- [6] 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>.
- [7] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2016/631. che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete*. 14 Apr. 2016. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>.
- [8] 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.
- [9] 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 [2]*. 15 Set. 2016.
- [10] 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.

- [11] ACER. *Decision ACER 18/2020. Decision on the Harmonisation of the Main Features of Imbalance Settlement*. 15 Lug. 2020. URL: http://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20%28ISHP%29_0.pdf.
- [12] Commissione Europea. *Regolamento (EC) 2013/543. sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio*. 14 Giu. 2013. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32013R0543>.
- [13] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2019/942. che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/942/oj/eng>.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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>.
- [18] 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

- [19] *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.
- [20] *Decreto Legislativo 387/03. Attuazione della Direttiva (UE) 2001/77 [18] 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.
- [21] *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.
- [22] *Decreto legislativo 1 giugno 2011 n.93. Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonch  abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.* 1 Giu. 2011.
- [23] *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!vig=2023-07-22>.
- [24] *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.
- [25] *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>.
- [26] *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, nonché 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>.
- [27] *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>.
- [28] *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>.
- [29] *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>.
- [30] *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

- [31] *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>.
- [32] *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.
- [33] *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>.
- [34] *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.
- [35] *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>.
- [36] *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.
- [37] *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>.

- [38] 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>.
- [39] 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>.
- [40] 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

- [41] *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 [19].* 20 Dic. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/06/111-06.htm>.
- [42] *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>.
- [43] *Deliberazione 285/2022/R/eel. Approvazione dell'Allegato A.78 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia immessa negativa e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 109/2021/R/eel.* 28 Giu. 2022. URL: <https://www.arera.it/it/docs/22/285-22.htm>.
- [44] *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>.
- [45] *Deliberazione 576/2021/R/eel. Definizione della regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli Stati interclusi nel territorio italiano e ad altri Stati per il tramite di interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati.* 14 Dic. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/576-21.htm>.
- [46] *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>.
- [47] *Deliberazione ARG/elt 162/11. Disposizioni in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero.* 25 Nov. 2011. URL: <https://www.arera.it/it/docs/11/162-11arg.htm>.
- [48] *Deliberazione 103/2019/R/eel. Ulteriori disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM).* 19 Mar. 2019. URL: <https://www.arera.it/it/docs/19/103-19.htm>.

- [49] *Deliberazione 386/2018/R/eel. Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM).* 12 Lug. 2018. URL: <https://www.arera.it/it/docs/18/386-18.htm>.
- [50] *Deliberazione 54/2021/R/eel. Approvazione delle proprietà addizionali per la regolazione primaria di frequenza per l'area sincrona Continental Europe ai sensi dell'articolo 154 del Regolamento (UE) 2017/1485.* 16 Feb. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/054-21.htm>.
- [51] *Deliberazione 202/2020/R/eel. Approvazione delle metodologie inerenti al Load Frequency Control Block operational agreement per il blocco Italia ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL).* 3 Giu. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/202-20.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 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>.
- [54] *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>.
- [55] *Deliberazione 383/2018/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 la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria.* 12 Lug. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/383-18.htm>.
- [56] *Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel. Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi.* 23 Lug. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/322-19.htm>.
- [57] *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>.
- [58] *Documento per la Consultazione 368/2013/R/eel. Mercato dell'energia elettrica - Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi - Primi orientamenti.* 7 Ago. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/dc/13/368-13.jsp>.
- [59] *Deliberazione 474/2020/R/eel. Approvazione della richiesta di deroga al termine per l'applicazione di un periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti, di cui all'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 (Regolamento Balancing).* 17 Nov. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/474-20.htm>.

- [60] *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>.
- [61] *Deliberazione 504/2021/R/eel. Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell'articolo 30 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA) – aggiornamento quadriennale.* 16 Nov. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/504-21.htm>.
- [62] *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>.
- [63] *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>.
- [64] *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>.
- [65] *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>.
- [66] *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>.
- [67] *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>.
- [68] *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>.
- [69] *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>.
- [70] *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>.

- [71] *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>.
- [72] *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>.
- [73] *Deliberazione 446/2020/R/eel. Ulteriori disposizioni per l'implementazione a livello nazionale del Regolamento UE 2017/2196 in materia di ripristino del sistema elettrico.* 3 Nov. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/446-20.htm>.
- [74] *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>.
- [75] *Deliberazione ARG/elt 124/10. Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) 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>.
- [76] *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>.
- [77] *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>.
- [78] *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 [41]).* 4 Ago. 2009. URL: <https://arera.it/it/docs/09/107-09arg.htm>.
- [79] *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>.
- [80] *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>.

- [81] *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>.
- [82] *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>.