

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
322/2019/R/EEL**

**TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO
(TIDE)
- ORIENTAMENTI COMPLESSIVI -**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica*

23 luglio 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione intende individuare le principali linee di intervento volte a rendere la regolazione dell'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. Tale nuovo contesto e la sua evoluzione attesa in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 rende sempre più urgente la riforma del servizio di dispacciamento, delle modalità con cui è possibile fornire le necessarie risorse, nonché delle modalità con cui esse vengono remunerate, affinché non vi siano barriere tali da impedire l'utilizzo di tutte le risorse disponibili ove economicamente convenienti. Infine, è necessario valorizzare gli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, evitando che eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi di sbilanciamento determinino esiti inefficienti del mercato con conseguenti possibili ricadute negative anche sulla sicurezza del sistema elettrico e sui costi sostenuti per garantirla.

Al tempo stesso, il presente documento per la consultazione intende presentare gli orientamenti dell'Autorità affinché:

- si prosegua con l'integrazione del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano con quello degli altri paesi europei, tenendo conto, oltre che del single day ahead coupling, attivo da febbraio 2015, anche dello spostamento in avanti della gate closure del mercato intraday e della gestione di quest'ultimo attraverso l'integrazione dei meccanismi ad asta con la negoziazione continua;*
- il mercato per il servizio di dispacciamento tenga conto dell'armonizzazione e della condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari) in corso a livello europeo.*

Per le finalità sopra riportate è necessario tenere conto delle disposizioni europee vigenti in materia, con particolare riferimento al Regolamento UE 2015/1222 del 24 luglio 2015, che stabilisce linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (Regolamento CACM) e al Regolamento UE 2017/2195 del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento Balancing), nonché al nuovo Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity).

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **14 ottobre 2019**. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate. Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta a questa consultazione si chiede di inviare documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, agli indirizzi e-mail mercati-ingrosso@arera.it e/o regolazione_europea@arera.it.*

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Ufficio speciale Regolazione Euro-Unitaria
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565351/290
e-mail: mercati-ingrosso@arera.it; regolazione_europea@arera.it
sito internet: www.arera.it

INDICE

INTRODUZIONE GENERALE	5
PARTE PRIMA - IL CONTESTO GENERALE EUROPEO.....	8
I.1 Introduzione.....	8
I.2 Principali contenuti dei Regolamenti CACM e Balancing.....	8
<i>I.2.1 Regolamento CACM</i>	8
<i>I.2.2 Regolamento Balancing.....</i>	10
I.4 Principali innovazioni introdotte dalla normativa europea nell'ambito del Clean Energy Package	13
<i>I.4.1 Il nuovo Regolamento elettrico.....</i>	13
<i>I.4.2 La nuova Direttiva elettrica</i>	14
PARTE SECONDA - REVISIONE DI ASPETTI RELATIVI ALLA PARTECIPAZIONE AI MERCATI E ALLA PROGRAMMAZIONE DELLE UNITÀ ABILITATE E NON ABILITATE ALL'EROGAZIONE DI SERVIZI ANCILLARI.....	15
II.1 Introduzione.....	15
II.2 Evoluzione dell'architettura del mercato elettrico italiano.....	16
<i>II.2.1 La separazione concettuale tra le negoziazioni commerciali nei mercati dell'energia e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate</i>	16
<i>II.2.2 La programmazione delle unità abilitate e non abilitate.....</i>	19
<i>II.2.3 Riconciliazione tra la programmazione delle unità e la posizione commerciale</i>	20
<i>II.2.4 Possibile remunerazione dei costi opportunità derivanti dall'imposizione dei vincoli ai programmi.....</i>	23
<i>II.2.5 Prima fase attuativa della revisione della partecipazione ai mercati e della programmazione delle unità di produzione e di consumo.....</i>	24
II.3 Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali.....	24
II.4 Piattaforme europee di bilanciamento e coordinamento con MSD.....	26
<i>II.4.1 Le piattaforme europee di bilanciamento</i>	26
<i>II.4.2 Interazione e coordinamento delle piattaforme europee di bilanciamento con MSD</i>	28
II.5 Conclusioni e prossimi passi.....	29
PARTE TERZA - EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO	31
III.1 Introduzione.....	31
III.2 Criteri generali in merito alla definizione dei servizi ancillari e all'approvvigionamento e alla remunerazione dei medesimi servizi.....	32

III.2.1	<i>La regolazione attuale</i>	32
III.2.2	<i>L'evoluzione della regolazione in merito ai servizi ancillari</i>	36
	<i>Alcune definizioni preliminari</i>	36
	<i>Razionalizzazione dei servizi ancillari globali</i>	37
	<i>Individuazione delle unità non abilitate e abilitate a erogare i servizi ancillari</i>	38
	<i>Modalità di approvvigionamento e di remunerazione dei servizi ancillari</i>	43
III.3	Ulteriori elementi finalizzati a migliorare la funzionalità di MSD nonché l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza nell'attività di dispacciamento	47
III.3.1	<i>Ulteriori elementi finalizzati a migliorare la funzionalità del MSD</i>	47
III.3.2	<i>Promozione dell'efficienza, dell'efficacia e della trasparenza nell'attività di dispacciamento</i>	47
III.4	Criteri generali per la revisione della disciplina degli sbilanciamenti	49
III.4.1	<i>La regolazione attuale</i>	49
III.4.2	<i>Evoluzione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi</i>	51
III.5	Primi criteri generali per la definizione dei servizi ancillari locali e delle loro modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici	54
III.5.1	<i>Il DSO come facilitatore neutrale per i servizi ancillari globali</i>	54
III.5.2	<i>Il DSO come acquirente di servizi ancillari locali</i>	55
III.6	Conclusioni e prossimi passi	58
 PARTE QUARTA - REGOLAZIONE SEMPLIFICATA DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO NEI CONTESTI SPECIALI		
IV.1	Introduzione	60
IV.2	La regolazione del dispacciamento nel caso di reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere	60
IV.3	La regolazione del dispacciamento nel caso di isole non interconnesse con il sistema elettrico nazionale	61
IV.4	Conclusioni e prossimi passi	63
APPENDICE 1	Principali risultati dei progetti pilota avviati dall'Autorità con la deliberazione 300/2017/R/eel	65
APPENDICE 2	Modalità di approvvigionamento ed eventuale remunerazione del servizio di regolazione della tensione nei principali paesi europei	70
APPENDICE 3	Sintesi dello studio svolto dal Politecnico di Milano in merito ai costi di accensione di impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati da gas naturale	71
APPENDICE 4	Ulteriori elementi ed esempi in merito ai prezzi <i>Convex Hull</i>	73
APPENDICE 5	Definizioni utili nell'ambito della revisione dei modelli di ottimizzazione del dispacciamento	77

INTRODUZIONE GENERALE

- 0.1 Il sistema elettrico nazionale, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, è in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. Il presente documento per la consultazione intende quindi individuare le principali linee di intervento volte a rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico.
- 0.2 Al tempo stesso, a livello europeo si sta completando il processo di integrazione tra i mercati all'ingrosso dell'energia elettrica dei diversi Stati membri, in particolare tramite:
- il *coupling* dei mercati del giorno prima nonché dei mercati infragiornalieri, questi ultimi caratterizzati dalla negoziazione continua, eventualmente integrata con meccanismi ad asta, e dallo spostamento della *gate closure* all'ora che precede quella a cui si riferisce l'oggetto della negoziazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 del 24 luglio 2015, che stabilisce linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (di seguito: Regolamento CACM);
 - l'armonizzazione e la condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (di seguito: servizi ancillari), ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (di seguito: Regolamento *Balancing*).
- Il presente documento per la consultazione intende quindi presentare anche gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a completare l'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, tenendo conto del quadro normativo europeo.
- 0.3 Il presente documento per la consultazione si colloca nell'ambito del procedimento di riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel, attualmente facente capo all'obiettivo strategico OS 16 (Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo) di cui al Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità approvato con la deliberazione 242/2019/A.
- 0.4 La Parte Prima del presente documento intende riassumere l'attuale contesto generale nazionale ed europeo, focalizzando l'attenzione sulle parti del Regolamento CACM e del Regolamento *Balancing* di rilievo per meglio inquadrare gli orientamenti presentati. Vengono anche brevemente richiamate le principali novità introdotte dal nuovo Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (*Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*) e dalla nuova Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (*Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU*), quest'ultima con particolare riferimento all'evoluzione del ruolo dei distributori di energia elettrica.
- 0.5 La Parte Seconda del presente documento si focalizza sulle azioni che devono o che è opportuno siano poste in essere in attuazione del consolidato quadro normativo europeo, perseguendo la finalità di cui al punto 0.2. Più in dettaglio:
- riporta gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate (all'erogazione dei servizi ancillari), separando le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle medesime unità. Tale revisione è opportuna al fine di preservare la sicurezza del sistema elettrico consentendo la massima libertà nella partecipazione ai mercati, in vista della piena integrazione del mercato europeo e in particolare dello spostamento, derivante dal Regolamento CACM, della *gate closure* del

Mercato Infragiornaliero all'ora che precede quella a cui si riferisce l'oggetto della negoziazione;

- riprende le valutazioni già presentate dall'Autorità in dedicati documenti per la consultazione precedenti con l'obiettivo di sistematizzarle in un quadro coerente, anche tenendo conto del quadro normativo europeo in particolare in relazione ai limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia sui mercati all'ingrosso, sui mercati di bilanciamento nonché sui prezzi di sbilanciamento;
- descrive, in sintesi, le azioni già in essere o prospettiche in merito al coordinamento tra il Mercato per il Servizio di Dispacciamento italiano e le piattaforme europee di bilanciamento in corso di realizzazione.

Tali azioni devono essere completate nel rispetto delle tempistiche definite a livello europeo, anche indipendentemente da quelle di cui alla Parte Terza.

0.6 La Parte Terza si pone l'obiettivo di iniziare a porre le basi per una futura regolazione efficiente del servizio di dispacciamento in un contesto sempre più caratterizzato da fonti rinnovabili e generazione distribuita, nonché dal progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per la flessibilità, in vista del raggiungimento degli obiettivi al 2030, perseguendo la finalità di cui al punto 0.1. Più in dettaglio, essa presenta:

- gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a razionalizzare i criteri sulla base dei quali Terna sarà chiamata a rivedere la definizione dei servizi ancillari necessari per la corretta esecuzione dell'attività di dispacciamento e dei relativi fabbisogni, nonché le modalità con cui vengono fornite e remunerate le risorse necessarie, garantendo la piena neutralità tecnologica e l'assenza di barriere tali da impedire l'utilizzo di tutte le risorse disponibili (ivi incluse le fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita in generale e le unità di consumo) ove economicamente convenienti. Tale razionalizzazione deve anche tenere conto dell'esistenza di nuove figure, quali i cosiddetti "aggregatori" di risorse diffuse, per la fornitura dei servizi ancillari. Gli orientamenti di cui al presente alinea tengono altresì conto dei primi risultati dei progetti pilota avviati dalla deliberazione 300/2017/R/eel e più ampiamente descritti nel Capitolo 2, paragrafo 2.2, della Relazione 291/2019/I/efr;
- ulteriori possibili elementi finalizzati a migliorare, in termini di efficienza, efficacia e trasparenza, la funzionalità del Mercato per il Servizio di Dispacciamento italiano;
- gli orientamenti dell'Autorità in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale (anche ricorrendo, con la dovuta gradualità, ai prezzi nodali), evitando che eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi di sbilanciamento determinino esiti inefficienti del mercato con conseguenti possibili ricadute negative anche sulla sicurezza del sistema elettrico e sui costi sostenuti per garantirla;
- i primi orientamenti dell'Autorità in merito all'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui l'impatto sul sistema degli impianti di generazione distribuita non è più trascurabile, richiedendo una gestione sempre più attiva delle reti di distribuzione. Si presta attenzione non solo al ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari, ma anche al ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali nei contesti in cui si manifesta la necessità (quali, ad esempio, contesti caratterizzati dalla presenza di impianti di generazione con criticità nel mantenimento del corretto profilo di tensione o contesti caratterizzati da congestioni causate dalla crescita dei prelievi per alimentare punti di ricarica delle auto elettriche o sistemi di climatizzazione). Al riguardo, vengono anche richiamati i primi risultati ottenuti dai progetti pilota europei, al fine di tenerne conto nell'ambito di una prossima fase di sperimentazione che precederà gli orientamenti finali dell'Autorità sul tema.

- 0.7 La Parte Quarta presenta gli orientamenti dell’Autorità per la regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali, con particolare riferimento alle isole non interconnesse, estendendo ad esse quanto già definito nel caso delle reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere. Tale regolazione semplificata si pone l’obiettivo di evitare le distorsioni derivanti dall’assenza di interconnessioni con le restanti parti della rete nazionale, garantendo l’efficacia e la trasparenza, nonché di implementare soluzioni semplificate che si addicono alle realtà isolate. La Parte Quarta rappresenta quindi il complemento della regolazione generale del dispacciamento: viene riportata nel presente documento al fine di presentare un quadro regolatorio il più possibile completo, ivi incluse le semplificazioni che potrebbero essere adottate nei contesti speciali.
- 0.8 Il documento per la consultazione intende, quindi, dare una visione ampia e il più possibile completa e organica in merito alle evoluzioni attese della regolazione del dispacciamento elettrico. Esso, tuttavia, non tratta altre tematiche - correlate al dispacciamento elettrico ma che presentano profili di specificità sia sotto il profilo regolamentare sia sotto il profilo della possibile evoluzione, il che ne rende opportuna una trattazione separata - di notevole importanza e attualità, quali le evoluzioni del *capacity market* e della disciplina dell’essenzialità anche alla luce del già richiamato nuovo Regolamento elettrico, nonché eventuali diverse modalità per la remunerazione di impianti necessari per garantire l’adeguatezza e/o la sicurezza del sistema elettrico nel rispetto degli obiettivi europei al 2030 (come individuati nella bozza di Piano Nazionale per l’Implementazione del *Clean Energy Package*). Analogamente, il presente documento per la consultazione non tratta altre tematiche già oggetto di specifici procedimenti, quali quello avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel in merito allo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e “*Significant Grid User*” ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico, né si occupa di aspetti attinenti al rapporto tra la nuova figura dell’aggregatore per l’approvvigionamento di servizi ancillari e i singoli clienti finali o produttori che li erogano (questi ultimi aspetti, già attualmente rientranti nelle sperimentazioni di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, potrebbero essere oggetto di successivi e dedicati approfondimenti).
- 0.9 Parallelamente alla presente consultazione verranno implementate le modalità transitorie per il coordinamento tra il Mercato per il Servizio di Dispacciamento e il Mercato Infragiornaliero in tempo utile al fine di consentire la partecipazione dell’Italia alla piattaforma XBID con negoziazione continua fino all’ora prima del tempo reale secondo le tempistiche attualmente previste per la cosiddetta “*Third wave*” (giugno 2020).
- 0.10 Al presente documento per la consultazione faranno seguito una pluralità di azioni, quali (limitandosi in questa sede ai passi più rilevanti):
- la pubblicazione di un eventuale secondo documento per la consultazione recante lo schema del provvedimento che sostituirà l’attuale deliberazione 111/06 (ad eccezione di quanto attiene alla disciplina dell’essenzialità);
 - la conseguente deliberazione, ragionevolmente entro l’estate 2020, comprensiva delle parti relative alle isole non interconnesse;
 - l’avvio in parallelo, nei primi mesi del 2020, con provvedimento dedicato, delle sperimentazioni afferenti ai nuovi ruoli delle imprese distributrici, a cui farà seguito (previa nuova e dedicata consultazione) la definizione della regolazione finale.

A seguito del completamento della regolazione che sostituirà l’attuale deliberazione 111/06 (ad eccezione di quanto attiene alla disciplina dell’essenzialità), avrà inizio la fase di aggiornamento dei correlati Capitoli del Codice di rete (ivi inclusi i relativi allegati), tramite dedicate consultazioni da parte di Terna e successive approvazioni da parte dell’Autorità previa verifica di congruenza con i principi e le scelte regolatorie nel frattempo adottate.

Pertanto, si ritiene che il nuovo quadro regolatorio relativo al dispacciamento elettrico possa ragionevolmente iniziare a trovare concreta attuazione nella seconda metà del 2021 o all’inizio del 2022.

PARTE PRIMA

IL CONTESTO GENERALE EUROPEO

I.1 Introduzione

- 1.1 Con l'entrata in vigore del Terzo Pacchetto Energia nel 2011, e in particolare con l'implementazione del Regolamento CE 714/2009, il disegno dei mercati elettrici all'ingrosso di ciascuno Stato membro è stato oggetto di un importante processo di armonizzazione delle regole guidato dalla Commissione Europea e ACER¹ attraverso l'introduzione, tra il 2014 e il 2017, di specifici atti implementativi.
- 1.2 Tali atti implementativi possono assumere la forma di Codice di rete (quando identificano un insieme di regole completo e direttamente applicabile) oppure di Linee guida (quando prevedono l'elaborazione di una serie di disposizioni attuative, denominate "Termini e Condizioni" o "Metodologie" (di seguito: TCM).
- 1.3 Nella Parte Prima del presente documento si intende entrare nel merito dei regolamenti UE 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) e 2017/2195 (di seguito: Regolamento *Balancing*) con il duplice obiettivo di identificarne i principali elementi e di valutarne i potenziali impatti sulla regolazione del mercato spot in Italia nel suo complesso. In chiusura della Prima Parte vengono riportate alcune considerazioni preliminari in merito alla più recente evoluzione della normativa europea nell'ambito del *Clean Energy Package*, con particolare riferimento al nuovo Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica 2019/943 (di seguito: Regolamento elettrico) e dalla nuova Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica 2019/944 (di seguito: Direttiva elettrica).

I.2 Principali contenuti dei Regolamenti CACM e *Balancing*

I.2.1 Regolamento CACM

- 1.4 Il Regolamento CACM è relativo all'organizzazione dei mercati *day ahead* (MGP in Italia) e del mercato *intraday* (MI in Italia). Inoltre, contiene disposizioni in merito alle modalità di calcolo della capacità di trasmissione messa a disposizione del mercato, alla definizione delle zone d'offerta e alle regole di *governance* dei soggetti coinvolti: regolatori (NRA), ACER, Commissione Europea (EC), borse dell'energia (*Nominated Electricity Market Operators - NEMO*), TSO e operatori di mercato (*market participants*). In particolare, è previsto che i NEMO debbano cooperare sulle funzioni in monopolio, per esempio nella predisposizione del Piano per l'implementazione della funzione di *market coupling* (Piano MCO)² e, allo stesso tempo, competere³, per esempio nella messa a disposizione dei prodotti sui mercati medesimi.
- 1.5 Il mercato *day ahead* previsto dal Regolamento CACM si basa sul meccanismo dell'asta implicita, in grado di combinare le offerte di vendita e di acquisto tenendo conto della capacità di trasmissione tra zone di mercato (in altri termini il *market coupling*⁴). La sua organizzazione

¹ Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

² Cfr. Deliberazione 22 giugno 2017, 467/2017/R/eel.

³ Cfr. Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the development of single day-ahead and intraday coupling in the Member States and the development of competition between NEMOs in accordance with Article 5(3) of Commission Regulation 2015/1222 (CACM), COM(2018) 538 final, Brussels 16 July 2018.

⁴ Cfr. Deliberazione 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel.

è attribuita ai NEMO⁵, soggetti in regime di monopolio nazionale (es. GME, OMIE) o privati in competizione (es. EPEX SPOT, NORDPOOL SPOT) che si occupano di raccogliere le offerte dagli operatori e abbinarle rispettando i limiti di transito tra zone d'offerta, come definiti dai TSO ai sensi di apposite metodologie per il calcolo della capacità definite a livello regionale (*Capacity Calculation Regions, CCR*⁶). Il mercato è risolto attraverso un algoritmo⁷, denominato *Euphemia*, che ha l'obiettivo di massimizzare il benessere sociale. L'ottimizzazione avviene su base giornaliera, per ciascuna ora del giorno, e gli abbinamenti di domanda ed offerta avvengono al prezzo marginale all'interno di un intervallo i cui limiti minimo e massimo di offerta sono definiti e aggiornabili secondo una specifica metodologia⁸.

1.6 L'organizzazione del mercato *intraday* si basa sul modello di contrattazione continua (come nel caso delle borse azionarie) con orario di apertura alle ore 15:00 del giorno D-1 e chiusura ad un'ora di distanza dall'inizio del periodo di consegna H-1⁹. Tale meccanismo alloca la capacità di trasmissione secondo una logica *first-come-first-served* (in pratica gratuitamente fino ad esaurimento a mano a mano che le offerte nel *book* vengono abbinare), quindi attraverso un meccanismo meno efficiente rispetto a quello utilizzato nel mercato *day ahead* e che non consente la valorizzazione della capacità di trasporto. Il relativo progetto di implementazione, denominato XBID, che nel centro Europa è entrato in operatività nel 2018, prevede l'adesione del mercato italiano per il 2020. Il Regolamento CACM stabilisce, inoltre, che al meccanismo di contrattazione continua sia abbinato, secondo logiche di mercato, un meccanismo¹⁰ per valorizzare correttamente la capacità di trasmissione in caso di scarsità (di fatto tramite aste implicite *intraday* gestite a livello europeo previste alle 15.00 del giorno D-1, alle 22.00 del giorno D-1 e alle 10.00 del giorno D). Infine, il Regolamento CACM ammette, a complemento della contrattazione continua e del meccanismo di valorizzazione della capacità, la possibilità di introdurre aste implicite regionali complementari su ciascun confine fra zone d'offerta. Nei fatti, le aste implicite complementari e le aste implicite per la valorizzazione della capacità di trasporto sono concettualmente simili fra loro: per i confini italiani, le proposte recentemente approvate¹¹ prevedono l'allineamento delle tempistiche delle aste complementari con quelle previste a livello europeo; le aste complementari, in linea di principio, troveranno applicazione contestualmente alla partecipazione dell'Italia alla piattaforma XBID e saranno poi sostituite dalle aste europee una volta entrate in operatività¹².

1.7 Altro aspetto fondamentale disciplinato dal Regolamento CACM, rilevante sia per il mercato *day ahead* sia per il mercato *intraday*, è la messa a disposizione della capacità fra le zone di mercato: a tale scopo, il Regolamento CACM fornisce alcune indicazioni cui i TSO devono conformarsi in sede di determinazione di detta capacità. Due sono, in particolare, gli approcci previsti:

- a) approccio *flow based* in cui la capacità di trasporto è determinata contestualmente all'allocazione delle risorse sul mercato, monitorando l'impatto della distribuzione della generazione fra le zone di mercato sugli elementi critici del sistema elettrico;

⁵ Con particolare riferimento al contesto nazionale, il GME è stato riconosciuto unico NEMO per tutte le zone del mercato elettrico italiano con notifica alla Commissione europea del 15 settembre 2015 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, acquisito il parere dell'Autorità in data 6 agosto 2015, 414/2015/I/eel, così come previsto dal Regolamento CACM.

⁶ Cfr. Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 06/2016.

⁷ Cfr. Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 08/2018 e *EUPHEMIA Public Description PCR Market Coupling Algorithm*.

⁸ Cfr. Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 05/2017.

⁹ Cfr. Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 04/2018.

¹⁰ Cfr. Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 01/2019.

¹¹ Cfr. deliberazioni 174/2019/R/eel e 210/2019/R/eel.

¹² La tempistica per l'operatività delle aste europee non è al momento definita.

b) approccio *coordinated net transmission capacity* (CNTC), in cui la capacità è determinata *ex-ante* sulla base dello stato atteso di funzionamento del sistema elettrico.

Per quanto riguarda i confini nazionali¹³, l'approccio *flow based* sarà obbligatorio sui confini Nord non appena la Svizzera parteciperà al *market coupling* sul mercato *day-ahead*¹⁴, mentre per quanto riguarda le zone interne al territorio nazionale e il confine con la Grecia si è ritenuto più efficiente, in coerenza con quanto previsto dal Regolamento CACM, mantenere un approccio CNTC in linea con quanto svolto fino ad oggi.

- 1.8 In esito al processo di allocazione della capacità di trasmissione interzonale, il Regolamento CACM prevede una metodologia per la redistribuzione delle rendite di congestione¹⁵ tra i TSO. Il regolamento prevede inoltre che i TSO, a livello di CCR, definiscano delle metodologie per il coordinamento delle azioni di *redispatching* e *countertrading*¹⁶, tanto più costose quanto più il modello di rete utilizzato per i mercati risulta semplificato, con effetti transfrontalieri e le modalità di condivisione dei relativi costi¹⁷.
- 1.9 Si ricorda a tale proposito che il Regolamento CACM adotta una rappresentazione zonale semplificata del sistema elettrico europeo. Nello specifico, il Regolamento prevede la definizione delle zone di mercato da parte dei TSO sulla base di un processo articolato basato sull'identificazione di configurazioni zonali alternative a quella vigente, la loro valutazione sulla base di tre distinti gruppi di criteri (rispettivamente: a) relativo alla sicurezza del sistema, b) relativo all'efficienza dei mercati, c) relativo alla stabilità della configurazione zonale nel tempo), e la presentazione dei risultati entro 15 mesi dall'avvio formale. Questo processo è già stato implementato sia a livello europeo¹⁸ che nazionale¹⁹.

1.2.2 Regolamento Balancing

- 1.10 Il Regolamento *Balancing* è relativo allo scambio di energia di bilanciamento tra TSO. Tale regolamento è funzionale a garantire il continuo equilibrio tra le immissioni e i prelievi in modo tale che la frequenza del sistema elettrico europeo rispetti i requisiti prestazionali definiti nel Regolamento UE 2017/1485 del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SO).
- 1.11 Il Regolamento *Balancing* persegue il generale obiettivo di mettere a fattor comune del sistema elettrico europeo le risorse di bilanciamento disponibili a livello nazionale, in un'ottica non discriminatoria rispetto alla fornitura del servizio. Ciò dovrebbe incrementare la liquidità e, auspicabilmente, la competitività dell'offerta (l'integrazione dei mercati nazionali di bilanciamento, non sempre basati su criteri di merito economico, è tuttora molto limitata²⁰).
- 1.12 I valori attesi dei prezzi per l'energia di bilanciamento e dei prezzi di sbilanciamento dovrebbero offrire, nell'aspettativa degli estensori del Regolamento *Balancing*, sufficienti segnali economici affinché gli operatori rivedano le proprie posizioni a ridosso del tempo reale nel mercato *intraday* a favore del bilanciamento della propria posizione o a favore del

¹³ Cfr. Deliberazione 26 luglio 2018, 411/2018/R/eel per la CCR GRIT (Grecia e zone di mercato in Italia ad eccezione della zona nord) e Deliberazione 18 dicembre 2018, 687/2018/R/eel per la CCR Italy North (confini della zona nord con Austria, Francia e Slovenia).

¹⁴ Su richiesta esplicita delle autorità di regolazione della CCR *Italy North*, i TSO hanno comunque già sviluppato e proposto un piano di implementazione anticipata del *flow based* con metodologia che sarà sottoposta all'attenzione dei regolatori indicativamente entro la fine del 2020.

¹⁵ Cfr Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators n. 07/2017.

¹⁶ Cfr. Deliberazione 18 dicembre 2018, 685/2018/R/eel.

¹⁷ Cfr. Deliberazione 02 agosto 2018, 435/2018/R/eel (GRIT) e Deliberazione 18 dicembre 2018, 686/2018/R/eel (Italy North).

¹⁸ <https://www.entsoe.eu/news/2018/04/05/first-edition-of-the-bidding-zone-review-published/>

¹⁹ Cfr. Deliberazione 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel.

²⁰ Cfr. ACER/CEER - Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 – Electricity Wholesale Markets Volume, 22 October 2018.

bilanciamento complessivo del sistema. In questo senso, al mercato di bilanciamento è spesso attribuito un ruolo residuale, il che può essere vero in termini di volumi ma non in termini di segnali di prezzo. Anzi, i mercati a monte del tempo reale, oltre a favorire lo *unit commitment*, ricoprono anche un'importante finalità di *hedging* rispetto alla volatilità dei prezzi di sbilanciamento.

1.13 A tale proposito è opportuno sin da subito sottolineare come la scelta dell'adozione per il funzionamento dei mercati di un modello di sistema semplificato (zonale con un numero di zone particolarmente limitato) fino a ridosso del tempo reale consenta in principio agli operatori di prendere posizioni che possono non essere compatibili con la sicurezza del sistema e costituisce di per sé un limite del modello e dell'efficienza complessiva dello stesso; diventa infatti alternativamente necessario:

- a) approvvigionare quantitativi rilevanti di riserva al fine di garantire comunque la sicurezza del sistema indipendentemente dagli esiti dei mercati;
- b) limitare *ex ante* la possibilità per gli operatori di negoziare in prossimità del tempo reale (lasciando il bilanciamento del sistema al mercato del bilanciamento dove la rete è correttamente rappresentata a livello nodale); tale approccio, attualmente in uso nel sistema italiano, è più efficiente del precedente in quanto consente, garantendo la massima partecipazione degli operatori al mercato del bilanciamento, la chiusura efficiente delle posizioni di sbilanciamento degli operatori, tenendo compiutamente in conto dei vincoli del sistema; rende tuttavia importante la corretta determinazione dei prezzi di sbilanciamento con cui viene "chiusa" la posizione degli operatori sbilanciati attraverso i quali il segnale di prezzo viene trasferito ai medesimi operatori.

Tale aspetto viene spesso in rilievo nelle riflessioni alla base dell'evoluzione dei mercati dell'energia e del bilanciamento.

1.14 Il Regolamento *Balancing* è dedicato all'approvvigionamento di energia ed eventualmente di riserva, al puro fine di bilanciamento e trascura ogni altro aspetto relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari come il controllo di tensione o la risoluzione delle congestioni (servizi essenziali per la gestione operativa della rete).

1.15 La *governance* del processo è simile a quella del Regolamento CACM con l'assenza, in questo ambito, dei NEMO. Il Regolamento *Balancing* coinvolge, oltre ai TSO, due categorie di soggetti: i fornitori dei servizi ancillari (*Balancing Service Providers*, BSPs) e i responsabili del bilanciamento (*Balancing Responsible Parties*, BRPs). I BSP potrebbero anche essere soggetti terzi rispetto ai BRP. Attualmente, nel mercato italiano e ad eccezione delle sperimentazioni in corso ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, la figura del BSP coincide con quella del BRP (l'utente del dispacciamento).

1.16 Inoltre, il Regolamento *Balancing* ammette l'esistenza di due tipologie di modelli di dispacciamento: *central dispatch system* (CDS) e *self dispatch system* (SDS). I primi si basano su algoritmi di selezione delle offerte volti ad ottimizzare il sistema nel suo complesso in ottica di co-ottimizzazione dei servizi da parte del TSO a livello sistemico tramite l'*Integrated Scheduling Process* (MSD *ex-ante* nel caso italiano); i secondi si basano sul fatto che ogni BRP, tipicamente con portafogli di generazione e carico, auto-bilanci la propria posizione in un'ottica subottimale e su adeguati livelli di riserva per garantire la compatibilità della programmazione degli operatori con i reali vincoli di sistema. In entrambi i casi, la sicurezza del sistema è garantita dal TSO: nel primo caso in modo trasparente ed efficiente tramite mercati simultanei e coordinati (co-ottimizzazione), nel secondo caso tramite mercati sequenziali e non necessariamente ottimizzati nel loro insieme.

1.17 Più in dettaglio, il Regolamento *Balancing* si basa su un modello TSO-TSO per lo scambio transfrontaliero di risorse di bilanciamento messe a disposizione dai BSP e selezionate attraverso un criterio di merito economico con valorizzazione al prezzo marginale. Le offerte,

presentate al TSO locale, saranno condivise attraverso specifiche piattaforme di bilanciamento gestite dai TSO stessi. Tali piattaforme sono denominate: TERRE (*Trans-European Replacement Reserves Exchange*), MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*), PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) e IN (*Imbalance Netting*). Per ognuna di esse è stato predisposto il relativo *implementation framework* (TERRE²¹, IN²², MARI²³ e PICASSO²⁴). Tale documento è finora stato approvato solo con riferimento alla piattaforma TERRE²⁵.

- 1.18 Parallelamente allo sviluppo delle piattaforme, devono essere definite alcune TCM finalizzate ad armonizzare a livello europeo alcuni aspetti tra cui le modalità di valorizzazione dell'energia di bilanciamento²⁶ (cioè la remunerazione dei BSP), le regole di *settlement* tra TSO per lo scambio di energia alla frontiera, la metodologia di armonizzazione del *settlement* degli sbilanciamenti²⁷ (che si applicherà ai BRP e che prevede comunque aspetti differenziati fra *central* e *self dispatch system*), le regole di classificazione delle attivazioni²⁸ tramite le piattaforme europee per finalità diverse dal bilanciamento, nonché l'armonizzazione del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti (*Imbalance Settlement Period - ISP*) che nei prossimi anni sarà portato a 15 minuti per tutti i BRP (inclusi i BRP di unità non abilitate, per i quali oggi è pari a un'ora).
- 1.19 L'energia di bilanciamento è commercializzata sulla base di prodotti standard²⁹ per ciascuna piattaforma: le caratteristiche principali dei prodotti riguardano il tempo di attivazione, le rampe, il tempo minimo per cui il servizio deve essere erogato. I criteri di attivazione (programmati o a chiamata) sono tuttora in discussione. Tipicamente, tali prodotti sono immaginati di breve durata, legata all'*imbalance settlement period* (15 minuti in prospettiva). I TSO scambieranno energia alla frontiera attraverso profili convenzionali che prevedono una rampa a salire o a scendere, a cavallo dell'inizio o della fine del periodo di consegna, della durata di 10 minuti. Tale caratteristica, definita dal Regolamento SO, incide quindi sulla definizione dei prodotti delle piattaforme di bilanciamento. I prodotti standard di energia di bilanciamento sono: RR (*Replacement Reserves*), mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*), aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve*). Per i *central dispatch systems* è prevista la definizione di un'apposita metodologia di conversione delle offerte locali in prodotti standard³⁰.
- 1.20 Il Regolamento *Balancing*, infine, introduce la possibilità (ma non l'obbligo) per i TSO di procurare riserva a termine (c.d. *balancing capacity*) anche su base sovranazionale secondo modalità da definire tra i TSO interessati. Ciò comporta anche la predisposizione di regole per riservare la capacità di trasmissione tra zone d'offerta e in particolare sui confini nazionali.

²¹ Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/implementation-framework-replacement-reserves/consult_view/

²² Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/implementation-framework-imbalance-netting-process/consult_view/

²³ Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/mfrr_implementation_framework/consult_view/

²⁴ Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/afrr_implementation_framework/consult_view/

²⁵ Cfr. deliberazione 15 gennaio 2019, 8/2019/R/eel.

²⁶ Cfr. <https://consultations.entsoe.eu/markets/ebgl-art30-pp/>

²⁷ Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/consult_view/

²⁸ Cfr. https://consultations.entsoe.eu/markets/ebgl-art29-app/consult_view/

²⁹ Il regolamento prevede, sotto determinate ipotesi, che i TSO possano definire ed introdurre, a livello locale, anche dei prodotti specifici (di bilanciamento) dietro approvazione della competente NRA.

³⁰ In merito al processo di conversione delle offerte presentate su MSD in prodotti standard si veda <https://www.arera.it/it/eventi/180118.htm>

I.4 Principali innovazioni introdotte dalla normativa europea nell'ambito del *Clean Energy Package*

I.4.1 Il nuovo Regolamento elettrico

- 1.21 In data 14 giugno 2019 è stato pubblicato sulla gazzetta ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento 2019/943 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (Regolamento elettrico). Tale nuovo Regolamento introduce, rispetto al precedente Regolamento 714/2009, elementi di novità volti a promuovere un disegno di mercato *energy only* dove la libera formazione dei prezzi nel mercato *spot* possa, da sola, guidare gli investimenti e dove i responsabili di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili siano sempre più responsabilizzati in merito agli sbilanciamenti. Gli ulteriori elementi di novità sono riconducibili all'estensione dell'armonizzazione a livello europeo, anche in relazione alle reti di distribuzione.
- 1.22 Molte norme del nuovo Regolamento elettrico relative al disegno del mercato non sono diverse da quelle già contenute nei provvedimenti attuativi (Codici di rete e Linee Guida) derivanti dal precedente Regolamento CE 714/2009 (in particolare i Regolamenti CACM, *Balancing*, nonché il regolamento UE 2017/1485 in materia di *system operation* – Regolamento SO).
- 1.23 Per quanto rileva ai fini del presente documento, si ricorda:
- in relazione ai limiti tecnici di offerta (articolo 10): il Regolamento elettrico vieta di imporre limiti, sia in positivo che in negativo, ai prezzi dell'energia scambiata in tutti gli orizzonti temporali (inclusi i prezzi dell'energia di bilanciamento). Il nuovo Regolamento non si limita a escludere vincoli espliciti alla formazione dei prezzi, ma prevede altresì che i regolatori individuino tutte le politiche e le misure che potrebbero concorrere a limitare indirettamente la formazione dei prezzi all'ingrosso, e provvedano ad eliminare tali limitazioni o, laddove non fosse possibile, attenuarne l'impatto ai comportamenti d'offerta;
 - in relazione ai Codici di rete e linee guida (da articolo 58 a 62): il nuovo Regolamento elettrico prevede che le disposizioni attuative (“Termini e Condizioni” o “Metodologie”-TCM), predisposte dai gestori di rete o dai gestori di mercato, al fine di dare attuazione agli atti implementativi della Commissione europea (cioè i Codici di rete e le linee guida), non siano più approvati dai regolatori nazionali (o da ACER in caso di mancato accordo) ma sempre e solo da ACER, lasciando nella competenza dei regolatori nazionali le sole TCM regionali che non hanno un impatto europeo. Inoltre, il Regolamento elettrico prevede nuovi Codici di rete in materie, quali i servizi ancillari, la gestione attiva della domanda, l'aggregazione e i sistemi di accumulo, in cui possono esistere specificità differenti nei diversi paesi o per le quali non vi sono ancora molte esperienze disponibili.
- 1.24 Si ricorda, infine, che il Regolamento elettrico ha introdotto l'obbligo di mettere a disposizione del mercato almeno il 70% della capacità disponibile su ciascuna frontiera (calcolata tenendo conto della magliatura della rete e della gestione in sicurezza N-1), nonché ha previsto lo svolgimento di una revisione della configurazione delle zone d'offerta a livello europeo. Entrambi questi progetti hanno preso avvio in queste ultime settimane, non appena noto il testo finale del Regolamento come licenziato da Parlamento e Consiglio fra aprile e maggio: le implicazioni puntuali sul mercato italiano sono ancora in fase di valutazione, anche se in linea di principio per l'Italia:
- è esclusa la revisione delle zone (avendone già completata una negli ultimi mesi³¹);
 - non dovrebbero esserci problemi a rispettare l'obbligo del 70% per i confini fra zone interne (che già oggi vedono pressoché tutta la capacità disponibile allocata sul mercato) e per il confine con la Grecia;
 - sono in corso valutazioni in merito al rispetto del 70% sui confini settentrionali in

³¹ Cfr deliberazione 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel.

cooperazione con le Autorità dei Paesi confinanti.

1.4.2 La nuova Direttiva elettrica

- 1.25 In data 14 giugno 2019 è stata pubblicata sulla gazzetta ufficiale dell'Unione Europea anche la Direttiva 2019/944 del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva elettrica). Anch'essa, come il nuovo Regolamento elettrico, introduce elementi di novità prevalentemente relativi alle reti di distribuzione, sempre più impattate dalla diffusione di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e/o ubicati presso l'utenza diffusa, nonché di sistemi di accumulo, con l'obiettivo di rafforzare le attuali regole di mercato per garantire parità di condizioni³² tra tutte le tecnologie di produzione e le risorse disponibili, rimuovendo le distorsioni di mercato eventualmente esistenti e favorendo la partecipazione consapevole della domanda al mercato.
- 1.26 La Direttiva elettrica, per quanto qui rileva:
- congiuntamente con la nuova Direttiva in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili³³, introduce nuove tipologie di utenza³⁴ per le quali devono essere previste modalità di accesso ai mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio³⁵;
 - promuove l'evoluzione del ruolo dei *Distribution System Operator* o gestori delle reti di distribuzione (di seguito: DSO), sempre più chiamati a un ruolo attivo in merito alla gestione neutrale delle risorse di flessibilità, riducendo al tempo stesso i costi di rete³⁶.
- 1.27 Più in dettaglio, in merito al nuovo ruolo dei DSO, la Direttiva elettrica contiene previsioni specifiche che delineano da un lato il distributore come facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari³⁷, dall'altro il distributore come acquirente di risorse per i servizi locali.

³² Nell'ambito delle valutazioni tecniche e delle opzioni proposte dalla commissione Europea sono stati esclusi alla fine sia l'approccio di tipo non regolamentare poiché *“offrirebbe un margine limitato di miglioramento del mercato e di garanzia di parità di condizioni tra le risorse”*, sia l'opzione della piena armonizzazione delle regole di mercato poiché *“i cambiamenti potrebbero violare i principi di proporzionalità e, in generale, sarebbero inutili, considerato lo stato attuale dei mercati europei dell'energia”*.

³³ Direttiva UE 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

³⁴ In particolare, si vedano le definizioni di autoconsumatori di energia rinnovabile, autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, comunità di energia rinnovabile e comunità di energia di cittadini.

³⁵ Per le comunità energetiche rinnovabili si veda in particolare la direttiva (UE) 2018/2001, art. 22, comma 2, lettera c).

³⁶ Si veda in particolare il documento *“The Future Role of DSOs”*, A CEER Conclusions Paper, Ref: C15-DSO-16-03, 13 July 2015 e, più focalizzato sui nuovi servizi sulla distribuzione, il documento *“New Services and DSO Involvement”*, A CEER Conclusions Paper, Ref: C18-DS-46-08, 22 March 2019. A tal proposito, i regolatori europei raccomandano l'utilizzo di schemi che tengano conto dell'ottica sistemica (*whole system approach*), ma che limitino le attività del DSO a quelle che possono essere svolte dallo stesso come facilitatore neutrale del mercato, senza interferire con attività che dovrebbero essere lasciate agli operatori del mercato.

³⁷ Sono previste deroghe temporali in merito al coinvolgimento del distributore in attività potenzialmente competitive per facilitare la formazione di mercati non ancora sviluppati o in cui il mercato non è ancora presente (vedasi in particolare gli articoli 33 e 36 che vietano la proprietà, lo sviluppo e la gestione di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stoccaggio da parte dei DSO).

PARTE SECONDA

REVISIONE DI ASPETTI RELATIVI ALLA PARTECIPAZIONE AI MERCATI E ALLA PROGRAMMAZIONE DELLE UNITÀ ABILITATE E NON ABILITATE ALL'EROGAZIONE DI SERVIZI ANCILLARI

II.1 Introduzione

2.1 La presente Parte Seconda riporta gli orientamenti dell'Autorità in merito alle azioni che devono o che è opportuno siano poste in essere a livello nazionale ai fini dell'attuazione del consolidato quadro normativo europeo. Più in dettaglio:

- al paragrafo II.2, riporta gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alla revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate, separando le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle medesime unità. Tale revisione è opportuna al fine di preservare la sicurezza del sistema elettrico consentendo, al tempo stesso, la massima libertà nella partecipazione ai mercati, in vista della piena integrazione del mercato europeo e in particolare dello spostamento, derivante dal Regolamento CACM, della *gate closure* del Mercato Infragiornaliero (di seguito: MI) all'ora che precede quella a cui si riferisce l'oggetto della negoziazione;
- al paragrafo II.3, riprende le valutazioni già presentate dall'Autorità in dedicati documenti per la consultazione precedenti, con particolare riferimento all'introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali, riportando gli orientamenti finali in merito alla loro introduzione in Italia, anche tenendo conto del consolidato quadro normativo europeo secondo cui non possono esistere limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia formati sui mercati all'ingrosso, sui mercati di bilanciamento nonché sui prezzi di sbilanciamento;
- al paragrafo II.4, descrive, in sintesi, le azioni già in essere o prospettiche in merito al coordinamento tra il Mercato per il Servizio di Dispacciamento italiano (di seguito: MSD) e le piattaforme europee di bilanciamento in corso di realizzazione.

Naturalmente, le soluzioni qui prospettate rilevano anche per perseguire l'altra finalità del presente documento, cioè quella di porre le basi per una futura regolazione efficiente del servizio di dispacciamento in un contesto sempre più caratterizzato da fonti rinnovabili e generazione distribuita, nonché dal progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per la flessibilità, in vista del raggiungimento degli obiettivi al 2030.

2.2 La Parte Seconda può essere implementata contestualmente o separatamente rispetto alla Parte Terza. Per questo motivo, nel seguito, si parlerà genericamente di unità abilitate e di unità non abilitate (all'erogazione di servizi ancillari), senza meglio specificare cosa si intende con tale terminologia. Se la Parte Seconda troverà applicazione prima della Parte Terza, le unità abilitate e non abilitate continueranno ad essere quelle attualmente classificate con tale terminologia³⁸; se, invece, la Parte Seconda troverà applicazione contestualmente alla Parte Terza, le unità

³⁸ Allo stato attuale, le unità abilitate sono singole unità di produzione programmabili (termoelettriche e idroelettriche) rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) che rispettano i requisiti tecnici definiti da Terna per l'abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari. Invece le unità non abilitate sono unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate oppure aggregati, per utente del dispacciamento e zona di mercato, di unità di produzione non rilevanti afferenti alla medesima tipologia o, separatamente, di unità di consumo. Sempre allo stato attuale, fino al termine dei progetti pilota in corso e alla conseguente implementazione della Parte Terza del presente documento, le unità virtuali abilitate (UVA) non assumono rilievo ai fini della programmazione (le singole unità di produzione e di consumo in esse contenute continuano, cioè, ai fini della programmazione e della conseguente applicazione della disciplina degli sbilanciamenti, ad essere inglobate nelle unità non abilitate). A ogni unità, abilitata o non abilitata, è associato un punto di dispacciamento (che è l'insieme dei punti di immissione o di prelievo delle unità di produzione e di consumo facenti parte della medesima unità) a cui sono riferiti i programmi di immissione e di prelievo, nonché i relativi sbilanciamenti effettivi.

abilitate e non abilitate saranno quelle oggetto di nuova definizione come meglio specificato nella Parte Terza.

II.2 Evoluzione dell'architettura del mercato elettrico italiano

II.2.1 *La separazione concettuale tra le negoziazioni commerciali nei mercati dell'energia e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate*

- 2.3 Il disegno del mercato elettrico italiano è stato concepito anche in considerazione dell'esigenza di assicurare una rappresentazione dei limiti fisici del sistema sempre più corretta con l'avvicinarsi al tempo reale degli orizzonti temporali in cui avvengono gli scambi di energia. Secondo tale concezione, gli scambi che avvengono nel Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) e in MI possono basarsi su una rappresentazione semplificata dei vincoli di rete e del sistema nel suo complesso: i vincoli sono essenzialmente rappresentati dalle potenze di immissione delle unità di produzione e dalla rappresentazione zonale della rete che limita gli scambi consentiti solo sulla base delle congestioni strutturali e ricorrenti e trascura completamente altri vincoli di sistema quali il fabbisogno di potenza reattiva per mantenere i livelli di tensione nella rete entro limiti accettabili. Al contrario, MSD, attraverso cui Terna si approvvigiona in modo centralizzato di tutti i servizi necessari all'esercizio del sistema nel tempo reale, è un mercato che deve riflettere correttamente la realtà fisica del sistema elettrico e, pertanto, richiede che la rete venga rappresentata nella sua natura nodale e così pure che la struttura delle offerte presentate si adatti alla realtà fisica delle unità ad esse associate.
- 2.4 Comunque, l'attuale configurazione del mercato dell'energia italiano (MGP e MI) prevede la presentazione di offerte da parte delle singole unità abilitate e non abilitate (all'erogazione di servizi ancillari), e prevede che l'esito delle varie sessioni (attualmente solo con negoziazione ad asta) costituisca di fatto un primo dispacciamento del sistema, pur semplificato: ogni unità, sulla base degli esiti delle negoziazioni, acquisisce il diritto ad immettere/prelevare una certa quantità di energia su base oraria, assumendo al contempo il dovere di rispettare il relativo programma di immissione e prelievo.
- 2.5 Il consolidato disegno del mercato europeo (riassunto nei suoi tratti essenziali nella Parte Prima del presente documento), essendo fondato, sia nei mercati *day-ahead* sia in quelli *intraday*, su una rappresentazione fortemente semplificata dei vincoli di rete e imponendo lo svolgimento di una sessione di mercato *intraday* in negoziazione continua fino all'ora che precede il tempo reale (H-1), evidenzia una notevole distanza tra la natura sostanzialmente commerciale/finanziaria delle contrattazioni concluse nei mercati dell'energia europei e la natura del mercato dell'energia italiano, direttamente legato alla programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate.
- 2.6 Occorre, pertanto, valutare soluzioni che, innovando l'attuale impostazione del mercato italiano (si veda in tal proposito anche quanto già discusso nei documenti per la consultazione 557/2013/R/eel e 798/2016/R/eel in merito allo spostamento ad H-1 del termine di chiusura delle negoziazioni), consentano di completare la sua integrazione con quello degli altri paesi europei, dato il disegno di mercato semplificato europeo e tenendo conto delle specificità nazionali: l'Italia, infatti, data la propria configurazione geomorfologica, è caratterizzata da maggiori vincoli di rete (anche derivanti dalle difficoltà nella realizzazione di nuove infrastrutture o dagli elevati costi che tali soluzioni richiederebbero) rispetto ad altri Stati dell'Europa centrale.
- 2.7 Quanto fin qui esposto si traduce sostanzialmente nell'esigenza di introdurre vincoli alle unità abilitate affinché la loro programmazione fisica non possa essere modificata, in prossimità del tempo reale, fino al punto di renderne l'esecuzione impossibile o inadatta alla finalità sistemica

ultima, consistente nella copertura continua della domanda. Anziché limitarsi all'accennata introduzione di vincoli, necessaria per preservare la sicurezza del sistema elettrico, si intende presentare orientamenti finalizzati a costruire un quadro regolatorio che sia, da un lato, concettualmente più corretto (oltre che più semplice) rispetto a quello attuale e, dall'altro, più adatto a consentire la massima libertà e flessibilità agli operatori nella partecipazione ai mercati dell'energia rimuovendo i vincoli, derivanti dal fatto che il programma all'ingresso di MSD debba coincidere con quello in uscita dai mercati precedenti, che attualmente impediscono agli operatori di rendere disponibili a Terna, quanto prima, le informazioni relative all'evoluzione più attendibile del loro programma.

- 2.8 Più in dettaglio, l'Autorità ritiene opportuno superare l'identità concettuale tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia (MGP e MI) e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate, rispetto alla quale vengono determinati gli sbilanciamenti e a cui fanno riferimento le offerte per la partecipazione a MSD.
- 2.9 La separazione tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia (MGP e MI) e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate consente di superare l'attuale automatismo, non strettamente necessario ai fini della gestione del sistema da parte di Terna, che comporta una immediata definizione dei programmi di immissione e prelievo sulla base degli esiti delle sessioni di MGP e MI, irrigidendo la programmazione delle unità e non consentendo agli operatori di dichiarare immediatamente a valle dei mercati la programmazione che, anche sulla base dei vincoli fisici delle singole unità, intendono effettivamente mettere in atto; la possibilità di dichiarare la programmazione delle unità in modo tempestivo e in assenza di vincoli derivanti dalle posizioni commerciali è un aspetto positivo per la gestione in sicurezza del sistema in quanto consente a Terna di conoscere in anticipo eventuali esigenze di bilanciamento che derivano da differenze tra la posizione di ciascun operatore in esito ai mercati dell'energia e la programmazione delle relative unità (per le unità non abilitate a partecipare a MSD, Terna continuerebbe invece a usare le proprie migliori previsioni di immissione/prelievo a livello nodale).
- 2.10 La richiamata separazione dovrebbe altresì permettere di concludere negoziazioni sul mercato dell'energia (MGP e MI, sia ad asta che in negoziazione continua) a livello di aggregato, o "portafoglio", di unità abilitate e non abilitate³⁹, procedendo poi solo successivamente alla riconciliazione tra la programmazione delle singole unità e la posizione commerciale assunta (si veda il paragrafo II.2.3).
- 2.11 Inoltre, la separazione tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità consente di superare l'attuale rigida sequenzialità dei mercati a vincoli semplificati (MGP e MI) e di quelli a vincoli reali (MSD, costituito da MSD ex-ante e dal Mercato di Bilanciamento - MB): di fatto MGP e MI potrebbero svolgersi secondo le tempistiche previste a livello europeo, in quanto gli esiti di tali mercati definirebbero solo la posizione commerciale di un portafoglio di unità, mentre la programmazione fisica delle singole unità seguirebbe modalità diverse (sia in termini di tempistiche sia di necessità di rispettare o meno dei vincoli) a seconda che l'unità da programmare sia o meno abilitata alla partecipazione a MSD.
- 2.12 Si ritiene, pertanto, che la partecipazione a MGP e MI sia effettuata dagli "operatori di mercato" per aggregati di unità abilitate e non abilitate (il cosiddetto portafoglio) o, a sua scelta, per singola unità (le cui definizioni sono suscettibili di innovazione, come verrà esposto nella Parte Terza del presente documento), previo mandato da parte del rispettivo utente del dispacciamento se diverso; eventualmente, ai fini di una più corretta applicazione della disciplina dell'essenzialità, si potrebbe prevedere che le unità di produzione essenziali non

³⁹ Si ritiene opportuno che permanga la possibilità, su richiesta dell'operatore di mercato, di effettuare transazioni commerciali a livello di singola unità.

possano essere aggregate in un portafoglio. Si ritiene, inoltre, che gli esiti della partecipazione a MGP e MI identifichino, per ogni ora, una posizione commerciale che, di per sé, non comporta nessun vincolo in merito alla programmazione delle singole unità che formano il portafoglio. Il punto di partenza di MSD non è più, come allo stato attuale, esclusivamente il risultato delle precedenti negoziazioni su MGP e MI.

- 2.13 Tale approccio non altererebbe la natura “fisica” dei mercati energetici italiani, in quanto la possibilità di formulare offerte in vendita (e in acquisto) continuerebbe ad essere limitata dalla potenza delle singole unità di produzione (ed eventualmente anche delle singole unità di consumo, attualmente prive di limitazioni riferite alla potenza disponibile in prelievo) che costituiscono le unità abilitate o non abilitate presenti nel portafoglio, ovvero nella titolarità dell’operatore di mercato ovvero per le quali il medesimo operatore abbia ricevuto delega dal rispettivo utente del dispacciamento. Inoltre, non altererebbe il diritto dell’utente del dispacciamento a presentare programmi corrispondenti alla posizione commerciale.
- 2.14 Si ritiene, inoltre, che il perimetro geografico del singolo portafoglio non possa eccedere la zona di mercato per coerenza con la necessità che le offerte siano presentate con riferimento alla struttura zonale del mercato europeo. Per quanto riguarda la tipologia di unità che possono essere aggregate, l’ipotesi più semplice consiste nel consentire la definizione di un unico portafoglio per ciascun operatore di mercato che includa unità di ogni tipo (di produzione e di consumo, abilitate e non): tuttavia, una siffatta possibilità non appare pienamente compatibile con il diverso prezzo oggi previsto su MGP, per ogni ora, per l’offerta piuttosto che per la domanda (prezzo zonale vs PUN). Pertanto, si ritiene che, finché il prezzo orario di MGP permane differenziato tra domanda e offerta, sia necessario prevedere che i portafogli zionali definiti da ogni operatore di mercato contengano solo unità di consumo o solo unità di produzione.
- 2.15 Si coglie altresì l’occasione per evidenziare che l’eliminazione del PUN potrebbe dare alla domanda segnali di prezzo anche dal punto di vista spaziale, il che è condizione necessaria per rendere davvero proficuo l’attivo coinvolgimento della domanda nel sistema elettrico, poiché la volatilità dei prezzi in grado di giustificare l’attivazione della flessibilità della domanda si manifesta soprattutto a livello zonale (in realtà ancor più a livello nodale, anche se tale segnale di prezzo non può essere ottenuto nel mercato europeo) e molto più raramente a livello medio nazionale; inoltre, l’eliminazione del PUN assume rilievo anche ai fini della corretta valorizzazione dell’energia elettrica prelevata per alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione in rete, il che è condizione necessaria per evitare distorsioni⁴⁰.
- 2.16 Nel seguito vengono riportati gli orientamenti dell’Autorità in merito alla programmazione delle unità abilitate e delle unità non abilitate, nonché in merito alla riconciliazione tra la programmazione e la posizione commerciale del corrispondente operatore di mercato. Si rimanda, invece, alla Parte Terza del presente documento la nuova definizione delle unità abilitate e non abilitate (la cui implementazione, comunque, non è condizione necessaria ai fini dell’operatività di quanto qui indicato e, di conseguenza, può essere effettuata in un secondo momento), nonché la descrizione delle innovazioni attese per la disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Allo scopo di meglio identificare i soggetti a vario titolo coinvolti (sebbene già in parte richiamati nel presente documento), si riportano fin da subito le seguenti definizioni:
- a) **utente del trasporto** è il soggetto titolare del contratto per il servizio di trasmissione e di

⁴⁰ Allo stato attuale, ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel, con l’unica eccezione dei sistemi di accumulo che condividono il punto di connessione in bassa o media tensione con altre unità di consumo, l’energia elettrica prelevata è valorizzata sulla base del prezzo zonale orario, anziché del prezzo unico nazionale, evitando distorsioni e arbitraggi. Tale disposizione non è attualmente prevista per i sistemi di accumulo che condividono il punto di connessione in bassa o media tensione con altre unità di consumo, poiché ciò richiederebbe la distinzione tra l’energia elettrica destinata al consumo finale e l’energia elettrica destinata al sistema di accumulo, introducendo complessità rilevanti (giustificabili solo nel caso di sistemi connessi alle reti di alta e altissima tensione in quanto di più elevata taglia e poco numerosi).

- distribuzione con l'impresa distributrice competente;
- b) **Balance Responsible Party (BRP)** è il soggetto responsabile dell'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo di un'unità abilitata o non abilitata, nonché dei relativi sbilanciamenti effettivi e titolare del relativo contratto di dispacciamento con Terna. Esso è il cliente finale o il produttore ovvero, previo mandato senza rappresentanza, un soggetto terzo (nel caso delle unità non abilitate costituite da unità di consumo in maggior tutela, il BRP è l'Acquirente Unico, mentre nel caso delle unità non abilitate costituite da unità di produzione in ritiro dedicato, scambio sul posto e *feed in tariff* il BRP è il GSE). Esso coincide con l'utente del trasporto;
- c) **Balance Service Provider (BSP)** è, nel caso delle unità abilitate, il soggetto responsabile dell'erogazione dei servizi ancillari, siano essi derivanti da obblighi ovvero selezionati tramite la partecipazione a MSD o tramite procedure concorsuali, e titolare del relativo contratto con Terna. Esso è il cliente finale o il produttore ovvero, previo mandato, un soggetto terzo eventualmente coincidente con il BRP (tale ruolo non può essere coperto dall'Acquirente Unico e dal GSE, tenendo conto del loro diverso ruolo sistemico);
- d) **operatore di mercato** è il soggetto che partecipa a MGP e MI. Esso può coincidere con il BRP.

Le definizioni qui riportate non presentano profili innovativi, se non quelli derivanti dalla separazione del ruolo del BRP dal ruolo del BSP, in luogo dell'attuale utente del dispacciamento (che nella regolazione attuale assume entrambi i ruoli, ad eccezione delle sperimentazioni di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel).

II.2.2 La programmazione delle unità abilitate e non abilitate

2.17 Nel caso di una unità non abilitata (che pertanto non partecipa a MSD), si ritiene che il BRP definisca il programma (P) di immissione e/o di prelievo entro la chiusura delle negoziazioni commerciali (cioè all'ora H-1) senza ulteriori vincoli, se non quelli "fisici" della propria unità (ad esempio, un'unità di produzione da 5 MW potrà prevedere un programma orario di immissione al massimo pari a 5 MWh). Nel caso di una unità non abilitata non è presente la figura del BSP, cioè il fornitore di servizi ancillari per il dispacciamento, essendo l'unità impossibilitata a fornire a Terna tali servizi. Il programma P dopo l'ora H-1 non può più essere ulteriormente modificato⁴¹ e rileva ai fini degli sbilanciamenti effettivi, pari per ogni ora alla differenza tra l'immissione (o il prelievo) reale e il programma in immissione (o prelievo), per i quali è responsabile il medesimo BRP.

2.18 Nel caso di una unità abilitata a partecipare a MSD, si ritiene che:

- il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definisca il programma di immissione e/o di prelievo che tenga conto della fisicità dell'unità (**programma P** in ingresso alla sessione di MSD): esso deve essere un programma eseguibile che rispetti i vincoli statici e dinamici dell'unità (allo scopo, Terna può implementare controlli e prevedere interventi correttivi sulla base delle informazioni opportunamente richieste al BRP);
- il BSP (non necessariamente coincidente con il BRP) presenti le proprie offerte, in termini di volume e prezzo, per la partecipazione a MSD: ai fini dell'evoluzione proposta per la presentazione delle offerte e per la remunerazione prevista per i servizi ancillari si rimanda alla Parte Terza del presente documento;
- Terna selezioni le offerte nel rispetto del principio della minimizzazione dei costi sistemici e regoli con il BSP le partite economiche associate alle movimentazioni effettuate nelle diverse sessioni di MSD ex ante. Le selezioni effettuate da Terna fanno sì che il programma

⁴¹ Con l'unica eccezione delle situazioni emergenziali, in cui Terna impone ordini di dispacciamento per garantire la sicurezza del sistema elettrico, quali quelle da cui deriva la "mancata produzione eolica" (in questi casi, infatti, il programma del BRP viene modificato da Terna al fine di tenere conto dell'ordine di dispacciamento eseguito).

iniziale P diventi un **programma vincolante** (PV) che deve necessariamente essere rispettato dal BRP;

- Terna, oltre a selezionare le offerte, possa identificare un intervallo all'interno del quale il BRP può modificare il programma vincolante dell'unità abilitata;
- entro l'ora H-1, il BRP definisca il **programma vincolante modificato** (PVM) dell'unità abilitata, nel rispetto dei vincoli assegnati da Terna di cui al precedente alinea. Si ritiene che non possano essere ammessi PVM non compatibili con i medesimi vincoli;
- il programma vincolante modificato (PVM) dell'unità abilitata possa essere ulteriormente modificato per effetto della selezione, da parte di Terna, di offerte presentate dal BSP e accettate su MB;
- al tempo reale, si consolidi il programma dell'unità abilitata, che diventa pertanto un **programma vincolante modificato e corretto** (PVMC). Quest'ultimo programma rileva ai fini degli sbilanciamenti effettivi, pari per ogni ora alla differenza tra l'immissione (o il prelievo) reale e il programma in immissione (o prelievo), per i quali è responsabile il BRP.

2.19 Per quanto riguarda la regolazione delle partite economiche, si ritiene che Terna regoli con il BSP il prodotto tra le quantità selezionate su MSD e il relativo prezzo di offerta, lasciando che BSP e BRP definiscano in autonomia i propri rapporti contrattuali (ulteriori spunti in merito al rapporto tra BRP e BSP vengono presentati nella Parte Terza con particolare riferimento alle unità virtuali abilitate).

2.20 In alternativa, prendendo spunto da quanto sperimentato nei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, si potrebbe prevedere che:

- il BSP regoli con Terna il prodotto, cambiato di segno, tra le quantità selezionate su MSD e il prezzo MGP corrispondente nel medesimo periodo rilevante;
- Terna regoli con il BRP il prodotto tra le quantità selezionate su MSD e il prezzo MGP corrispondente nel medesimo periodo rilevante.

In questo modo, in relazione alle sole quantità selezionate su MSD (sia esso MSD ex ante o MB), la regolazione economica avviene sulla base del prezzo MGP (sia esso il prezzo zonale per le immissioni o il PUN per i prelievi) nei confronti del BRP e sulla base della differenza tra i prezzi MSD e i prezzi MGP nei confronti del BSP.

2.21 Le attuali sotto-fasi di MSD ex-ante e le relative tempistiche potrebbero essere oggetto di revisione da parte di Terna, in particolare al fine di introdurre una sessione precedente alla chiusura di MGP finalizzata a consentire la selezione competitiva delle unità di produzione con tempistiche di accensione più lunghe.

S.1 *Quali ulteriori aspetti potrebbero essere oggetto di revisione in merito alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate? Perché?*

S.2 *Si ritiene opportuno definire in modo più puntuale il rapporto tra BRP e BSP? In che termini e perché?*

II.2.3 Riconciliazione tra la programmazione delle unità e la posizione commerciale

2.22 Ai fini della regolazione delle partite economiche corrispondenti alla differenza tra la posizione commerciale (i quantitativi di energia in esito ai mercati) e la programmazione delle unità (i quantitativi che il BRP ha il diritto e l'obbligo di immettere e prelevare effettivamente), si ritiene che, per ogni ora e per ogni portafoglio intestato a ciascun operatore di mercato, il "saldo commerciale", calcolato dal GME, sia pari a:

$$\sum_{i, \text{abilitate}} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i, \text{non abilitate}} P_i - PC$$

dove il termine PC identifica la posizione commerciale dell'operatore di mercato (cioè i volumi di energia negoziati dall'operatore di mercato in vendita/acquisto sui mercati dell'energia per ciascun portafoglio), il pedice i identifica l'unità i -esima facente parte del portafoglio del medesimo operatore e gli altri elementi hanno il significato definito in precedenza.

La finalità della formula matematica qui presentata è quella di separare le parte del PVM formata dal BRP vendendo/acquistando su MGP/MI dalla parte, pari a $(PV_i - P_i)$, formata da Terna su MSD ex ante: ai fini dell'applicazione della formula, sarà necessario ricondurre i programmi (quartorari nel caso delle unità abilitate) al livello orario.

Il saldo commerciale potrebbe essere determinato all'ora H-1 ovvero dopo il tempo reale (si veda, per ulteriori considerazioni al riguardo, quanto riportato al punto 3.21).

- 2.23 Si ritiene che il saldo commerciale sia valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate. Pertanto, a titolo d'esempio, un portafoglio che ha registrato un eccesso di energia venduta rispetto alla somma dei programmi in immissione delle unità che lo compongono (al netto dei quantitativi già regolati da Terna in quanto corrispondenti ad offerte accettate su MSD) dovrà versare un ammontare pari al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate moltiplicato per tale energia in eccesso.
- 2.24 È opportuno ribadire la differenza tra il saldo commerciale del portafoglio, la cui regolazione economica avverrebbe sulla base del prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate, e lo sbilanciamento effettivo, il quale rimane definito come allo stato attuale.
- 2.25 Dal punto di vista operativo, si ritiene che la definizione dei programmi che rilevano ai fini del calcolo del saldo commerciale avvenga su una piattaforma centralizzata gestita dal GME. L'affidamento al GME della gestione di tale piattaforma avrebbe il vantaggio di consentire agli operatori di poter avere a disposizione in un unico sistema informatico (*trading system*) sia l'ambiente dedicato alla negoziazione commerciale, sia quello dedicato alla programmazione. Tale aspetto sarebbe di notevole importanza in considerazione delle tempistiche estremamente ristrette a disposizione per il completamento delle procedure a valle della chiusura delle negoziazioni; consentirebbe, inoltre, di attribuire al GME il *settlement* dei pagamenti relativi ai saldi commerciali dei portafogli (garantendo altresì omogeneità di trattamento con altre partite di mercato e in merito alle garanzie) lasciando a Terna il *settlement* degli sbilanciamenti effettivi. L'attribuzione al GME del *settlement* dei pagamenti relativi ai saldi commerciali dei portafogli richiede di porre in essere soluzioni atte a evitare che la posizione economica del medesimo GME risulti scoperta: ad esempio, si potrebbe prevedere che eventuali posizioni non coperte da garanzia siano trasferite a Terna che già effettua il *settlement* degli sbilanciamenti effettivi e, in caso si manifestino crediti non recuperabili, ha comunque la facoltà ultima della socializzazione, previa autorizzazione dell'Autorità.
- 2.26 Terna e GME dovranno garantire un efficace aggiornamento della piattaforma in esito a ciascuna sessione di MSD ex-ante in modo da consentire la rapida introduzione dei conseguenti vincoli per le unità abilitate, affinché sia impossibile la definizione di un PVM non congruente con i vincoli precedentemente introdotti da Terna.
- 2.27 Si ritiene altresì necessario adattare la determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale al nuovo contesto caratterizzato dalla separazione tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità, in cui coesiste lo sbilanciamento effettivo e il saldo commerciale valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate. Più in dettaglio, lo sbilanciamento aggregato zonale dovrebbe essere definito tenendo conto non solo della differenza tra immissioni/prelievi reali e rispettivi programmi (come attualmente avviene) ma anche della differenza tra immissioni/prelievi reali e rispettive quantità scambiate sui vari

mercati al fine di considerare anche i volumi correlati al saldo commerciale⁴².

2.28 I principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza nella programmazione contenuti nella deliberazione 111/06 continuano a trovare piena applicazione. A tal fine, contestualmente alla prospettata separazione delle negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica, occorre esplicitare che tali principi debbano essere applicati a entrambe le fasi (commerciale vs. fisica).

S.3 *Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla riconciliazione tra le posizioni commerciali e la programmazione? Perché?*

S.4 *Quali ulteriori riflessioni possono essere ritenute utili in merito al ruolo prospettato per Terna e il GME?*

Esempio di regolazione delle partite economiche

A solo titolo d'esempio, si consideri un portafoglio zonale di un operatore di mercato (qui coincidente con il BRP) costituito, per semplicità, da due sole unità abilitate. Al termine delle negoziazioni su MGP e MI, all'ora H-1, l'operatore di mercato ha una posizione commerciale finale (PC) relativa all'ora H pari a +70 MW.

Nel frattempo, il BRP:

- in relazione alla prima unità abilitata (UA1) e con riferimento alla medesima ora H, presenta un programma in ingresso a MSD (P) pari a +30 MW⁴³;*
- in relazione alla seconda unità abilitata (UA2) e con riferimento alla medesima ora H, presenta un programma in ingresso a MSD (P) pari a 0 MW (cioè l'unità è spenta).*

Il BSP presenta le proprie offerte, in termini di volumi e prezzi, per l'erogazione dei servizi ancillari.

Nel MSD, sempre con riferimento alla medesima ora H, Terna, nell'ambito delle medesime sessioni di MSD già attualmente esistenti, accetta offerte a salire per una quantità pari a +30 MW con riferimento alla UA1, portando il suo programma a +60 MW, nonché l'offerta di accensione della UA2, portando il suo programma al minimo tecnico di +20 MW (il programma diventa a questo punto un programma vincolante per ogni unità abilitata – PV).

Al tempo stesso Terna identifica un intervallo all'interno del quale il BRP, per ogni unità abilitata, può definire il proprio programma vincolante modificato (PVM, cioè quello un'ora prima del tempo reale). All'ora H-1, il BRP, con riferimento alla medesima ora H e per ogni unità abilitata, definisce il proprio programma vincolante modificato PVM nel rispetto dei vincoli comunicati in precedenza da Terna: ad esempio +75 MW per UA1 e +20 MW per UA2. Il PVM può ancora essere oggetto di modifica per effetto di azioni, da parte di Terna, di bilanciamento in tempo reale e/o di carattere emergenziale, fino a formare il programma vincolante modificato e corretto PVMC una volta giunti al tempo reale. La differenza tra le immissioni reali e il corrispondente PVMC rappresenta lo sbilanciamento effettivo valorizzato sulla base dell'apposita disciplina.

Decorso l'ora H-1, il GME calcola il saldo commerciale del portafoglio, pari, per ogni periodo rilevante, a

$$\sum_i [PVM_i - (PV_i - P_i)] - PC$$

Nel caso specifico, il saldo commerciale è pari a $95 - (80 - 30) MW + 0 MW - 70 MW = - 25 MW$.

⁴² A livello operativo, in relazione alla formula attualmente in uso per il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale di cui alla deliberazione 419/2017/R/eel, quanto qui affermato si tradurrebbe nel: a) continuare ad approssimare la realtà fisica (cioè le immissioni e i prelievi reali) sulla base dell'opposto dell'energia entrante in ciascuna macrozona (i cosiddetti scambi); b) sostituire ai programmi le rispettive quantità scambiate sui vari mercati.

⁴³ Si noti che il programma è indipendente dalla posizione commerciale.

L'operatore di mercato ha, quindi, registrato un eccesso di energia venduta rispetto al complesso dei programmi presentati ed è chiamato a versare un ammontare pari a tale eccesso moltiplicato per il prezzo di sbilanciamento single pricing delle unità non abilitate.

Come secondo esempio, si consideri un portafoglio di un operatore di mercato costituito, per semplicità, da un'unità abilitata e una unità non abilitata (caratterizzata da unità di produzione). Al termine delle negoziazioni su MGP e MI, all'ora H-1, l'operatore di mercato ha una posizione commerciale finale (PC) relativa all'ora H pari a +80 MW.

Nel frattempo, il BRP in relazione all'unità abilitata (UA) e con riferimento alla medesima ora H, presenta un programma in ingresso a MSD (P) pari a +30 MW; il BSP presenta le proprie offerte, in termini di volumi e prezzi, per l'erogazione dei servizi ancillari che è tenuto o che ha scelto di erogare.

Nel MSD, sempre con riferimento alla medesima ora H, Terna, nell'ambito delle medesime sessioni di MSD già attualmente esistenti, accetta offerte a salire con riferimento alla UA, portando il suo programma fisico a +60 MW (il programma del BSP diventa a questo punto un programma vincolante – PV).

Al tempo stesso Terna identifica un intervallo all'interno del quale il BRP, per l'unità abilitata, può definire il proprio programma vincolante modificato (PVM, cioè quello un'ora prima del tempo reale). All'ora H-1, il BRP, con riferimento alla medesima ora H e per l'unità abilitata, definisce il proprio programma vincolante modificato PVM nel rispetto dei vincoli comunicati in precedenza da Terna: ad esempio +70 MW. Il PVM può ancora essere oggetto di modifica per effetto di azioni, da parte di Terna, di bilanciamento in tempo reale e/o di carattere emergenziale, fino a formare il programma vincolante modificato e corretto PVMC una volta giunti al tempo reale. La differenza tra le immissioni reali e il corrispondente PVMC rappresenta lo sbilanciamento effettivo valorizzato sulla base dell'apposita disciplina.

All'ora H-1, il BRP, in relazione all'unità non abilitata e con riferimento alla medesima ora H, presenta il programma (P) pari a +40 MW.

Decorsa l'ora H-1, il GME calcola il saldo commerciale del portafoglio, pari, per ogni periodo rilevante a:

$$\sum_{i, \text{abilitata}} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i, \text{non abilitata}} P_i - PC$$

Nel caso specifico, il saldo commerciale è pari a $70 \text{ MW} - (60 - 30) \text{ MW} + 40 \text{ MW} - 80 \text{ MW} = 0 \text{ MW}$. Non serve nessuna regolazione economica.

II.2.4 Possibile remunerazione dei costi opportunità derivanti dall'imposizione dei vincoli ai programmi

2.29 I vincoli definiti da Terna in MSD ex-ante nel caso delle unità abilitate potrebbero apparire parzialmente limitativi dell'operatività sul mercato *intraday* continuo fino all'ora H-1: al riguardo, si ribadisce l'importanza del corretto funzionamento del MSD per la gestione sicura del sistema e la sua valenza primaria anche nei confronti di altri segmenti di mercato più commerciali che non può quindi prescindere da obblighi specifici per le unità abilitate a prestare tale servizio.

2.30 Si ritiene attualmente prematuro introdurre meccanismi di remunerazione dei possibili conseguenti costi opportunità, almeno finché non sarà completa l'implementazione dei mercati

sottostanti: il modello di contrattazione continua scelto per il mercato *intraday* non consente nemmeno di estrarre una valorizzazione oggettiva dell'energia oggetto di scambio, essendo basato essenzialmente su negoziazioni bilaterali e remunerato *pay-as-bid*. Tali meccanismi di remunerazione, eventualmente basati su opzioni presentate dagli operatori, potrebbero assumere rilievo nei casi in cui Terna ha diverse alternative nell'imporre vincoli, durante le sessioni di MSD, in termini di successiva modificabilità dei programmi da parte dei BRP.

- 2.31 Comunque, le proposte che verranno eventualmente presentate in merito terranno conto degli esiti del monitoraggio dell'approvvigionamento delle risorse su MSD, per avere un quadro chiaro di ciò che sarebbe soggetto a remunerazione.

II.2.5 Prima fase attuativa della revisione della partecipazione ai mercati e della programmazione delle unità di produzione e di consumo

- 2.32 L'implementazione di quanto finora presentato potrebbe richiedere tempistiche non compatibili con la partecipazione dell'Italia alla piattaforma XBID con negoziazione continua fino all'ora prima del tempo reale secondo le tempistiche attualmente previste per la cosiddetta "*Third wave*" (giugno 2020). Pertanto, parallelamente alla presente consultazione, l'Autorità intende definire, coinvolgendo Terna e il GME, modalità transitorie che consentano il coordinamento tra il Mercato per il Servizio di Dispacciamento e il Mercato Infragiornaliero in tempo utile per la predetta partecipazione.

- 2.33 Allo scopo, si ricorda che in occasione della consultazione delle TCM ai sensi dell'articolo 18 del Regolamento *Balancing*⁴⁴, Terna ha proposto nelle modifiche al Codice di Rete anche una serie di misure volte a garantire la completa funzionalità del MSD, e in particolare nella sua fase di *ex-ante*, anche a fronte della futura introduzione del mercato *intraday* all'H-1: esse consistono, sostanzialmente, nell'introdurre vincoli in MSD di cui tenere conto nelle eventuali negoziazioni su MI, in un contesto, quale quello attuale, in cui vi è identità concettuale tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate. Con la deliberazione 535/2018/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente tutte le modifiche al Codice di Rete proposte da Terna, in adempimento alle richieste dell'articolo 18 del Regolamento *Balancing*, ad eccezione delle misure volte al coordinamento tra MSD e MI. Tale scelta è stata dettata dalla volontà di affrontare il tema all'interno del quadro di riforma del dispacciamento oggetto del presente provvedimento.

- 2.34 Le modifiche al Codice di Rete di cui al precedente punto, già consultate da Terna, potrebbero pertanto essere transitoriamente implementate, previa approvazione con dedicato provvedimento dell'Autorità, nel periodo compreso tra l'inizio della partecipazione dell'Italia alla piattaforma XBID (giugno 2020) e il completamento dell'implementazione di quanto ipotizzato nella presente Parte Seconda (presumibilmente la fine del 2021). In tal caso, non verrà introdotto ciò che Terna definisce "sbilancio a programma MSD", ovvero il possibile "allontanamento" dell'unità abilitata rispetto ai vincoli di fattibilità imposti in esito a MSD *ex-ante*: l'istituzione di tale sbilancio a programma per il periodo transitorio appare infatti superflua e complicherebbe il *settlement* in assenza di effettiva promozione della corretta programmazione delle risorse.

II.3 Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali

- 2.35 Allo stato attuale, in tutti i mercati elettrici italiani non è possibile presentare offerte a prezzo negativo, essendo previsto un limite inferiore (*floor*) di prezzo pari a 0 €/MWh, mentre i prezzi

⁴⁴ Cfr. <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/codicedirete/consultazionioperatori.aspx>

negativi sono presenti in diversi mercati elettrici europei.

- 2.36 In condizioni ideali di mercato, la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi consente di affrontare, secondo criteri di merito economico, condizioni di eccesso d'offerta derivanti dalla scarsa flessibilità della domanda e/o dell'offerta di energia elettrica. In tali situazioni, vi sono fattori per cui un produttore è disposto a pagare per poter acquisire il diritto di immettere energia elettrica: ad esempio, sulla base del costo marginale dell'impianto ovvero del costo opportunità tra l'accensione/spengimento dell'impianto e il suo funzionamento, il produttore di un impianto poco flessibile potrebbe essere disposto a pagare per immettere energia elettrica nel sistema in un certo momento (tipicamente quando la domanda di energia elettrica è bassa e il livello di penetrazione delle fonti non programmabili è alto) ottimizzando la propria posizione nei periodi temporali successivi, caratterizzati da prezzi di vendita più alti.
- 2.37 Tuttavia, occorre anche tenere conto della presenza dell'offerta della generazione incentivata e dell'eventuale possibilità di esercizio del potere di mercato, in quanto questi aspetti potrebbero attenuare o addirittura vanificare gli effetti benefici derivanti dall'introduzione dei prezzi negativi. Tali considerazioni sono già state presentate nel documento per la consultazione 605/2015/R/eel, evidenziando, in sintesi, quanto segue:
- in un mercato privo di strumenti incentivanti, i responsabili di impianti caratterizzati dall'assenza di vincoli dinamici (es. eolico e fotovoltaico) non avrebbero interesse economico a immettere in rete la propria produzione al manifestarsi di prezzi negativi. Diversamente, in un mercato caratterizzato dalla presenza di strumenti incentivanti, le strategie di offerta potrebbero essere guidate dalla logica del costo opportunità (ad esempio, può comunque convenire immettere energia elettrica in rete nei casi in cui la somma algebrica tra il prezzo negativo e l'incentivo è positiva, soprattutto in presenza di impianti di produzione privi di costi variabili). Ciò, tuttavia, tende a vanificare o quanto meno a distorcere la finalità dello strumento dei prezzi negativi per la gestione efficiente dell'eccesso di offerta, in particolare in considerazione del livello particolarmente elevato delle componenti incentivanti;
 - in presenza di potere di mercato, l'introduzione dei prezzi negativi potrebbe favorirne maggiormente l'esercizio: al riguardo, considerata la struttura dell'offerta e i dati storici relativi alle offerte accettate in MSD per il servizio di riserva a scendere, il rischio legato all'esercizio del potere di mercato su tale mercato (legato all'aumento dello *spread* tra offerte accettate a salire e a scendere) non può essere sottovalutato e, con esso, non può nemmeno essere trascurato il potenziale effetto negativo derivante dall'introduzione dei prezzi negativi.
- 2.38 L'articolo 3, lettera b), del Regolamento elettrico prevede che le regole di mercato non debbano vincolare in alcun modo la formazione del prezzo⁴⁵. Inoltre, l'articolo 10 del predetto Regolamento prevede che non vi siano limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia formati sui mercati all'ingrosso, sui mercati di bilanciamento nonché sui prezzi di sbilanciamento. Tali limiti non devono essere definiti neanche per la presentazione delle offerte da parte degli operatori⁴⁶.
- 2.39 Quanto sopra richiamato, di fatto, rende necessaria la rimozione del *floor* a 0 €/MWh (consentendo, quindi, la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi) in MGP e MI, sempre più integrati con i mercati europei, con effetti già a partire dal 2020.
- 2.40 Si ritiene, altresì, che le disposizioni del Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica non rendano necessaria la rimozione del *floor* a 0 €/MWh su MSD ex-ante (non coinvolto dal

⁴⁵ “market rules shall encourage free price formation and avoid actions which prevent price formation on the basis of demand and supply”.

⁴⁶ “There shall be neither a maximum nor a minimum limit to the wholesale electricity price. The provision shall apply, inter alia, to bidding and clearing in all timeframes and include balancing energy and imbalances prices”.

Regolamento medesimo) né su MB (ritenendo che il richiamato articolo 10 del Regolamento elettrico si riferisca alle piattaforme di bilanciamento europee di cui si è parlato nei paragrafi precedenti, fatte salve diverse interpretazioni che potrebbero essere date a livello europeo).

- 2.41 Si ritiene pertanto opportuno prevedere la rimozione del *floor* a 0 €/MWh su MGP e MI, anche al fine di evitare le criticità sopra richiamate in merito all'eventuale esercizio del potere di mercato su MSD. Tale indicazione non violerebbe l'articolo 10 del Regolamento elettrico in relazione ai prezzi di sbilanciamento in quanto essi sono definiti anche in funzione dei prezzi MGP e, pertanto, non avrebbero nessun *floor* a 0 €/MWh.
- 2.42 L'Autorità, infine, intende segnalare al Ministro dello Sviluppo Economico e al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (in quanto soggetti preposti alla definizione degli strumenti incentivanti per la promozione della produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili):
- la necessità di prevedere che, nelle ore in cui i prezzi di chiusura di MGP e MI siano negativi, non vengano erogati gli incentivi associati all'energia elettrica immessa in rete, di qualunque tipo essi siano, eventualmente consentendone il recupero al termine del periodo di diritto. Una siffatta previsione, almeno, consente di non accrescere le distorsioni sui mercati comunque indotte dalla presenza di strumenti incentivanti⁴⁷ e risulterebbe coerente con quanto previsto dalla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 dove la Commissione europea prevede che siano adottate misure volte a garantire che i produttori non siano incentivati a produrre energia elettrica a prezzi negativi;
 - l'opportunità di prevedere che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, gli eventuali incentivi per l'energia elettrica prodotta o immessa in rete siano erogati anche nel caso in cui l'energia elettrica non venga immessa per effetto dell'accettazione, da parte di Terna, di offerte a scendere accettate su MSD o per effetto di ordini di dispacciamento emergenziali (quali quelli da cui deriva la mancata produzione eolica), anziché prevedere che tali incentivi non erogati siano recuperati solo al termine del loro periodo di diritto (quindi potenzialmente anche dopo svariati anni). Ciò consentirebbe di evitare che l'assenza dei prezzi negativi su MSD rappresenti un ostacolo all'erogazione dei servizi ancillari a scendere nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivate.

S.5 *Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali? Perché?*

II.4 Piattaforme europee di bilanciamento e coordinamento con MSD

II.4.1 Le piattaforme europee di bilanciamento

- 2.43 L'obiettivo del Regolamento *Balancing* (entrato in vigore il 18 dicembre 2017) è quello di favorire l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei paesi europei, attraverso l'adozione di regole armonizzate e la creazione di piattaforme europee comuni per lo scambio di energia di bilanciamento, tra cui la piattaforma per lo scambio di *Replacement Reserve* (di seguito: Piattaforma RR), la piattaforma per lo scambio di *manual Frequency Restoration Reserve* (di seguito: Piattaforma mFRR), la piattaforma per lo scambio di *automatic Frequency Restoration Reserve* (di seguito: Piattaforma aFRR) e la piattaforma per compensazione degli

⁴⁷ Le ore in cui potrebbero formarsi prezzi negativi sono infatti caratterizzate da eccesso produttivo di energia elettrica. In tali ore sarebbe opportuno evitare la presenza di incentivi sufficientemente elevati da compensare il prezzo negativo e garantire comunque una rilevante remunerazione: diversamente, infatti, le strategie di offerta da parte dei produttori da fonti rinnovabili potrebbero risultare alterate da tali incentivi, comportando criticità e anche vanificando l'eventuale utilità dei prezzi negativi.

sbilanciamenti (di seguito Piattaforma di *Imbalance netting*).

- 2.44 A giugno 2018 i TSO hanno inviato ai regolatori le proposte di metodologia per il quadro di implementazione della Piattaforma RR e della Piattaforma di *Imbalance netting*. La prima metodologia è stata approvata a dicembre da tutti i regolatori interessati, mentre la seconda è soggetta ad una richiesta di emendamento e, pertanto, si attende un nuovo invio da parte dei TSO.
- 2.45 La riserva RR è un prodotto assimilabile alla riserva terziaria di sostituzione, attualmente definita nel Codice di Rete, ma con una tempistica di attivazione più veloce di quest'ultima. La proposta di Piattaforma RR, già approvata a dicembre 2018 da tutti i regolatori, prevede la negoziazione di un blocco di energia di 15 minuti (con rampe di attivazione e de-attivazione di 10 minuti), selezionato attraverso un'asta implicita e un modello zonale del sistema, tenuto conto delle capacità di scambio tra le zone. L'esecuzione vera e propria della piattaforma avviene circa 40 minuti prima del tempo reale e le richieste di attivazione sono inviate 30 minuti prima della consegna. Il progetto di riferimento per l'implementazione della piattaforma è denominato TERRE e il *go-live* è previsto per dicembre 2019.
- 2.46 La Piattaforma di *Imbalance Netting* nasce con la volontà di cooperazione tra TSO per minimizzare le attivazioni di riserva secondaria (aFRR nella nomenclatura europea) in ciascun sistema. Attualmente ogni TSO gestisce la aFRR nel proprio sistema in maniera indipendente, o quasi⁴⁸, con il risultato che sistemi adiacenti possono richiedere attivazioni di aFRR in verso opposto, evitabili attraverso una condivisione dei fabbisogni. La piattaforma prevede proprio la condivisione dei fabbisogni tra tutti i sistemi partecipanti, nel rispetto dei limiti di transito tra sistemi, in modo tale da compensare fabbisogni di segno opposto e ridurre le attivazioni necessarie a coprire i fabbisogni residui. La compensazione è esclusivamente in volumi (cioè non esiste un'indicazione di prezzo) e i costi evitati sono equamente ripartiti tra i TSO partecipanti. Tale piattaforma sarà superata con il *go-live* della Piattaforma aFRR che, contestualmente alla condivisione delle risorse tra tutti i sistemi, effettuerà una compensazione implicita dei fabbisogni.
- 2.47 In linea con le tempistiche del Regolamento *Balancing*, a dicembre 2018 i TSO hanno inviato ai regolatori un pacchetto di metodologie che costituiscono, insieme alle proposte precedenti, il nucleo principale del futuro mercato di bilanciamento europeo. Tale pacchetto include le proposte di implementazione delle piattaforme per lo scambio di mFRR e aFRR, le regole di *pricing* e *settlement* per le piattaforme, la metodologia di *accounting* delle attivazioni di energia di bilanciamento e il quadro di armonizzazione per la valorizzazione degli sbilanciamenti. Mentre gli schemi di implementazione delle piattaforme sono piuttosto indipendenti l'uno dall'altro, le altre metodologie riportano regole comuni e trasversali alle diverse piattaforme.
- 2.48 La riserva mFRR è assimilabile alla riserva terziaria rotante attualmente definita nel Codice di Rete di Terna, con un meccanismo di attivazione manuale tramite asta a cadenza prefissata, al pari della *Replacement Reserve*, ma con caratteristiche più veloci di quest'ultima. La proposta di Piattaforma mFRR inviata dai TSO prevede la negoziazione di due prodotti aventi caratteristiche comuni, ma tempistiche di attivazione differenti. Il prodotto schedulato è selezionato attraverso un'asta implicita e la sua attivazione è richiesta 7,5 minuti prima dell'inizio dei 15 minuti di consegna, mentre il prodotto diretto può essere attivato ogni minuto nei 15 minuti successivi all'asta schedulata. La *gate closure time* è 25 minuti prima del tempo reale e l'esecuzione della piattaforma è compresa tra H-10 e H-7,5. Per entrambi i prodotti, il modello di mercato è zonale, tenuto conto della capacità di scambio attraverso un aggiornamento delle NTC disponibili. Il *go-live* della piattaforma è previsto per dicembre 2021.
- 2.49 La riserva aFRR corrisponde all'attuale riserva secondaria, definita dal Codice di Rete e

⁴⁸ I TSO tedeschi implementano già una forma di cooperazione per condividere le risorse.

implementata da Terna. Lo scopo della piattaforma europea è quello di condividere le risorse necessarie ad ogni TSO per ripristinare l'equilibrio degli scambi nel proprio sistema e azzerare l'errore di frequenza. Il prodotto standard corrisponde alla disponibilità di una risorsa ad essere attivata e disattivata all'interno di un quarto d'ora in modalità continua, secondo le tempistiche del *control cycle*, il quale ha una frequenza di circa 4 secondi. La caratteristica locazionale è zonale, con riferimento alla *Load Frequency Control area* (LFC area). Il principio di funzionamento della piattaforma è quello di raccogliere i fabbisogni dei TSO (sbilanciamenti delle LFC area) in maniera continua (discretizzata con un processo ogni 4 secondi) e selezionare attraverso una *Common Merit Order List* le risorse più economiche da attivare, tenuto conto dei limiti di scambio tra LFC area. Il vantaggio di questo approccio è la possibilità di nettare implicitamente fabbisogni discordi, diminuendo le attivazioni per bilanciamento, aumentando allo stesso tempo la platea di risorse disponibili ad un TSO (attraverso la piattaforma Terna può soddisfare le sue attivazioni di secondaria con attivazioni all'estero). La piattaforma è di fatto un algoritmo che, istante per istante, invia ai TSO di ciascuna LFC area le richieste di attivazione, che vengono tradotte dal regolatore di secondaria locale e inviate alle risorse. Il progetto pilota di riferimento per l'implementazione della piattaforma aFRR, chiamato PICASSO, prende spunto dal modello di cooperazione per lo scambio di secondaria tra i TSO tedeschi. Il *go live* è previsto per dicembre 2021.

II.4.2 Interazione e coordinamento delle piattaforme europee di bilanciamento con MSD

- 2.50 Come brevemente presentato nel paragrafo precedente, le tempistiche di esecuzione delle piattaforme europee per il bilanciamento sono concentrate tutte nell'ora precedente a quella di flusso: è inevitabile una parziale sovrapposizione con le attuali sessioni del MSD e in particolare del MB. Occorre, pertanto, predisporre misure efficienti per coordinare il nascente mercato europeo del bilanciamento con le attività di dispacciamento nazionali, fermo restando il modello di *central dispatch* del sistema italiano.
- 2.51 In ordine temporale dall'H-1 al tempo reale, il primo segmento del mercato di bilanciamento europeo è la Piattaforma RR, la cui esecuzione è prevista circa 40 minuti prima del tempo reale. Questa tempistica non si sovrappone con le attuali fasi di MSD, essendo comunque antecedente a MB. Le modalità di coordinamento tra MSD e la Piattaforma di RR sono già state approvate con la deliberazione 535/2018/R/eel, con riferimento al processo di conversione delle offerte MSD in prodotti standard per la piattaforma, nel rispetto dei vincoli di sistema, con la possibilità di formulare un prezzo specifico. La criticità già evidenziata nella deliberazione medesima e per la quale si è dato mandato a Terna di approfondire il tema, risiede nel fatto che la Piattaforma RR introduce, nel processo co-ottimizzato su scala nodale di MSD, un segmento di mercato per lo scambio di energia di bilanciamento su base zonale, che si interpone tra la fase di MSD ex-ante e la fase del MB. Ciò può portare a soluzioni sub-ottime e a potenziali costi maggiori, se non vengono elaborate opportune misure operative per l'utilizzo della piattaforma.
- 2.52 Il segmento successivo del mercato di bilanciamento europeo è la Piattaforma mFRR, e in particolare l'esecuzione dell'asta di negoziazione del prodotto schedulato (il prodotto diretto ha una connotazione bilaterale tra TSO e BSP), prevista circa 10 minuti prima del tempo reale. Questa si sovrappone interamente all'operatività tipica del MB, che prevede il *run* della procedura di *Optimal Power Flow* (di seguito: OPF) e l'invio degli ordini di dispacciamento nei 15 minuti precedenti al tempo reale. È quindi inevitabile prevedere una modifica dell'attuale struttura di MB per coordinare e integrare la partecipazione alla Piattaforma mFRR. Poiché anche quest'ultima adatterà un modello di mercato zonale, non si ritiene plausibile sostituire l'attuale MB con la piattaforma, perché si andrebbe a perdere il dettaglio nodale del dispacciamento, con conseguente inefficienza del processo. L'Autorità ritiene opportuno individuare modalità operative che consentano di avere, a valle della Piattaforma mFRR, un

processo di dispacciamento nodale basato su OPF, che verifichi la fattibilità delle attivazioni tramite la piattaforma, garantendo l'ottimizzazione contestuale del bilanciamento e dei vincoli di sistema. Questo approccio è simile a quanto previsto attualmente per la Piattaforma RR (dopo il *run* della piattaforma c'è l'esecuzione di MB), e potrebbe essere attuato attraverso un'evoluzione e una modifica delle tempistiche, comprimendo di fatto l'esecuzione dell'OPF negli ultimi 7 minuti prima del tempo reale. Anche in questo caso si ritiene opportuno dare mandato a Terna per approfondire misure operative che garantiscano un coordinamento efficiente tra la piattaforma e MB, perseguendo sempre obiettivi di efficienza e sicurezza. Per quanto riguarda le modalità di partecipazione dei BSP italiani alla piattaforma e il processo di conversione delle offerte MSD nel prodotto standard per la piattaforma, l'Autorità ritiene opportuno seguire l'approccio e la metodologia già definita da Terna per il prodotto di RR, opportunamente adeguata per il prodotto di mFRR.

2.53 Per quanto riguarda l'implementazione della Piattaforma aFRR, fin dalle prime stesure del Regolamento *Balancing* era chiara l'indicazione che anche tale piattaforma avrebbe dovuto seguire l'approccio di mercato con attivazioni secondo il merito economico. Questo aspetto è di notevole impatto in Europa, poiché la maggior parte dei TSO (inclusa Terna) adotta invece un metodo pro-rata per le attivazioni: tutte le risorse precedentemente selezionate per fornire il servizio rispondono contestualmente ad un segnale di livello, indipendentemente dal costo e dal prezzo offerto⁴⁹. L'adesione alla piattaforma di scambio della aFRR richiede inevitabilmente un forte coordinamento con l'attuale esercizio nel tempo reale o addirittura un cambio di paradigma nell'attivazione della riserva secondaria. Nel primo caso si può ipotizzare di mantenere l'approccio pro-rata a livello nazionale e definire opportune misure di conversione delle offerte MSD, per partecipare alla Piattaforma aFRR. Le offerte selezionate dalla piattaforma sarebbero nuovamente convertite in un segnale locale pro-rata da inviare alle risorse. Questa opzione introduce differenze tra gli esiti della piattaforma e l'attivazione locale, dovute alla conversione, con risvolti sulla valorizzazione e sul *settlement* delle risorse da valutare. Nell'ipotesi invece di cambiare paradigma e passare ad un'attivazione per ordine di merito, occorre rivedere l'intero schema di funzionamento della regolazione secondaria. Oltre ai potenziali costi di sostituzione *hardware* dei sistemi di regolazione, l'approccio a *merit order* può comportare criticità sul sistema in termini di congestioni. Mentre con il pro-rata le attivazioni sono diffuse su tutta la rete, l'attivazione di merito economico può portare all'attivazione di risorse concentrate in punti specifici del sistema, tale per cui non è più possibile ignorare l'impatto sulla rete. Questo può comportare la necessità in futuro di dimensionare la riserva secondaria almeno per zone e non più per l'intero sistema nazionale e a logiche di approvvigionamento diverse. Si ritiene opportuno proseguire con Terna gli approfondimenti necessari per valutare le migliori modalità di coordinamento tra la Piattaforma aFRR e MSD.

II.5 Conclusioni e prossimi passi

2.54 Ai fini dell'implementazione di quanto presentato nel paragrafo II.2, si ritiene opportuno che:

- a) l'Autorità, a seguito della presente consultazione, definisca (eventualmente previa consultazione dello schema di articolato) la nuova regolazione, innovando quanto attualmente previsto dalla deliberazione 111/06;
- b) Terna e GME, per quanto di rispettiva competenza, predispongano e consultino le necessarie modifiche rispettivamente al proprio Codice di rete e al Testo integrato della

⁴⁹ La scelta di questo approccio è prevalentemente tecnica, poiché la performance in termini di risposta e di tempo per il ripristino della frequenza è la migliore possibile.

disciplina del mercato elettrico, sottoponendole all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico per le rispettive approvazioni;

- c) l'Autorità, valutata positivamente la coerenza con la propria innovata regolazione, approvi le modifiche *sub b)* finali proposte da Terna ed esprima il proprio parere ai fini dell'approvazione, in capo al Ministero dello Sviluppo Economico, delle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico predisposte dal GME.

Le modalità transitorie per il coordinamento tra MSD e MI verranno implementate, parallelamente alla presente consultazione, in tempo utile per consentire l'avvio del mercato *intraday* con chiusura all'H-1 entro giugno 2020: a tal fine, Terna e GME per quanto di rispettiva competenza, sulla base di indirizzi resi disponibili dall'Autorità, predisporranno le necessarie modifiche rispettivamente al proprio Codice di rete e al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e le trasmetteranno all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico per le rispettive approvazioni.

Anche qualora venissero implementate, in fase iniziale, le richiamate modalità transitorie, si ritiene che le modalità a regime possano trovare attuazione quanto prima (indicativamente tra la seconda metà del 2021 e l'inizio del 2022).

- 2.55 Ai fini della rimozione del *floor* nella presentazione delle offerte su MGP e MI di cui al paragrafo II.3, si ritiene opportuno procedere con dedicato provvedimento, affinché tale rimozione possa trovare attuazione dall'1 gennaio 2021, indipendentemente dalle altre innovazioni prospettate nel presente documento.
- 2.56 Ai fini del coordinamento delle piattaforme europee di bilanciamento con MSD di cui al paragrafo II.4, si ritiene opportuno procedere come fino ad ora effettuato, cioè tramite consultazioni da parte di Terna ogni qual volta si renda necessaria una modifica al Codice di rete per implementare decisioni europee, seguite dalle valutazioni da parte dell'Autorità funzionali alle finali approvazioni (eventualmente precedute da indirizzi dati dall'Autorità a Terna qualora alcune decisioni possano essere assunte a livello nazionale).

PARTE TERZA

EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO

III.1 Introduzione

- 3.1 La Parte Terza del presente documento per la consultazione riporta gli orientamenti dell’Autorità per la revisione della regolazione del dispacciamento affinché sia idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l’equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica, in vista del raggiungimento degli obiettivi al 2030: infatti, da un lato può rendersi necessaria la revisione dei servizi ancillari attualmente esistenti e delle relative modalità di approvvigionamento nonché la definizione di nuovi servizi ancillari, dall’altro occorre definire le modalità con cui le fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita e la domanda possano fornire le risorse necessarie, anche aggregate.
- 3.2 La revisione della disciplina del dispacciamento deve ispirarsi ai principi cardine di neutralità, imparzialità ed efficienza già evidenziati dall’articolo 3 del decreto legislativo 79/99 e deve tenere conto dell’evoluzione della normativa comunitaria già richiamata nella Parte Prima.
- 3.3 Più in dettaglio, la Parte Terza del presente documento per la consultazione, anche riprendendo alcune tematiche già discusse nei precedenti documenti per la consultazione 508/2012/R/eel, 557/2013/R/eel e 798/2016/R/eel, presenta:
- al paragrafo III.2, gli orientamenti dell’Autorità finalizzati a razionalizzare i criteri sulla base dei quali Terna sarà chiamata a:
 - i) rivedere la definizione dei servizi ancillari necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari) e i requisiti minimi prestazionali da rispettare per poterli fornire;
 - ii) definire in modo trasparente i relativi fabbisogni;
 - iii) garantire la massima partecipazione all’erogazione dei servizi ancillari da parte di tutte le unità (di produzione o di consumo) potenzialmente idonee (ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita in generale e le unità di consumo), anche in modo aggregato, nel rispetto della neutralità tecnologica;
 - iv) rivedere le modalità con cui vengono approvvigionate e remunerate le risorse per i servizi ancillari nella maniera più efficiente tenuto conto dei vincoli temporali e logistici che caratterizzano il funzionamento del sistema elettrico;
 - al paragrafo III.3, ulteriori possibili elementi finalizzati a migliorare, in termini di efficienza, efficacia e trasparenza, la funzionalità del MSD, quali l’eventuale introduzione del *system marginal price* (a sostituzione dell’attuale *pay as bid*) per la formazione dei prezzi su MSD, nonché la presentazione di valutazioni che potrebbero essere utili per aggiornare i criteri sulla base dei quali Terna sarà chiamata a rivedere i modelli attualmente utilizzati ai fini dell’ottimizzazione del dispacciamento affinché siano il più possibile adatti a rappresentare una situazione in cui le risorse di flessibilità saranno sempre più messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o di produzione diverse aggregate in unità virtuali;
 - al paragrafo III.4, gli orientamenti dell’Autorità in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell’energia in tempo reale (anche ricorrendo, con la dovuta gradualità, ai prezzi nodali), evitando che eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi di sbilanciamento determinino esiti inefficienti del mercato con

- conseguenti possibili ricadute negative anche sulla sicurezza del sistema elettrico e sui costi sostenuti per garantirla;
- al paragrafo III.5, i primi orientamenti dell’Autorità in merito all’evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui gli impianti di generazione distribuita non sono più trascurabili, richiedendo una gestione sempre più attiva delle reti di distribuzione.

III.2 Criteri generali in merito alla definizione dei servizi ancillari e all’approvvigionamento e alla remunerazione dei medesimi servizi

III.2.1 La regolazione attuale

3.4 Allo stato attuale, i servizi ancillari nonché le modalità di approvvigionamento e di remunerazione delle risorse necessarie sono presentati, in modo sintetico e non esaustivo, nella Tabella III.A (essa esclude i progetti pilota derivanti dalla deliberazione 300/2017/R/eel).

Classe di servizi	Servizi ancillari	Risorse abilitate	Modalità di approvvigionamento	Remunerazione
Regolazione di Frequenza	Riserva Primaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	Obbligatorio	Facoltativa, vds. deliberazione 231/2013/R/eel
	Riserva Secondaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid</i> , Prodotto RS €/MWh
	Riserva Terziaria pronta, rotante, di sostituzione	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid</i> , Prodotto NRS €/MWh
	Bilanciamento	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid</i> , Prodotto NRS €/MWh
Rispetto limiti operativi sugli elementi di rete	Risoluzione congestioni fase di programmazione	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid</i> , Prodotto NRS €/MWh
Regolazione della Tensione	Regolazione primaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	Obbligatorio	Nessuna
	Regolazione secondaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	Obbligatorio	Nessuna
Ulteriori servizi per la sicurezza del sistema elettrico	Interrompibilità del carico	UC	Aste dedicate	<i>System marginal price</i> €/MW/anno + <i>Pay-as-bid</i> €/MW per interruzione e per potenza distaccata
Emergenza	Rifiuto del carico	UP termoelettriche, P > 100 MW	Obbligatorio	Nessuna
Ripristino	Ri-alimentazione del sistema elettrico	UP rilevanti obbligatoriamente abilitate per black start	Obbligatorio	Nessuna

Tabella III.A

Allo stato attuale, nei casi in cui le risorse per l'erogazione dei servizi ancillari vengono approvvigionate tramite MSD, non vengono identificati prodotti separati per ogni servizio: i prodotti oggetto di negoziazione sono RS (riserva secondaria) e NRS (gli altri, diversi dalla riserva secondaria) e vengono utilizzati per tutti i servizi che prevedono l'approvvigionamento attraverso MSD.

3.5 I requisiti minimi prestazionali per l'abilitazione ai servizi ancillari, per i quali è prevista una remunerazione, sono riassunti nella Tabella III.B.

Tipologia di servizio	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete
Riserva Primaria	<ul style="list-style-type: none"> • banda pari a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente (10% in Sardegna e in Sicilia, quando è programmato il fuori servizio dell'interconnessione con il Continente) • almeno metà della banda da attivare entro 15 secondi, tutta la banda entro 30 secondi • erogabile per almeno 15 minuti
Riserva Secondaria	<ul style="list-style-type: none"> • banda almeno pari a il maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termidroelettriche, $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche • da attivare entro 200 secondi • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Pronta	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 10 MW • gradiente almeno pari a 50 MW/min • tempo di cambio assetto inferiore a 60 minuti • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Rotante	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 10 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 10 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile senza limitazione di durata
Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 3 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 4 ore
Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 10 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 4 ore
Interrompibilità	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 1 MW • interrompibilità istantanea: distacco del carico entro 200 ms • interrompibilità di emergenza: distacco del carico entro 5 s

Tabella III.B

3.6 Nel quadro regolatorio italiano, sono stati avviati progetti pilota, ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento fermo restando il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo).

3.7 I progetti pilota già avviati riguardano:

- 1) la partecipazione volontaria al MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle Unità Virtuali Abilitate come di seguito evidenziato (di seguito: UPR). Esse partecipano al MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento, ovvero il BSP - *Balance Service Provider* (denominazione che nella regolazione europea indica appunto il soggetto responsabile della fornitura dei servizi di bilanciamento al TSO), coincide con il BRP - *Balance Responsible Party*. Gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate. Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la deliberazione 383/2018/R/eel ed è vigente dall'1 settembre 2018;
- 2) la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione (ivi inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda, su base aggregata, costituendo le Unità Virtuali Abilitate (di seguito: UVA). Al riguardo, i perimetri di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete (nodale) utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse in ciascuna UVA non possa comportare violazioni di vincoli di rete. Le UVA già oggetto di progetti pilota si dividono in:
 - unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo anche inserite in contratti di dispacciamento diversi;
 - unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo (i quali sono equiparati alle unità di produzione, come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel), anche inserite in contratti di dispacciamento diversi;
 - unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate alternativamente: i) dalla presenza di unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici quando prestano servizi alla rete - *vehicle to grid*), di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo; ii) dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con unità di consumo e aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA. Le UVAM hanno sostituito e inglobato le UVAC e le UVAP.

Le UVAM attualmente presentano un perimetro definito da Terna su base provinciale o regionale e la medesima UVA può contenere unità di produzione e/o di consumo rientranti nel contratto di diversi BRP. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento per le UVA è il BSP che può essere distinto dal BRP. Le movimentazioni delle UVAM a seguito di un ordine di dispacciamento vengono effettuate rispetto a una *baseline* definita dal BSP e corretta da Terna tenendo conto delle misure reali dell'aggregato negli otto quarti d'ora precedenti. Il BSP è responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto alla *baseline* corretta (su cui viene valutato, appunto, il servizio effettivamente prestato), mentre il BRP è responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo definito su base zonale (ad eccezione delle unità di produzione rilevanti eventualmente presenti, ove consentito, per le quali il programma di immissione è riferito all'unità di produzione stessa) come se le UVAM non esistessero (è il programma riferito al punto di dispacciamento come definito, in generale, nella regolazione attualmente vigente): l'esigenza di non modificare, ai fini dei progetti pilota, la regolazione generale vigente ha comportato la necessità di

introdurre una *baseline*, indipendente dai programmi di immissione/prelievo, ai fini della partecipazione a MSD. Gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la deliberazione 422/2018/R/eel ed è vigente dall'1 novembre 2018.

- 3.8 Le UPR e le UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento.
- 3.9 I servizi resi dalle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e dalle UVAM su base giornaliera sono remunerati tramite i medesimi corrispettivi riconosciuti alle unità abilitate per la partecipazione a MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.
- 3.10 Per le UVAM, limitatamente al periodo oggetto di sperimentazione (2019 e 2020), è prevista la possibilità di fornitura a termine delle risorse (in tutte le zone e per periodi annuali o mensili, non più limitati alle stagioni estive e invernali, come invece avveniva in precedenza per le UVAC). In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono due corrispettivi:
- i) un corrispettivo fisso definito in esito ad un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore consecutive di disponibilità) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore consecutive di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità;
 - ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nel MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh e il vincolo di restituire eventuali ricavi corrispondenti a prezzi eccedenti tale valore) riconosciuto in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.
- 3.11 I progetti pilota sopra descritti hanno consentito l'accesso a MSD a unità di produzione e/o di consumo che in precedenza non avevano i requisiti necessari e hanno consentito di sperimentare l'aggregazione ai fini della prestazione dei servizi ancillari. I primi risultati ottenuti sono descritti nel capitolo 2, paragrafo 2.2, della Relazione 291/2019/I/efr e sono riportati, per comodità di lettura, nell'Appendice 1. I progetti pilota si sono rivelati sicuramente utili, indipendentemente dalla bassa incidenza delle offerte accettate rispetto a quelle presentate, in quanto hanno consentito di sperimentare la modalità e le *performance* di erogazione dei servizi ancillari in modo aggregato, nonché l'operatività di BSP aggregatori e le modalità relative alla loro interlocuzione con Terna e con i singoli clienti finali e produttori facenti parte dell'aggregato. Benché i progetti pilota non siano ancora terminati, i risultati finora ottenuti consentono di disporre di primi elementi utili a definire le modalità con cui i medesimi progetti possano confluire nella regolazione di regime, come verrà meglio evidenziato nel paragrafo III.2.2.
- 3.12 Tra i progetti pilota già oggetto di consultazione da parte di Terna rientra anche quello relativo alle cosiddette UCMC: esse sono UVA, caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo aventi il medesimo BRP, che rilevano ai fini della partecipazione della domanda al *capacity market*. Tale progetto pilota è già stato sottoposto all'Autorità per la prossima approvazione.
- 3.13 Infine, la deliberazione 300/2017/R/eel ha previsto la definizione di ulteriori progetti pilota finalizzati a sperimentare l'approvvigionamento di risorse per nuovi servizi oppure nuove modalità di remunerazione nei casi in cui non è attualmente prevista una remunerazione esplicita. Al riguardo, con la deliberazione 402/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota volto a sperimentare la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per

il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti; inoltre, l’Autorità ha richiesto a Terna di predisporre due ulteriori progetti pilota volti a valutare la possibilità di ampliare le risorse in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione. Tali progetti pilota riguardano:

- la possibilità e le modalità con cui gli impianti per i quali non trova applicazione il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 (Regolamento *RfG - Requirements for Generators*)⁵⁰, selezionati tramite procedure concorsuali, si rendano disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico, secondo l’effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica;
- la possibilità e le modalità per l’ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, secondo l’effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica.

III.2.2 L’evoluzione della regolazione in merito ai servizi ancillari

Alcune definizioni preliminari

3.14 Nel seguito vengono riportate alcune definizioni preliminari utili per la costruzione della regolazione a regime:

- **attività di dispacciamento** è l’approvvigionamento e la conseguente fornitura di servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché la regolazione delle partite economiche derivanti dall’esecuzione dei contratti e dagli sbilanciamenti effettivi;
- **servizio di dispacciamento** è il servizio avente a oggetto l’attività di dispacciamento. Esso è erogato da Terna sulla base di⁵¹:
 - a) un contratto siglato con il *Balance Responsible Party* (o BRP) ai fini dell’esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo, della regolazione dei corrispettivi di dispacciamento e della regolazione delle partite fisiche ed economiche afferenti agli sbilanciamenti effettivi;
 - b) un contratto siglato con il *Balance Service Provider* (BSP) ai fini della regolazione delle partite fisiche ed economiche afferenti all’approvvigionamento dei servizi ancillari, limitatamente alle unità abilitate a erogare tali servizi;
- **servizi ancillari** sono i servizi necessari a garantire la sicurezza dell’intero sistema elettrico. Essi possono essere, in linea di principio, classificati in servizi ancillari globali (o servizi globali) qualora necessari per l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale e in servizi ancillari locali (o servizi locali) qualora necessari per l’esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione (o porzioni di esse).

3.15 Nel seguito verranno riportate le restanti definizioni che assumono rilievo ai fini del dispacciamento e oggetto di innovazione.

⁵⁰ Sono gli impianti di produzione “esistenti” ai sensi del medesimo Regolamento, cioè:

- gli impianti di generazione connessi alla rete alla data di entrata in vigore del Regolamento stesso (17 maggio 2016); oppure
- il titolare dell’impianto di generazione ha concluso un contratto finale e vincolante per l’acquisto dei macchinari di generazione principali entro due anni (17 maggio 2018) dall’entrata in vigore del Regolamento. Il titolare dell’impianto di generazione è tenuto a comunicare la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro 30 mesi dall’entrata in vigore del Regolamento (17 novembre 2018).

Per maggiori approfondimenti, si rimanda al Comunicato dell’Autorità del 13 febbraio 2019, <https://www.arera.it/it/comunicati/19/190213.htm>.

⁵¹ Si rimanda al punto 2.16 per le definizioni di BRP e di BSP.

Razionalizzazione dei servizi ancillari globali

3.16 La regolazione in merito ai servizi ancillari globali (nel seguito, per brevità, chiamati servizi ancillari) deve rispettare i principi di imparzialità, neutralità tecnologica ed efficienza, nonché deve tenere conto delle definizioni e dei vincoli introdotti a livello europeo dal Regolamento *Balancing*, dal Regolamento SO (in quest'ultimo caso, per quanto riguarda la regolazione di frequenza e l'approvvigionamento delle riserve) e dal Regolamento UE 2017/2196 in materia di *electricity emergency and restoration* (per quanto attiene ai servizi emergenziali). A tal fine, nell'identificare i criteri a cui Terna dovrà attenersi per le attività di propria competenza, si ritiene opportuno precisare che:

- a) i servizi ancillari debbano essere definiti in modo coerente rispetto alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico e ciascun servizio non debba rappresentare l'aggregazione di servizi potenzialmente separabili e comunque non strettamente complementari. A titolo esemplificativo, si ritiene che i servizi di riserva a salire e a scendere debbano essere definiti separatamente, estendendo quanto già previsto nell'ambito dei progetti pilota;
- b) per ogni servizio ancillare occorra individuare il perimetro all'interno del quale il dato servizio può essere erogato indistintamente da unità di produzione e/o di consumo (singole o aggregate) senza compromettere la sicurezza del sistema elettrico (di seguito: **perimetro di riferimento** per l'erogazione di un servizio ancillare). A titolo d'esempio, il perimetro di riferimento potrebbe ragionevolmente essere il nodo sulla rete rilevante⁵² nel caso del servizio di risoluzione delle congestioni o di bilanciamento, potrebbe essere la zona di mercato o un insieme di zone di mercato (quale l'intera area continentale) nel caso del servizio di riserva primaria o secondaria. Il perimetro di riferimento qui definito non coincide necessariamente con il perimetro che rileva ai fini della definizione dei programmi di immissione e di prelievo e ai fini della regolazione degli sbilanciamenti effettivi;
- c) conseguentemente, per ogni servizio ancillare occorra individuare separatamente i fabbisogni necessari per ogni perimetro di riferimento; a tal fine, si ritiene opportuno che Terna pubblichi gli algoritmi tramite cui vengono determinati tali fabbisogni. Tale richiesta è già stata inoltrata a Terna nell'ambito degli emendamenti richiesti alle metodologie incluse nel *Load Frequency Block Operational Agreement* predisposto da Terna ai sensi dell'articolo 119 del Regolamento SO⁵³;
- d) i requisiti minimi prestazionali per l'abilitazione a ciascun servizio ancillare debbano essere fissati in maniera tale da massimizzare il numero di unità idonee a erogare il servizio in modo da promuovere la concorrenza nel suo approvvigionamento; a tal fine, tali requisiti minimi devono essere individuati in modo tale da assicurare la neutralità (per tecnologia, taglia etc.), anche prendendo spunto dalle sperimentazioni in corso ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel. A titolo esemplificativo:
 - i requisiti minimi non devono essere differenziati per tecnologia;
 - il requisito di gradiente, laddove necessario, non dovrebbe essere formulato in termini assoluti (MW/min), ma in termini relativi (%Potenza/min), come peraltro già indicato nella deliberazione 224/2018/R/eel;
- e) il rispetto dei requisiti minimi prestazionali individuati da Terna debba essere verificabile mediante meccanismi di rilevazione definiti nelle regole di dispacciamento che possono anche prevedere sistemi di misurazione convenzionali e/o verifiche a campione.

⁵² La rete rilevante è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione.

⁵³ Cfr deliberazione 21 maggio 2019, 198/2019/R/eel.

Individuazione delle unità non abilitate e abilitate a erogare i servizi ancillari

- 3.17 Si ritiene che la regolazione debba superare l'attuale distinzione tra unità rilevanti⁵⁴ e unità non rilevanti, sia ai fini della definizione dei punti di dispacciamento a cui è riferito il programma di immissione o di prelievo da parte del BRP sia ai fini dell'individuazione delle unità abilitate a erogare servizi ancillari (attività, quest'ultima, intestata ai BSP).
- 3.18 L'attuale distinzione tra unità rilevanti e unità non rilevanti non assume più importanza nemmeno in relazione all'osservabilità da parte di Terna. Al riguardo, il Regolamento SO, agli articoli da 40 a 53, definisce disposizioni concernenti lo scambio dei dati tra TSO e DSO e *Significant Grid User* (di seguito: SGU), ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. A livello nazionale, ciascun TSO, deve determinare, in coordinamento con i DSO e i SGU, l'applicabilità e la portata dello scambio di dati, distinguendo tra dati strutturali, dati di programmazione e previsione e dati in tempo reale (Articolo 40(5) del Regolamento SO), nonché deve concordare con i DSO le modalità procedurali di tale scambio definendo processi efficaci, efficienti e proporzionati per effettuare e gestire gli scambi di dati tra di loro, ivi inclusa, laddove necessario per gestire in modo efficiente la rete, la comunicazione dei dati relativi ai sistemi di distribuzione e ai SGU (Articolo 40(7) del Regolamento SO) e deve procedere con l'implementazione effettiva dello scambio dati. Il relativo procedimento è stato avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel ed è tuttora in corso.
- 3.19 Si ritiene altresì opportuno rivedere le definizioni attualmente esistenti di unità abilitate e non abilitate, nonché le corrispondenti definizioni dei punti di dispacciamento, affinché siano adatte a rappresentare la situazione attuale e prospettica, nonché al fine di evitare che i medesimi nomi siano utilizzati per indicare realtà diverse nei vari ambiti della regolazione.
- 3.20 Prima di riportare le sopra richiamate nuove definizioni, è utile richiamare le definizioni di base già previste dalla regolazione vigente⁵⁵ e, in particolare, le seguenti:
- a) **unità di consumo** è l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete elettrica, 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 casi definiti dal TISSPC (Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel) e dal TISDC (Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel). Ogni unità di consumo è connessa a una rete elettrica tramite un punto di connessione⁵⁶ che assume la connotazione di **punto di prelievo** (identificato dal codice POD – *point of delivery* – e a cui sono associati i prelievi di energia elettrica destinata all'alimentazione dell'unità di consumo medesima). Il soggetto che gestisce l'unità di consumo è il **cliente finale elettrico**: quest'ultimo è anche titolare del punto di connessione;
 - b) **unità di produzione** è l'insieme di uno o più gruppi di generazione alimentati dalla medesima fonte, connessi a una rete elettrica e gestiti da un unico soggetto a cui è imputabile l'immissione complessiva di energia elettrica, purché tale insieme sia in grado di funzionare in modo indipendente. Essa coincide con l'impianto di produzione (come definito dal TISSPC e dal TISDC) o con una o più delle sue sezioni. Rientrano tra le unità

⁵⁴ Attualmente, le unità rilevanti sono quelle aventi potenza uguale o superiore a 10 MVA.

⁵⁵ Allo stato attuale si ritiene che tali definizioni non dovranno necessariamente essere riviste a seguito del recepimento del *Clean Energy Package*. Anche le nuove figure dell'autoconsumatore collettivo da fonti rinnovabili o le comunità energetiche possono infatti essere identificate a partire dalle definizioni di base qui richiamate.

⁵⁶ Si ricorda che, ai sensi della regolazione generale vigente, il punto di connessione può essere un punto di immissione, un punto di prelievo o entrambi. Solo ai fini della regolazione della misura elettrica, il punto di connessione viene convenzionalmente classificato come punto di immissione o come punto di prelievo in quanto l'apparecchiatura di misura, essendo in grado di rilevare sia l'energia elettrica immessa sia quella prelevata, non è separabile.

di produzione anche i sistemi di accumulo⁵⁷. Ogni unità di produzione è connessa a una rete elettrica tramite un punto di connessione che assume la connotazione di **punto di immissione**: ad esso sono associate sia le immissioni vere e proprie sia i prelievi di energia elettrica destinata all'alimentazione degli eventuali sistemi di accumulo che non condividono il proprio punto di connessione con unità di consumo gestite da clienti finali (e nel caso di tutti i sistemi di accumulo connessi in alta e altissima tensione)⁵⁸. Il soggetto che gestisce l'unità di produzione (ivi inclusi i sopra richiamati prelievi di energia elettrica) è il **produttore**: quest'ultimo è anche titolare del punto di connessione ad eccezione dei casi in cui l'unità di produzione è connessa alla rete elettrica tramite il punto di connessione nella titolarità di un cliente finale.

Non rilevano, per le finalità di cui al presente documento, le numerose definizioni relative ai sistemi semplici di produzione e consumo, per le quali si rimanda al TISSPC.

3.21 A partire dalle definizioni di cui al precedente paragrafo, si ritiene opportuno innanzitutto identificare le:

- c) **unità virtuali non abilitate (UVNA)** o, più semplicemente, **unità non abilitate**⁵⁹, definite come l'insieme di unità di consumo o unità di produzione non abilitate a erogare servizi ancillari, i cui gestori (clienti finali o produttori) hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e i cui punti di connessione sono localizzati nella stessa zona di mercato. Le UVNA possono essere costituite, in alternativa, da:
- i. unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (eventualmente ripartibili tra unità programmabili e unità non programmabili distinte per fonte ai fini dell'applicazione della deliberazione 522/2014/R/eel per la regolazione degli sbilanciamenti effettivi);
 - ii. unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento⁶⁰;
 - iii. unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale;
 - iv. unità di produzione diverse da quelle di cui ai punti i., ii. e iii.;
 - v. unità di consumo.

Si ritiene opportuno mantenere separate le unità di produzione da i. a iv. al fine di continuare a dare applicazione alla priorità di dispacciamento (intesa come priorità a parità di prezzo d'offerta), nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo 79/99, senza più

⁵⁷ Come già previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel, i sistemi di accumulo possono essere unità di produzione a sé stanti oppure gruppi di generazione nell'ambito di una più ampia unità di produzione.

⁵⁸ Oltre a quanto qui riportato e già previsto dalla regolazione vigente, potrebbe essere opportuno associare al punto di immissione l'energia elettrica prelevata per alimentare i servizi ausiliari di generazione nonché l'energia elettrica prelevata per alimentare ai sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione, anche nei casi in cui il punto di connessione è condiviso con unità di consumo (il che richiederebbe l'installazione di opportune apparecchiature di misura e la definizione di opportuni algoritmi). Questa tematica, qui solo accennata, sarà oggetto di successivo approfondimento in un separato documento per la consultazione, anche per le finalità già evidenziate nella parte motiva della deliberazione 422/2018/R/eel (applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema al prelievo di energia elettrica destinata all'alimentazione dei sistemi di accumulo nel caso in cui, per ogni punto di connessione, i prelievi di energia elettrica siano destinati anche ad alimentare unità di consumo).

⁵⁹ Le unità non abilitate possono anche essere costituite da una sola unità di consumo o da una sola unità di produzione. Tuttavia, vengono qui denominate unità virtuali non abilitate perché sono tipicamente aggregati di unità di produzione o di consumo.

⁶⁰ Con il termine "unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento" ai fini del riconoscimento della priorità di dispacciamento, si intende un'unità di produzione che rispetta, anche parzialmente, le condizioni di cui al decreto legislativo 20/07 e al decreto ministeriale 4 agosto 2011. Tale precisazione si rende necessaria a seguito delle sentenze del TAR Lombardia, sezione III, che hanno annullato la deliberazione ARG/elt 181/11 nella parte in cui prevede che le "unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento" ai fini del riconoscimento della priorità di dispacciamento sono unità di cogenerazione per le quali la grandezza E_{CHP} (cioè l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento ai sensi della normativa vigente) risulti superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica della medesima unità di produzione.

mantenere separate le ulteriori tipologie impiantistiche attualmente definite dalla deliberazione 111/06. Si ritiene altresì opportuno dare al BRP la facoltà di rinunciare alla priorità di dispacciamento: in tal caso è possibile aggregare nella medesima unità virtuale tutte le tipologie delle unità di produzione.

Il **perimetro di aggregazione delle UVNA** è la zona di mercato, senza separazione tra unità rilevanti e non rilevanti (come detto, questa distinzione non sembra aver più motivo di sussistere), né tra unità programmabili e non programmabili (fatte salve diverse scelte operate dal BRP).

A ogni UVNA corrisponde un **punto di dispacciamento**, che pertanto è: i) il punto di prelievo o l'insieme dei punti di prelievo relativi a unità di consumo che appartengono alla medesima unità non abilitata o ii) il punto di immissione o l'insieme dei punti di immissione relativi a unità di produzione che appartengono alla medesima unità non abilitata⁶¹.

I programmi di immissione e di prelievo vengono definiti dal BRP per ogni punto di dispacciamento, secondo le modalità e le tempistiche già esposte nella Parte Seconda del presente documento. Anche gli sbilanciamenti effettivi, nella responsabilità dei BRP, sono riferiti a ciascun punto di dispacciamento;

- d) **unità abilitate (UA)** a erogare uno o più servizi ancillari. L'unità abilitata può essere costituita da:
1. una sola unità di produzione o di consumo connessa alla rete rilevante, abilitata a erogare almeno un servizio per il quale il perimetro di riferimento è nodale, il cui gestore (produttore o cliente finale) opera come BRP e BSP oppure ha dato mandato a un BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e a un BSP (anche diverso dal BRP) per la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari;
 2. un insieme di una o più unità di consumo e/o unità di produzione i cui punti di connessione sono localizzati nello stesso "perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione" e i cui gestori (produttori o clienti finale) hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e al medesimo BSP (anche diverso dal BRP) per la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari. In questo caso, l'unità abilitata è un'**unità virtuale abilitata (UVA)**. Il **perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione delle UVA** è il minimo tra la zona di mercato e il più piccolo perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui viene richiesta l'abilitazione. A titolo d'esempio, se l'UVA viene abilitata solo per la fornitura di riserva secondaria (nell'ipotesi che tale servizio abbia un perimetro di riferimento nazionale escludendo le isole maggiori), il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione è la zona di mercato; se invece l'UVA viene abilitata anche per la risoluzione delle congestioni e/o per il bilanciamento (nell'ipotesi che tali servizi abbiano un perimetro di riferimento nodale), il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione è il nodo sulla rete rilevante.

Ogni unità di consumo e ogni unità di produzione può essere inclusa in una sola UA.

A ogni UA diversa dalle UVA corrisponde un **punto di dispacciamento** che coincide con il punto di immissione⁶¹ o di prelievo della medesima unità.

A ogni UVA corrispondono, in generale, **due punti di dispacciamento** (uno relativo alle unità di consumo e uno alle unità di produzione): il primo è il punto di prelievo o l'insieme

⁶¹ Si ricorda che a tali punti di immissione è anche associata l'energia elettrica prelevata per alimentare i sistemi di accumulo che non condividono il punto di connessione con unità di consumo (ed eventualmente, in futuro, anche per prelevare l'energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari di generazione e tutti i sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione, si veda la nota 58): tale energia prelevata, ai fini del dispacciamento, viene trattata come energia immessa negativa.

dei punti di prelievo relativi a unità di consumo che appartengono alla medesima unità abilitata; il secondo è il punto di immissione⁶¹ o l'insieme dei punti di immissione relativi a unità di produzione che appartengono alla medesima unità abilitata. I programmi di immissione e di prelievo vengono definiti dal BRP per ogni punto di dispacciamento e possono essere modificati secondo le modalità e le tempistiche già esposte nella Parte Seconda del presente documento. In alternativa, si potrebbe valutare la possibilità che, per ogni UVA, il BRP presenti un unico programma P che viene modificato sulla base delle modalità descritte nella Parte Seconda del presente documento fino al programma vincolante modificato e corretto (PVMC): solo dopo il tempo reale, l'unico programma viene suddiviso in due (uno di prelievo e uno di immissione) ai fini della riconciliazione tra la posizione commerciale e la somma delle posizioni fisiche afferenti al medesimo operatore di mercato.

Gli sbilanciamenti effettivi, nella responsabilità dei BRP, sono riferiti (come i programmi) a ciascun punto di dispacciamento.

Al fine di consentire la massima aggregazione possibile, si ritiene opportuno prevedere la possibilità che un BSP, qualora ricopra tale ruolo per una pluralità di UA/UVA aventi il medesimo perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione, presenti offerte per l'erogazione dei servizi ancillari "congiunte" per l'insieme delle UA/UVA che rappresenta (tale insieme è una sorta di aggregato di nuove UA/UVA che richiama parzialmente le attuali UVAM), valutando successivamente quali UA/UVA utilizzare per l'esecuzione degli ordini di dispacciamento derivanti dalle offerte accettate. Ciò significa che i programmi dei BRP, riferiti alle singole UA/UVA, verrebbero modificati in funzione delle scelte operate dal BSP e da questi comunicate a Terna, in modo sostanzialmente coerente con quanto già attualmente effettuato nell'ambito dei progetti pilota. L'insieme delle UA/UVA aventi lo stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione e lo stesso BSP rappresenta la nuova **UVAM** (cioè un insieme misto di unità abilitate) gestita, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari, dal BSP.

Quanto sopra ipotizzato potrebbe presupporre che la riconciliazione tra la posizione commerciale e la somma delle posizioni fisiche afferenti al medesimo operatore di mercato (vds. il paragrafo II.2.3) non sia effettuata dopo l'ora H-1 ma dopo il tempo reale, al netto di tutte le offerte accettate da Terna e già remunerate su MSD.

Infine, si rileva che le cosiddette UCMC (che, si ricorda, sono aggregati di unità di consumo aventi il medesimo BRP che rilevano ai fini della partecipazione della domanda al *capacity market*, vds. punto 3.12) nel nuovo quadro regolatorio qui prospettato possono essere classificate tra le nuove UVA, fermo restando il fatto che continueranno a essere costituite solo da unità di consumo (pertanto, ad esse corrisponderà un solo punto di dispacciamento).

Ciò rappresenta una sostanziale continuità rispetto alla situazione odierna per quanto riguarda le attuali unità di produzione rilevanti obbligatoriamente abilitate a partecipare a MSD, salvo il fatto che il medesimo impianto di produzione connesso alla rete rilevante tramite un unico punto di connessione potrebbe non essere più separato in unità distinte ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari.

Quanto detto rappresenta invece una importante evoluzione negli altri casi attualmente rientranti nel progetto pilota UVAM, da almeno due punti di vista:

1. il perimetro delle nuove UVA non è più correlato, come nei progetti pilota, alle province o alle regioni, ma deve essere aderente alle reali caratteristiche della rete elettrica (delle quali oggi le province e le regioni sono una rappresentazione semplificata). Ciò in piena continuità con quanto già indicato nella deliberazione 300/2017/R/eel, secondo cui i perimetri di aggregazione delle UVA devono essere definiti da Terna "*in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la*

selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete”;

2. il perimetro delle nuove UVA rileverebbe sia ai fini della definizione dei programmi di immissione e/o di prelievo (e, conseguentemente, anche degli sbilanciamenti effettivi) sia ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per cui ogni unità viene abilitata. Il BSP e il BRP possono continuare a essere soggetti diversi, con ruoli diversi, ma essi opererebbero in modo differente rispetto agli attuali progetti pilota, in quanto il BRP non continuerebbe più a presentare programmi complessivi per zona di mercato (indipendenti dalle UVA, come se quest'ultime non esistessero), ma presenterebbe programmi relativi ai punti di dispacciamento specifici per le UVA; il BSP non presenterebbe più una *baseline* non correlata ai programmi dei BRP ma si limiterebbe a presentare offerte per l'erogazione dei servizi ancillari e a valutare le soluzioni più efficaci per l'attuazione delle offerte accettate, agendo (ove consentito) sull'insieme delle UA/UVA, denominato UVAM, su cui opera. Si ritiene che ciò consenta di superare le complessità riscontrate nei progetti pilota derivanti dalla presenza di una *baseline* non correlata ai programmi che rilevano per la regolazione degli sbilanciamenti e che contribuisca a ridurre le difficoltà associate all'interlocuzione tra il BSP e i BRP. Si ritiene che tale evoluzione sia necessaria affinché le UVA possano essere pienamente integrate nel MSD senza continuare a essere gestite in deroga rispetto alla normale regolazione. Peraltro, l'unificazione tra programmi e *baseline* consente anche di semplificare il *settlement* del servizio di dispacciamento superando le penalità attualmente insite nei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (penalità che sono state introdotte proprio perché alla *baseline* non sono correlati i corrispettivi di sbilanciamento).

Le attuali UPR (cioè le unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate per le quali è in corso un apposito progetto pilota), verrebbero trasformate in UA nel caso in cui siano connesse alla rete rilevante ed erogino almeno un servizio il cui perimetro di riferimento è nodale; altrimenti potrebbero diventare parte integrante di una UVA. Rimane ferma la possibilità, se ne ricorrono i presupposti sopra indicati, che le attuali UPR (soprattutto nel caso in cui diventino parte di una UVA) possano essere integrate in una UVAM.

- 3.22 Inoltre, almeno in una fase pluriennale di prima applicazione, si potrebbe prevedere che le unità di produzione attualmente obbligate a partecipare a MSD continuino a mantenere tale obbligo, mentre per le altre il BSP possa esercitare una scelta (sia in termini di partecipazione, sia in termini di identificazione dei servizi per i quali richiedere l'abilitazione).
- 3.23 Non si ritiene nemmeno necessario continuare a prevedere, nella regolazione a regime, che l'assenso, rilasciato dal BRP al BSP in forma esplicita ovvero implicita per silenzio assenso decorsi dieci giorni dalla richiesta, sia condizione necessaria per l'abilitazione delle UVA a MSD (come previsto nell'ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, al fine di garantire l'interlocuzione tra il BSP e BRP nella fase sperimentale iniziale): peraltro ciò è in linea con quanto disposto dalla nuova Direttiva elettrica, secondo cui, all'articolo 13, comma 2, "*Member States shall ensure that, where a final customer wishes to conclude an aggregation contract, the final customer is entitled to do so without the consent of the final customer's electricity undertakings*" e, all'articolo 17, comma 3, "*Member States shall ensure that their relevant regulatory framework contains at least the following elements: (a) the right for each market participant engaged in aggregation, including independent aggregators, to enter electricity markets without the consent of other market participants [...]*". La rimozione di tale assenso deve essere accompagnata dalla previsione che il BSP si impegni a coprire gli eventuali maggiori costi imputabili alla partecipazione dell'UVA a MSD (ad esempio eventuali maggiori oneri di sbilanciamento derivanti dal fatto che il BSP non ha pienamente rispettato

l'ordine di dispacciamento): anche tale ipotesi è coerente con quanto disposto dalla nuova Direttiva elettrica, secondo cui, all'articolo 17, comma 4, "*Member States may require electricity undertakings or participating final customers to pay financial compensation to other market participants or to the market participants' balance responsible parties, if those market participants or balance responsible parties are directly affected by demand response activation*". La rimozione dell'obbligo di assenso, implicito o esplicito, potrebbe già essere anticipata nell'ambito dei progetti pilota attualmente in corso, fermo restando l'impegno, da parte del BSP, di coprire gli eventuali maggiori costi imputabili alla partecipazione dell'UVA a MSD.

- 3.24 Una volta abilitate, le unità saranno sottoposte alla regolazione vigente che prevede, tra le altre cose, l'obbligo di rendere disponibile nel MSD tutta la potenza fruibile per cui è stata ottenuta l'abilitazione, l'applicazione dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e l'applicazione dei prezzi di sbilanciamento previsti per le unità abilitate (come eventualmente modificati in esito alla presente riforma). Si potrebbe altresì prevedere, in deroga a quanto qui affermato, che alle unità non obbligatoriamente abilitate continuino ad applicarsi i prezzi di sbilanciamento di tipo *single pricing* anziché quelli di tipo *dual pricing* finché questi ultimi continueranno a essere presenti (si rimanda al capitolo III.4 per le considerazioni relative all'evoluzione della regolazione degli sbilanciamenti).
- 3.25 In relazione alle UVA, si potrebbe prevedere che, soprattutto in un primo periodo di applicazione, Terna, ai fini della selezione di offerte per l'erogazione dei servizi ancillari e della verifica del rispetto dell'ordine, corregga il programma presentato dal BRP secondo le medesime modalità attualmente utilizzate nel progetto pilota UVAM per correggere la *baseline*, al fine di garantire che i programmi a partire dai quali vengono accettate offerte per l'erogazione dei servizi ancillari siano il più possibile eseguibili. Vale comunque quanto in generale affermato al punto 2.18 in merito ai programmi presentati dai BRP.

Modalità di approvvigionamento e di remunerazione dei servizi ancillari

- 3.26 Si ritiene necessario, per ogni servizio ancillare, individuare la modalità di approvvigionamento più opportuna nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica ed efficienza, tenendo conto delle sue specificità. Al riguardo, si ritiene in generale necessario utilizzare strumenti di mercato in tutti i casi in cui è possibile approvvigionare risorse in modo competitivo.
- 3.27 Più in dettaglio, per le UA e senza più prevedere condizioni differenti per le UVA, si ritiene opportuno prevedere che:
- 1) in relazione al servizio di riserva primaria, in alternativa:
 - le risorse siano approvvigionate da Terna tramite procedure concorsuali, anche nell'ambito di MSD, alle quali possano partecipare i BSP con le proprie unità abilitate. La remunerazione spettante potrebbe essere un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta (di tipo *pay as bid* ovvero *system marginal price* dato che l'oggetto della negoziazione è omogeneo) al ribasso rispetto a un valore massimo (ad esempio espresso in €/MW/settimana): il corrispettivo risultante rappresenterebbe il costo opportunità degli operatori dovuto al mancato utilizzo, per altre finalità, della capacità dedicata alla riserva primaria. Una siffatta ipotesi potrebbe superare quanto attualmente previsto dalla deliberazione 231/2013/R/eel. Le movimentazioni ai fini dell'erogazione della riserva primaria (derivanti da automatismi, limitate in entità e durata, sia a salire sia a scendere e spesso oggetto di reciproca "autocompensazione" all'interno del periodo rilevante) potrebbero non comportare una corrispondente modifica del programma di immissione o di prelievo ma essere regolate al prezzo di sbilanciamento, oltre naturalmente al corrispettivo espresso in €/MW/settimana. Una siffatta soluzione potrebbe consentire maggiore flessibilità nell'erogazione della

riserva primaria (nel senso che tale servizio non rilevarebbe ai fini della definizione del perimetro della UA e potrebbe essere erogato anche da aggregati diversi da quelli rilevanti per gli altri servizi) nonché maggiore semplicità nella regolazione delle partite economiche; tuttavia tale soluzione richiede che il BSP si impegni a coprire gli eventuali maggiori costi, imputabili agli sbilanciamenti, derivanti dall'erogazione della riserva primaria;

- le risorse siano obbligatoriamente messe a disposizione da parte di tutte le unità abilitate (incluse le UVA) che rispettano i requisiti tecnici necessari allo scopo. La remunerazione spettante potrebbe essere definita come attualmente previsto dalla deliberazione 231/2013/R/eel nel caso di unità connesse alla rete rilevante, ovvero su base amministrata (*a forfait*) nel caso delle altre unità abilitate.

La prima appare essere l'alternativa preferibile qualora vi sia competizione tra diverse unità abilitate a fornire il medesimo servizio; in caso contrario, la seconda è la soluzione più efficiente. In entrambi i casi, si rende necessaria una importante azione di controllo da parte di Terna, anche tramite verifiche a campione, dell'effettiva capacità di erogazione della riserva primaria, applicando penalità appositamente definite nel caso di esito negativo;

- 2) in relazione al servizio di riserva secondaria, si ritiene che le risorse siano fornite dai BSP con le proprie unità abilitate e approvvigionate da Terna tramite il MSD; tali risorse potrebbero essere remunerate sulla base di quanto già attualmente avviene. In alternativa, si potrebbe valutare la possibilità che le risorse siano approvvigionate da Terna tramite procedure concorsuali, anche nell'ambito di MSD, alle quali possano partecipare i BSP con le proprie unità abilitate: in tal caso, la remunerazione spettante potrebbe essere un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta come sopra prospettato nel caso della riserva primaria;
- 3) in relazione al servizio di riserva terziaria, si ritiene necessario prevedere che le risorse fornite dai BSP siano approvvigionate da Terna tramite MSD, confermando quanto già attualmente previsto;
- 4) in relazione alla regolazione di tensione, si ritiene che essa debba continuare ad essere approvvigionata da Terna per il tramite di imposizioni applicate a tutti gli impianti di produzione connessi alla rete rilevante già obbligati ai sensi dell'attuale Codice di rete e agli impianti di nuova realizzazione, ivi inclusi quelli alimentati dalle fonti rinnovabili che, ai sensi del Regolamento *RfG*, devono essere in grado di prestare tale servizio. L'eventuale estensione di tale obbligo agli altri impianti esistenti dovrà essere valutata sulla base degli esiti degli appositi progetti pilota già richiesti a Terna (vds. punto 3.13). Si ritiene, altresì, opportuno valutare l'introduzione di una remunerazione forfettaria in grado di coprire i costi, sostenuti dai produttori, correlati alle perdite derivanti dalla fornitura di potenza reattiva, anche sulla base di quanto avviene in altri Stati dell'Unione Europea (si rimanda all'Appendice 2 per approfondimenti)⁶²;
- 5) in relazione al bilanciamento, si ritiene che le risorse siano fornite dai BSP con le proprie unità abilitate e approvvigionate dalla medesima Terna tramite il MSD, confermando quanto già attualmente previsto (pertanto, come già disposto dalla deliberazione 422/2018/R/eel, terminata la fase sperimentale ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel – attualmente prevista fino al termine del 2020 ma estendibile fino all'avvio della nuova regolazione oggetto del presente documento –, le UVA non avrebbero più titolo a ricevere una remunerazione espressa in €/MW/anno correlata alla disponibilità di prestare il servizio di bilanciamento);

⁶² Benché non sia strettamente oggetto del presente documento, si ritiene opportuno valutare l'opportunità che Terna, qualora necessiti di risorse che siano in grado di regolare la tensione senza immissione di energia attiva (quali i compensatori sincroni), adotti una procedura analoga a quella già approvata dall'Autorità per l'area di Brindisi, di cui alla deliberazione 675/2018/R/eel, preceduta da una analisi costi – benefici che ne attesti la reale esigenza.

- 6) in relazione alla risoluzione delle congestioni, si ritiene che le risorse siano fornite dai BSP con le proprie unità abilitate e approvvigionate dalla medesima Terna tramite il MSD, confermando quanto già attualmente previsto;
- 7) in relazione ai servizi emergenziali (quali il rifiuto di carico o il *black start* o il teledistacco), si ritiene che essi debbano continuare a essere forniti obbligatoriamente a titolo gratuito⁶³ dalle unità di produzione idonee allo scopo, come già attualmente avviene. Al riguardo, si evidenzia altresì che è in corso l'implementazione delle disposizioni previste delle disposizioni derivanti dal Regolamento 24 novembre 2017, 2017/2196 (che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica). Poiché tali disposizioni troveranno applicazione anche per gli impianti esistenti, potrebbero rendersi necessarie azioni di adeguamento dei medesimi: in tale caso occorrerà definire, con dedicato provvedimento, modalità e tempistiche, nonché strumenti finalizzati alla copertura (parziale o totale) dei relativi costi di adeguamento;
- 8) in relazione all'attuale servizio di interrompibilità del carico ai fini della sicurezza del sistema elettrico, si ritiene innanzitutto opportuno che esso sia ripensato nell'ottica della neutralità tecnologica (in applicazione dei principi generali precedentemente esposti) e che, pertanto, possa essere sostituito, almeno in parte, da un più generale e ampio servizio avente pari finalità e prestazione.
Solo dopo aver rivisto il servizio ancillare derivante dall'attuale interrompibilità del carico e dopo aver rivalutato i fabbisogni necessari, è possibile valutare le modalità più efficaci per l'approvvigionamento delle risorse. A titolo indicativo, essendo servizi da utilizzare in situazioni di criticità e ragionevolmente per periodi di tempo molto limitati, si ritiene che la modalità più ragionevole per l'approvvigionamento delle risorse necessarie si basi su procedure concorsuali, eventualmente simili a quelle attualmente previste per l'interrompibilità (come recentemente innovate, con effetti dal 2019, ai sensi della deliberazione 852/2017/R/eel⁶⁴);
- 9) in relazione ai nuovi servizi ancillari che Terna riterrà opportuno identificare, si rimanda al termine della fase sperimentale che precede la loro definitiva introduzione.

3.28 Nel caso di approvvigionamento delle risorse tramite strumenti di mercato, si ritiene necessario che Terna riveda i prodotti oggetto di negoziazione, anche tenendo conto del quadro normativo europeo (descritto nella Parte Prima). Si ritiene altresì necessario aumentare la flessibilità ai fini della presentazione delle offerte, almeno consentendo (come già avviene nei progetti pilota) la possibilità di presentare offerte separatamente per i servizi a salire e a scendere, ferma restando la co-ottimizzazione dei servizi da parte del TSO a livello sistemico, tipica dei *central dispatch system*, tramite algoritmi di selezione delle offerte volti ad ottimizzare il sistema nel suo complesso.

3.29 Per quanto riguarda la struttura delle offerte complesse sul MSD, si ritiene che essa debba essere definita in modo tale da consentire agli operatori di presentare offerte che riflettano il più

⁶³ Con l'unica eccezione della remunerazione della mancata produzione eolica nei casi in cui viene attivato, da parte di Terna, il distacco dell'impianto di produzione o di una sua parte per motivi emergenziali. Si ricorda, altresì, che la remunerazione della mancata produzione per motivi emergenziali può essere estesa anche alle altre fonti (con provvedimenti dedicati) qualora essa superi le franchigie attualmente definite (cioè 60 ore equivalenti annue nel caso degli impianti fotovoltaici, 80 ore equivalenti annue nel caso degli impianti eolici non già ammessi alla remunerazione della mancata produzione eolica e 240 ore equivalenti annue nel caso degli altri impianti).

⁶⁴ Le risorse di interrompibilità sono remunerate sulla base di un corrispettivo totale, somma di:

- a. un corrispettivo fisso, definito in esito ad aste (di tipo *system marginal price* dato che l'oggetto della negoziazione è omogeneo) al ribasso rispetto a un valore massimo (in €/MW/anno, diverso per il servizio di interrompibilità istantanea e per il servizio di interrompibilità di emergenza);
- b. un corrispettivo variabile (in €/MW), di tipo *pay as bid*, da applicarsi, in corrispondenza di ogni interruzione, alla potenza effettivamente distaccata.

fedelmente possibile la struttura dei costi di fornitura di ciascun servizio. Potrebbero essere introdotte e/o riviste le offerte complesse per la remunerazione di prestazioni che implicano il cambiamento di stato (avviamento, cambio assetto, spegnimento⁶⁵) o il mantenimento in un determinato stato di funzionamento (*warming*), tramite opportuni *side payment* (o gettoni).

- 3.30 A titolo d'esempio, nel caso di unità abilitate costituite da una sola unità di produzione termoelettrica, si ritiene opportuno che Terna riveda la definizione del *cap* dei gettoni di accensione e cambio assetto, affinché essi non siano più calcolati sulla base del valore medio del prezzo valido delle offerte di minimo presentate nell'anno precedente, ma riflettano almeno l'ordine di grandezza dei costi effettivi relativi a tali manovre (questi ultimi appaiono essere decisamente inferiori rispetto al valore medio del prezzo valido delle offerte di minimo, come emerso anche dallo studio che l'Autorità ha richiesto a Terna e che quest'ultima ha commissionato al Politecnico di Milano - si veda l'Appendice 3). Si ritiene, altresì, che la definizione del valore del *cap* del gettone di accensione e di cambio assetto debba mantenere la distinzione attuale per le diverse tecnologie di impianti di generazione (tradizionale termico, termico ripotenziato, turbogas, altro) al fine di riflettere il più possibile il reale costo di suddette manovre.
- 3.31 Ulteriori esempi di offerte complesse utilizzate in altri sistemi europei sono costituiti dalla possibilità, per i BSP, di presentare, unitamente alle attuali offerte semplici, offerte di tipo complesso (eventualmente limitate in numero, anche mutate da alcuni mercati dell'energia) quali:
- a) **offerte a blocchi** attualmente utilizzate in diversi mercati dell'energia, quali EPEX e Nord Pool. Esse consentono agli operatori di presentare offerte su combinazioni di un certo numero di periodi rilevanti consecutivi (i cosiddetti "blocchi") anziché solo su singoli periodi, condizionando la loro offerta di prezzo in modo tale che esse siano accettate o rifiutate come un intero blocco indivisibile. Le offerte a blocchi possono anche incorporare minime percentuali di accettazione o essere di tipo "*linked*", in cui l'accettazione di alcuni *bid* (*children*) è subordinata all'accettazione di altri (*parents*). Queste ultime varianti potrebbero ridurre il rischio percepito dai BSP, consentire loro una più conveniente programmazione e, conseguentemente, potrebbero risultare più efficienti a livello sistemico. In particolare, le offerte a blocchi potrebbero presentare, per esempio, uno sconto pari almeno alla differenza di ricavo fra la più elevata e la più bassa offerta in termini di prezzo; in alternativa, si potrebbe lasciare al BSP la possibilità di presentare un'offerta a blocchi con riduzione di ricavo atteso definita a piacere;
 - b) offerte di tipo ***Minimum Income Conditions*** (di seguito: MIC) attualmente utilizzate in mercati dell'energia quali quello spagnolo-portoghese (OMIE). Con prodotti di tipo MIC, i BSP dichiarano le offerte standard per ogni periodo nonché il minimo ricavo che si richiede per i volumi ad esse abbinati. Tale ricavo minimo è tipicamente espresso mediante una componente fissa e una proporzionale all'energia ed è accettato complessivamente ovvero interamente rifiutato. Una possibile variante delle offerte di tipo MIC prevede anche la regola della "condizione di stop": in alternativa all'accettazione del MIC si disgrega l'offerta complessa in offerte semplici e si acconsente all'unità abilitata di seguire una traiettoria verso lo spegnimento per un certo numero di ore.

Queste tipologie di offerte dovrebbero essere opzionali, limitate in numero, caratterizzate da un numero minimo di ore, per esempio il Tempo di Permanenza in Servizio (TPS), e formulate in maniera tale che, se accettate, comportano un vantaggio per il sistema rispetto all'accettazione della somma delle offerte singole che insistono sullo stesso orizzonte temporale.

⁶⁵ Il gettone di spegnimento può assumere rilievo soprattutto qualora (come ipotizzato nella Parte Seconda del presente documento) non vengano estesi i prezzi negativi anche a MSD. Per ulteriori considerazioni in merito, si rimanda al punto 2.36 e al documento per la consultazione 605/2015/R/eel.

S.6	<i>Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla razionalizzazione dei servizi ancillari?</i>
S.7	<i>Quali ulteriori riflessioni potrebbero essere utili per semplificare il rapporto tra BRP e BSP, con particolare riferimento al caso delle UVA? Come potrebbero essere evidenziati e puntualizzati i maggiori costi in capo al BRP imputabili alle azioni del BSP?</i>
S.8	<i>Vi sono altri aspetti che potrebbe essere opportuno definire o disciplinare ai fini della successiva implementazione da parte di Terna? Quali e perché?</i>

III.3 Ulteriori elementi finalizzati a migliorare la funzionalità di MSD nonché l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza nell'attività di dispacciamento

III.3.1 Ulteriori elementi finalizzati a migliorare la funzionalità del MSD

3.32 Potrebbe essere meritevole di approfondimento la possibilità che, per ogni prodotto opportunamente rivisto come sopra detto e per ogni periodo rilevante (il quarto d'ora), i prezzi sul MSD si formino con il criterio *system marginal price* a sostituzione dell'attuale *pay as bid*. Le peculiarità e i vantaggi/svantaggi di entrambe le possibilità sono ampiamente descritte in letteratura, in particolare:

- il *system marginal price* prevede che, in ciascun periodo rilevante e per ogni perimetro di riferimento (che, si ricorda, è differenziato per servizio o gruppi di servizi), tutti gli operatori di mercato vengano remunerati al prezzo di equilibrio, cioè al prezzo dell'ultima offerta accettata per il prodotto considerato. Con questo meccanismo, l'operatore dovrebbe essere indotto ad offrire all'effettivo costo variabile correlato all'erogazione del determinato servizio (o gruppi di servizi per i quali le risorse vengono approvvigionate negoziando il medesimo prodotto). Ciò dovrebbe garantire una maggiore efficienza del mercato in quanto vengono ad essere selezionate le offerte delle unità meno costose e, quindi, più efficienti;
- il *pay as bid* prevede che, una volta accettata l'offerta per un determinato prodotto, l'operatore venga remunerato al proprio prezzo di offerta. In tal modo, l'operatore è portato ad offrire ad un prezzo maggiore rispetto al costo variabile, avvicinandosi il più possibile al prezzo di equilibrio, al fine di massimizzare i margini.

L'introduzione del meccanismo *system marginal price* potrebbe portare a una maggior trasparenza ed efficienza sistemica. Ciò richiede che i prodotti negoziati risultino omogenei; per questo motivo l'eventuale introduzione del *system marginal price* può avvenire solo a seguito della completa revisione dei servizi ancillari e delle modalità di approvvigionamento delle risorse necessarie, nel senso sopra evidenziato.

3.33 Qualora venisse adottato, in MSD, il meccanismo *system marginal price*, in prospettiva potrebbe essere utile valutare l'implementazione di metodologie di *pricing* nell'ambito dei modelli di risoluzione del MSD per mezzo di approcci che minimizzano, o riducono, gli *uplift payments* (considerati limitativi della trasparenza dei mercati). Fra questi vi sono i cosiddetti *Convex Hull Pricing* ad oggi implementati nei mercati dell'energia, in maniera approssimata, dal *Midcontinent ISO* (MISO). Si rimanda, per ulteriori approfondimenti, all'Appendice 4.

III.3.2 Promozione dell'efficienza, dell'efficacia e della trasparenza nell'attività di dispacciamento

3.34 L'attività di dispacciamento è piuttosto complessa tenendo conto delle peculiarità delle diverse tipologie di unità di produzione e di consumo ma anche, e soprattutto, della presenza della rete elettrica e dei vincoli che da essa derivano.

- 3.35 Il cambiamento del mix produttivo, tuttora in corso, che diventerà sempre più evidente nei prossimi anni, anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi dettati dal *Clean Energy Package*, renderà necessario rivedere e aggiornare i modelli matematici di cui Terna si avvale al fine di individuare le soluzioni di dispacciamento ottimali, dal punto di vista tecnico ed economico, per il mantenimento, in ogni istante, dell'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica.
- 3.36 Al tempo stesso e a prescindere dal richiamato cambiamento del mix produttivo, l'evoluzione modellistica e algoritmica dell'ottimizzazione matematica ha registrato importanti innovazioni negli ultimi anni, rendendo disponibili strumenti informatici, modelli e approcci algoritmici sempre più evoluti, anche di natura stocastica.
- 3.37 Appare quindi necessario, per il futuro, che Terna riveda i modelli attualmente utilizzati ai fini dell'ottimizzazione del dispacciamento affinché siano il più possibile adatti a rappresentare una situazione in cui le risorse di flessibilità saranno sempre più messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o di produzione diverse (di cui risulterà impossibile conoscere il comportamento singolo su base istantanea) aggregate in unità virtuali. Allo stesso modo, tenendo conto della rapida evoluzione del settore elettrico, è necessario che i richiamati modelli e approcci algoritmici siano oggetto di successivo e periodico aggiornamento ogni volta che ne ricorrano i presupposti.
- 3.38 In più, i modelli matematici, per quanto possano essere sempre più raffinati ed evoluti, non sempre potranno ragionevolmente essere sufficienti, da soli, per individuare le soluzioni di dispacciamento ottimali garantendo il bilanciamento del sistema al minimo costo: una componente correlata a "interventi correttivi" continuerà verosimilmente a essere presente pur cercando di ridurla al minimo. Al fine di garantire maggiore trasparenza nell'attività di dispacciamento e disporre degli elementi utili a individuare gli aspetti su cui concentrare l'attenzione per successivi affinamenti e sviluppi, appare necessario che Terna, per il futuro, pianifichi i propri processi in ottica innovativa garantendo, per quanto possibile, la separazione tra i risultati derivanti da modelli matematici evoluti (per loro natura replicabili) e le scelte effettivamente operate, diverse dai risultati dei richiamati modelli nei casi in cui essi non siano stati in grado di rappresentare in tutti gli aspetti le complesse caratteristiche del sistema elettrico.
- 3.39 Al fine di agevolare le sopra richiamate revisioni, aventi l'obiettivo di promuovere l'efficienza e l'efficacia nell'attività di dispacciamento, nonché di accrescere la trasparenza delle azioni e delle scelte effettuate, si ritiene utile completare e/o innovare i criteri generali già contenuti nei commi 59.3 e 59.4⁶⁶ dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.
- 3.40 Più in dettaglio e a titolo d'esempio, i sopra richiamati criteri generali potrebbero essere meglio puntualizzati esplicitando che, nell'ambito della selezione delle offerte nel MSD, si utilizzino modelli che garantiscano una rappresentazione quanto più accurata dei flussi di energia sia attiva che reattiva in maniera integrata per mezzo di modelli di rete semplificati in corrente alternata - CCA (questi ultimi, infatti, forniscono una accurata e integrata rappresentazione

⁶⁶ Essi prevedono che:

- nell'ambito degli algoritmi di selezione delle offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento Terna definisce, nelle regole per il dispacciamento, e utilizza modelli di rete e procedure che consentano una rappresentazione il più possibile accurata delle interazioni tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica ed i flussi di potenza ad essi corrispondenti sulla rete rilevante, nonché dei parametri tecnici di funzionamento delle unità di produzione abilitate e delle unità di consumo abilitate (comma 59.3);
- gli algoritmi, modelli di rete e procedure di cui al comma 59.3 prevedono la rappresentazione esplicita delle interdipendenze tra le immissioni e i prelievi in ciascun nodo della rete rilevante e i flussi di potenza su tutti gli elementi della medesima rete, ed utilizzano le migliori tecniche e i più adeguati strumenti di ottimizzazione allo stato dell'arte (comma 59.4).

delle interazioni tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica e dei relativi fabbisogni di potenza reattiva per la sicurezza e la stabilità in tensione del sistema su ciascun nodo della rete rilevante). Il modello per la selezione delle offerte dovrebbe considerare altresì i parametri tecnici e i vincoli di funzionamento delle unità abilitate. Nell'Appendice 5 sono riportati ulteriori dettagli definitivi, a complemento delle indicazioni qui presentate, con l'obiettivo di porre le basi per uniformare le terminologie da adottare per il futuro.

- 3.41 Infine, si ritiene utile riprendere e rafforzare anche il contenuto del comma 60.2⁶⁷ dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (in aggiunta a quanto già esposto nei paragrafi precedenti del presente documento), esplicitando il principio per cui, al fine di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse, Terna sia tenuta a selezionare le offerte per i diversi servizi ancillari quanto più possibile in prossimità del tempo reale, compatibilmente con l'esigenza imprescindibile di garantire un adeguato livello di concorrenza nel MSD, ovvero tenendo adeguatamente conto che, all'approssimarsi del tempo reale, i vincoli dinamici degli impianti in grado di fornire servizi riducono progressivamente l'entità dei servizi realmente disponibili.

S.9 *Vi sono altri aspetti che potrebbero essere utili per migliorare l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza del MSD?*

III.4 Criteri generali per la revisione della disciplina degli sbilanciamenti

III.4.1 La regolazione attuale

- 3.42 Lo sbilanciamento effettivo, per ogni periodo rilevante (cioè l'ora in generale e il quarto d'ora nel caso delle unità obbligatoriamente abilitate a MSD) e per ogni punto di dispacciamento, è una quantità di energia elettrica pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa o prelevata dal BRP e il programma vincolante modificato e corretto relativi al medesimo punto⁶⁸. Lo sbilanciamento effettivo, per come è definito, può essere positivo o negativo.

- 3.43 Di conseguenza, nella regolazione vigente, lo sbilanciamento effettivo:
- dal punto di vista spaziale, è associato al punto di dispacciamento che coincide con il “nodo” di rete solo nel caso delle unità di produzione rilevanti;
 - dal punto di vista temporale, è associato a ogni periodo rilevante come sopra richiamato.
- In principio, l'aggregazione, sia sotto il profilo spaziale (nella realtà l'energia costituisce un prodotto differente per ogni nodo della rete per effetto dei vincoli del sistema che incidono sulla movimentazione dell'energia nello spazio) sia sotto il profilo temporale (nella realtà l'energia costituisce un prodotto differente in ogni momento del tempo per effetto dei vincoli di sistema che incidono sulla possibilità di spostare l'energia nel tempo, principalmente legati

⁶⁷ Esso prevede che Terna organizzi il MSD articolandolo in più segmenti, in coerenza con i seguenti obiettivi e criteri:

- a) minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, sulla base degli algoritmi, dei modelli di rete e delle procedure definite ai sensi del comma 59.3, tenendo conto delle caratteristiche dinamiche dell'unità di produzione o di consumo abilitate;
- b) offrire agli utenti del dispacciamento titolari di unità abilitate un segnale trasparente del valore economico delle risorse necessarie per il sistema elettrico, differenziandolo in base alle diverse prestazioni che ciascuna risorsa rende al sistema;
- c) permettere agli utenti del dispacciamento titolari di unità abilitate, attraverso un'opportuna definizione delle tipologie di risorse, dei meccanismi di mercato e del formato delle offerte di acquisto e di vendita, di formulare offerte che riflettano la struttura dei costi;
- d) consentire l'identificazione dei costi di approvvigionamento imputabili alle varie tipologie di risorse, dando separata evidenza alle offerte accettate ai fini dell'approvvigionamento delle medesime.

⁶⁸ Si ricorda che, per convenzione, i programmi di immissione e l'energia elettrica immessa sono contabilizzati con segno positivo, mentre i programmi di prelievo e l'energia elettrica prelevata sono contabilizzati con segno negativo.

all'impossibilità di immagazzinare l'energia e ai vincoli dinamici degli impianti di produzione) costituisce una semplificazione che comporta sempre la socializzazione dei costi necessari a rendere omogenei prodotti che non sono tali; tali costi sono tanto maggiori quanto più sono rilevanti i vincoli di sistema citati.

3.44 La regolazione vigente prevede, inoltre, due distinte modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le due differenti tipologie di punti di dispacciamento:

a) *single pricing*, secondo cui, in ciascun periodo rilevante, il prezzo di sbilanciamento non dipende dal segno dello sbilanciamento effettivo associato al singolo punto di dispacciamento ma solamente dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale calcolato con riferimento alle macrozone Nord e Sud, come definite dalla deliberazione 525/2014/R/eel.

Più in dettaglio, nel caso di sbilanciamento aggregato zonale positivo, il prezzo unitario di sbilanciamento è pari al valore minimo tra:

- il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Nel caso di sbilanciamento aggregato zonale negativo, il prezzo unitario di sbilanciamento è pari al valore massimo tra:

- il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

b) *dual pricing*, secondo cui il prezzo di sbilanciamento dipende sia dal segno dello sbilanciamento effettivo associato a ciascun punto di dispacciamento sia dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale; in tale contesto, a parità di segno dello sbilanciamento aggregato zonale, gli sbilanciamenti positivi e negativi di ciascun punto di dispacciamento sono valorizzati in modo diverso. Questa modalità di valorizzazione esclude la possibilità che agli utenti del dispacciamento si applichi un prezzo di sbilanciamento più vantaggioso rispetto al prezzo zonale che si forma sul MGP o che l'operatore possa trarre vantaggio dall'operatività su MSD.

Più in dettaglio, nel caso di sbilanciamenti positivi, il prezzo unitario di sbilanciamento è pari a:

i) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:

- il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

ii) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Nel caso di sbilanciamenti negativi, il prezzo unitario di sbilanciamento è pari a:

i) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

ii) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:

- il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 3.45 La modalità di valorizzazione sopra riassunta è tanto più efficiente quanto più il prezzo di sbilanciamento riflette il valore dell'energia elettrica in tempo reale (tenendo debitamente conto della dimensione spaziale, temporale e merceologica). Allo stato attuale, oltre alle considerazioni già espresse nel punto 3.43 in relazione allo sbilanciamento (che non è sempre definito su base nodale e non è definito su base istantanea), si rileva che il prezzo unitario di sbilanciamento è correlato ai prezzi, medi o marginali, delle offerte accettate nel MSD e non solo della parte delle offerte accettate al fine di compensare gli sbilanciamenti in tempo reale (peraltro in principio non determinabile se non in via convenzionale).
- 3.46 Allo stato attuale, inoltre, il meccanismo *dual pricing* è limitato alle sole unità di produzione obbligatoriamente abilitate alla fornitura di risorse di dispacciamento: la sua applicazione si è resa necessaria al fine di stimolare gli utenti del dispacciamento al rispetto dei propri programmi vincolanti, dato che le unità obbligatoriamente abilitate assumono un ruolo di rilievo nella fornitura di risorse per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Invece, il meccanismo *single pricing* si applica alle unità non obbligatoriamente abilitate (di produzione e di consumo) diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
- 3.47 Per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, infine, trova applicazione la disciplina prevista dalla deliberazione 522/2014/R/eel. Essa prevede la definizione di “bande”, differenziate per ciascuna fonte non programmabile, al cui interno non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate ma avviene una sorta di aggregazione, su base zonale, tra unità di produzione alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni singola fonte e a ogni singolo impianto e “condividendo” tale rischio con gli altri partecipanti al meccanismo. Ogni utente del dispacciamento ha la facoltà di scegliere, in alternativa, la disciplina prevista per le altre unità non obbligatoriamente abilitate, basata sul meccanismo *single pricing*.
- 3.48 Al fine di contrastare alcune strategie di programmazione non diligenti, con la deliberazione 419/2017/R/eel l'Autorità ha:
- a) previsto, con effetti dall'1 settembre 2017, che il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale sia determinato sulla base dei programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, anziché (come avveniva in precedenza) sulla base delle movimentazioni nette disposte da Terna su MSD. Il segno preliminare di tale sbilanciamento aggregato zonale viene pubblicato da Terna entro 30 minuti dal periodo di consegna, mentre il suo valore definitivo viene pubblicato nel giorno D+1;
 - b) introdotto i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, con effetti dall'1 luglio 2017, eliminando le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale.

III.4.2 Evoluzione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi

- 3.49 L'obiettivo a cui tendere è rappresentato dalla definizione di una disciplina degli sbilanciamenti effettivi che ne consenta una valorizzazione il più possibile aderente al valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, al fine di fornire agli operatori tutti gli elementi necessari per assumere decisioni efficienti circa l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica e

circa l'utilizzo della rete.

3.50 Al riguardo, si ritiene che:

1. dal punto di vista temporale, sia definito un periodo rilevante di breve durata. Allo scopo potrebbe essere opportuno prevedere che esso sia sempre pari a 15 minuti, qualunque sia il tipo di unità (abilitata o non abilitata) al cui programma di immissione o di prelievo lo sbilanciamento è riferito. Quanto qui riportato non presuppone innovazioni alla regolazione vigente per quanto riguarda le unità abilitate, mentre richiede innovazioni per le altre unità (con riferimento ai punti di connessione in esse inseriti nel relativo punto di dispacciamento e per i quali non è ancora stato attivato il trattamento orario dei dati di misura)⁶⁹. Tale periodo rilevante è coerente con quanto previsto dall'articolo 7, comma 4, del Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica, secondo cui "*By 1 January 2021, the imbalance settlement period shall be 15 minutes in all scheduling areas unless regulatory authorities have granted a derogation or an exemption*";
2. dal punto di vista spaziale, gli sbilanciamenti effettivi siano associati ai programmi di immissione e di prelievo presentati dai BRP per ciascun punto di dispacciamento come definito nel presente documento. Pertanto, il perimetro a cui sono riferiti gli sbilanciamenti coincide:
 - nel caso delle unità abilitate, con il perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità viene abilitata (quest'ultimo perimetro, nel caso in cui un'unità sia abilitata a erogare più servizi, coincide con il più piccolo perimetro di riferimento);
 - nel caso delle unità non abilitate, con la zona di mercato.

Quanto qui esposto è coerente con l'articolo 54, comma 2, del regolamento *Balancing*, secondo cui "*the imbalance area shall be equal to the scheduling area, except in case of a central dispatching model where imbalance area may constitute a part of scheduling area*"; è anche coerente con quanto previsto dall'articolo 23, comma 3-bis, del decreto-legge 91/14 (da cui è derivata la rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna) in quanto tale disposizione normativa assume validità "*in attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento*";

3. dal punto di vista merceologico, sia definito un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo *single pricing*, in coerenza con la soluzione ritenuta preferibile dal Regolamento *Balancing*, che rifletta i costi delle sole offerte accettate da Terna sul MSD per compensare gli sbilanciamenti (quanto detto comunque non esclude la possibilità di continuare a definire un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo *dual pricing* per le unità abilitate). Per tale finalità occorrerebbe definire prezzi nodali riferiti alle movimentazioni su MB e, a partire da essi, costruire prezzi di sbilanciamento coerenti con il (ovvero omogenei nel) perimetro a cui gli sbilanciamenti sono riferiti. Ad esempio, nel caso di una UA nodale, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo nodale; nel caso di una UVA o di una UVNA, il prezzo di sbilanciamento è definito in modo coerente con il perimetro dell'unità stessa ed è pari alla media dei prezzi relativi ai nodi inclusi nella medesima unità pesata sulle quantità movimentate su MB nei medesimi nodi.

Allo scopo, già con la deliberazione 800/2016/R/eel, l'Autorità ha richiesto a Terna di sviluppare una metodologia per la determinazione dei prezzi nodali ai fini delle attività di monitoraggio di MSD compiute dall'Autorità, per poi procedere a valutazioni sulla loro possibile pubblicazione ai fini della trasparenza del mercato e al loro utilizzo per la valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi. Al riguardo, sono tuttora in corso

⁶⁹ Tali innovazioni richiedono di modificare il Testo Integrato Settlement (TIS) affinché siano resi disponibili i dati di misura quattorari anche per i punti di connessione in corrispondenza dei quali non è ancora stato attivato il trattamento orario (nell'ambito del quale vengono rilevati e resi disponibili al SII i dati quattorari), la cui numerosità è in progressiva riduzione. Le tempistiche necessarie potrebbero non essere compatibili con la data dell'1 gennaio 2021 (nel qual caso verrà prevista una deroga, come consentito dall'articolo 7, comma 4, del Regolamento elettrico).

valutazioni.

In alternativa, qualora tali prezzi nodali non dovessero essere ritenuti utili ai fini della valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi (ad esempio perché non in grado di riflettere pienamente i costi sostenuti da Terna per coprire gli sbilanciamenti, non tenendo conto delle movimentazioni effettuate su MSD ex-ante aventi la medesima finalità), si potrebbe valutare la possibilità di definire prezzi nodali *ex post*: essi verrebbero costruiti, ad esempio, nell'ipotesi che tutte le movimentazioni necessarie per coprire gli sbilanciamenti siano effettuate nel medesimo MB, ovvero direttamente simulando gli esiti di MB a partire dai programmi degli operatori prima di MSD corretti ai soli fini dello *unit commitment* (prezzi nodali virtuali). Tali prezzi nodali verrebbero quindi appositamente definiti per essere utilizzati ai soli fini della determinazione del prezzo unitario di sbilanciamento da applicare a ogni punto di dispacciamento a cui è riferito il programma di immissione o di prelievo.

- 3.51 A livello europeo sono tuttora in corso approfondimenti e discussioni ai fini della definizione di disposizioni attuative del Regolamento *Balancing*, soprattutto in relazione agli aspetti merceologici. Pertanto, potrebbe essere opportuno attendere la loro conclusione prima di assumere decisioni finali in merito, continuando a mantenere, nel frattempo, la disciplina attualmente vigente, garantendone il continuo monitoraggio e completando gli approfondimenti in corso attraverso simulazioni degli esiti delle differenti metodologie applicate al sistema elettrico italiano.
- 3.52 Occorre inoltre prevedere l'introduzione di valori minimi e massimi per i prezzi unitari di sbilanciamento, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 55 del Regolamento *Balancing*, secondo cui:
- *“The imbalance price for negative imbalance shall not be less than, alternatively: (a) the weighted average price for positive activated balancing energy from frequency restoration reserves and replacement reserves; (b) in the event that no activation of balancing energy in either direction has occurred during the imbalance settlement period, the value of the avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves;*
 - *The imbalance price for positive imbalance shall not be greater than, alternatively: (a) the weighted average price for negative activated balancing energy from frequency restoration reserves and replacement reserves; (b) in the event that no activation of balancing energy in either direction has occurred during the imbalance settlement period, the value of the avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves.”.*

Anche in merito all'applicazione dell'articolo 55 del Regolamento *Balancing*, sono tuttora in corso approfondimenti e discussioni a livello europeo: si rimanda pertanto la sua implementazione all'esito di tali approfondimenti e discussioni.

- 3.53 Infine, la deliberazione 419/2017/R/eel già prevede che Terna pubblichi i dati relativi allo sbilanciamento aggregato zonale, agli scambi effettivi tra le macrozone, agli scambi effettivi con le zone estere, nonché alla stima dei prezzi di sbilanciamento riferiti allo sbilanciamento aggregato zonale entro 30 minuti dal periodo di consegna. Tale previsione, da aggiornare in funzione delle scelte finali che verranno effettuate in materia di sbilanciamenti, appare già sostanzialmente in linea con quanto indicato dall'articolo 6, comma 13, del nuovo Regolamento elettrico, secondo cui *“Transmission system operators or their delegated operators shall publish, as close to real time as possible but with a delay after delivery of no more than 30 minutes, the current system balance of their scheduling areas, the estimated imbalance prices and the estimated balancing energy prices”.*
- 3.54 Non si ritiene necessario apportare ulteriori modifiche alla regolazione vigente. Anche la deliberazione 522/2014/R/eel potrebbe essere mantenuta con effetti limitati alle UVNA che

includono solo unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, fatte salve diverse evidenze che dovessero derivare dalle discussioni tuttora in corso a livello europeo.

S.10 <i>Quali altri elementi potrebbero essere oggetto di attenzione in relazione agli sbilanciamenti? Perché?</i>
--

III.5 Primi criteri generali per la definizione dei servizi ancillari locali e delle loro modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici

- 3.55 La continua diffusione di impianti di generazione distribuita, in crescita anche per effetto degli obiettivi europei di decarbonizzazione e la potenziale contestuale diffusione di sistemi di accumulo di piccola dimensione connessi anche alla diffusione della mobilità elettrica prevista per i prossimi anni, rendono necessaria una importante revisione del ruolo delle imprese distributrici.
- 3.56 Si ritiene che le imprese distributrici, o almeno quelle di riferimento (cioè quelle che presentano almeno un punto di connessione con la rete rilevante), debbano assumere due ruoli ulteriori rispetto a quelli tradizionalmente di loro competenza:
- il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali messi a disposizione dai BSP necessari per la sicurezza del sistema nel suo complesso;
 - il ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali (cioè i servizi necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione o porzioni di esse), qualora ve ne sia la necessità per le esigenze di rete a livello di distribuzione.

III.5.1 Il DSO come facilitatore neutrale per i servizi ancillari globali

- 3.57 Per quanto riguarda il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali messi a disposizione dai BSP, già la deliberazione 300/2017/R/eel ha già previsto che le imprese distributrici:
- a) siano informate, nell'ambito del processo di abilitazione a MSD delle unità di produzione e di consumo incluse nelle UVA, in merito ai punti di immissione o di prelievo per i quali viene presentata domanda di abilitazione;
 - b) forniscano piena collaborazione a Terna, eventualmente indicando limitazioni *ex-ante* alla movimentazione di alcune unità di produzione e/o di consumo connesse alle proprie reti; esse possono altresì informare Terna e i BSP in merito ad eventuali vincoli di rete che rendono momentaneamente non attivabile una determinata utenza aggregata in una UVA.
- 3.58 Allo stato attuale, pertanto, il ruolo di facilitatore delle imprese distributrici è limitato all'analisi degli effetti sulle reti locali di ipotetiche movimentazioni all'interno di una UVA. Si ritiene, pertanto, che il ruolo di facilitatore delle imprese distributrici debba trovare applicazione concreta sempre più in prossimità del tempo reale, sulla base dello stato di reale esercizio (non solo di ipotetico esercizio) delle reti di distribuzione.
- 3.59 Peraltro, anche nel caso delle imprese distributrici (come già evidenziato per Terna), assume rilievo il procedimento, avviato dall'Autorità con la deliberazione 628/2018/R/eel, per l'implementazione dello scambio dati tra TSO, DSO e “*Significant Grid Users*” ai fini di ampliare l'osservabilità, da parte sia di Terna che delle imprese distributrici, dei flussi di energia e dello stato delle risorse sulle reti di distribuzione, nonché l'evoluzione normativa in corso presso il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) in merito al controllore centrale d'impianto.

- 3.60 Si rimandano, pertanto, alla conclusione delle sopra richiamate evoluzioni regolatorie e normative le prossime valutazioni in merito all'evoluzione del ruolo di facilitatore delle imprese distributrici, fermo restando il fatto che, nel frattempo, anche questi aspetti possano essere oggetto di sperimentazione nell'ambito delle prossime innovazioni dei progetti pilota anche a partire da indicazioni o proposte derivanti da Terna o dalle imprese distributrici medesime.
- 3.61 Il percorso ipotizzato è pienamente coerente con le disposizioni del Regolamento SO inerenti il coordinamento e lo scambio dei dati tra gestori di rete in materia di pianificazione operativa e gestione delle reti al tempo reale (peraltro già alla base del richiamato procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel), nonché con le disposizioni di cui all'articolo 182, comma 4, del medesimo regolamento secondo le quali *“ciascun DSO [...], in cooperazione con il TSO, durante la prequalificazione, ai fini dell'erogazione di servizi di flessibilità/riserva, di unità o gruppi collegati alla propria rete di distribuzione, ha la facoltà di definire limitazioni o esclusioni sulla base di motivazioni tecniche conseguenti alla localizzazione delle unità medesime”*.

III.5.2 Il DSO come acquirente di servizi ancillari locali

- 3.62 Per quanto riguarda il ruolo di acquirente di servizi ancillari locali (ovvero di servizi aventi la finalità di gestire problematiche specifiche della rete di distribuzione nel seguito, per brevità, chiamati servizi locali), la nuova Direttiva elettrica prevede che:
- i servizi ancillari diversi da quelli finalizzati alla regolazione di frequenza sono servizi ancillari necessari per l'esercizio di una rete di distribuzione;
 - il DSO è responsabile dell'acquisto di prodotti e servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro della rete di distribuzione;
 - le regole adottate dal DSO devono essere obiettive, trasparenti e non discriminatorie e devono essere elaborate in coordinamento con i TSO e altre parti interessate⁷⁰;
 - il DSO procura i servizi ancillari di cui sopra secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e di mercato; l'Autorità può prevedere deroghe nel caso in cui reputi che l'approvvigionamento delle risorse tramite strumenti di mercato non sia efficiente⁷¹;
 - le richiamate procedure, definite dall'Autorità, devono consentire la partecipazione di tutti i soggetti abilitati allo scopo (inclusi gli aggregatori di unità di produzione da fonti rinnovabili, di unità di consumo e di sistemi di accumulo)⁷².

⁷⁰ Articolo 31(6) della nuova Direttiva elettrica: *“Where a distribution system operator is responsible for the procurement of products and services necessary for the efficient, reliable and secure operation of the distribution system, rules adopted by the distribution system operator for that purpose shall be objective, transparent and non-discriminatory and shall be elaborated in coordination with transmission system operators and other relevant market parties. Terms and conditions, including rules and tariffs where applicable, for the provision of such products and services by distribution system operators shall be established in accordance with Article 59(6) in a non-discriminatory and cost-reflective way and shall be published.”*

⁷¹ Articolo 31(7) della nuova Direttiva elettrica: *“In performing the tasks described in paragraph 5a, the distribution system operator shall procure the non-frequency ancillary services needed for its system according to transparent, non-discriminatory and market-based procedures, unless the regulatory authority has assessed that the market-based provision of non-frequency ancillary services is economically not efficient and has granted a derogation. This obligation to procure non-frequency ancillary services does not apply to fully integrated network components.”*. Nella parte definitoria, si precisa che *“fully integrated network components” means network components that are integrated in the transmission or distribution system, including storage facility, and are used for the only purpose of ensuring a secure and reliable operation of the transmission or distribution system but not for balancing nor congestion management.*

⁷² Articolo 31(8) della nuova Direttiva elettrica: *“The procurement of such products and services shall ensure the effective participation of all qualified market participants including renewable energy sources, demand response, energy storage facilities and electricity undertakings engaged in aggregation, in particular by requiring regulatory authorities and distribution system operators in close cooperation with all market participants, including transmission system operators, to define technical modalities for participation in these markets on the basis of the technical requirements of these markets and the capabilities of all market participants.”*

- 3.63 Al riguardo, si ritiene opportuno prevedere che, in una prima fase, l'acquisizione di risorse per i servizi locali sia basata su progetti pilota condotti secondo criteri procedurali armonizzati, previa identificazione, da parte dei DSO interessati alla sperimentazione, dei servizi necessari e dei relativi fabbisogni. Tali progetti pilota sono finalizzati alla raccolta di elementi utili al fine di valutare i servizi ancillari necessari a livello locale (ivi inclusi quelli necessari per il mantenimento del corretto profilo di tensione), le modalità più opportune per il loro approvvigionamento e per la relativa remunerazione (ad esempio, procedure di mercato ad asta implicita o esplicita qualora vi possa essere competizione; scelta di soluzioni di connessioni *non firm* a condizioni regolate; oppure obblighi remunerati su base forfetaria, qualora i meccanismi in cui si esprime la scelta del soggetto non siano sufficienti), nonché alla sperimentazione delle modalità tramite le quali TSO e DSO interagiscono tra loro.
- 3.64 Occorre altresì valutare e sperimentare metodi efficaci ed efficienti tramite i quali i BSP erogano servizi ancillari sia globali sia locali, anche modificando opportunamente i perimetri delle unità abilitate allo scopo (che, ad esempio, al fine di erogare alcuni servizi potrebbero assumere un perimetro aderente al nodo sulle reti di media tensione anziché al nodo sulla rete di trasmissione nazionale). Questo non implica necessariamente la modifica della definizione, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari globali, delle UA o delle UVA. Se i volumi di energia movimentata per esigenze dei DSO sono limitati, si può anche immaginare che tali movimentazioni non comportino nemmeno una modifica del programma dei corrispondenti BRP: l'energia movimentata verrebbe quindi valorizzata a sbilanciamento e il DSO erogherebbe una remunerazione appositamente definita per il servizio locale.
- 3.65 Allo scopo, può essere utile tenere conto dei risultati ottenuti dal progetto SmartNet, finanziato tramite il programma europeo di ricerca *Horizon 2020*. Esso, in particolare, ha analizzato 5 schemi di coordinamento tra TSO e DSO confrontandone l'efficienza dal punto di vista tecnico-economico, anche tramite simulazioni⁷³:
- 1) schema centralizzato: il TSO acquisisce le risorse direttamente, non considerando eventuali vincoli derivanti dalle limitazioni di transito sulle reti di distribuzione;
 - 2) mercato locale: il DSO gestisce un mercato locale per la risoluzione delle congestioni sulla rete di distribuzione. Le risorse non utilizzate nel mercato locale sono trasferite al mercato gestito dal TSO;
 - 3) modello con responsabilità di bilanciamento condivise: il DSO gestisce un mercato per la gestione locale di congestioni e bilanciamento utilizzando le risorse locali, previa definizione del profilo di scambio programmato tra le reti di distribuzione e la rete di trasmissione;
 - 4) mercato comune TSO-DSO: TSO e DSO gestiscono insieme un mercato condiviso sull'intero sistema (gestione del bilanciamento e delle congestioni);
 - 5) mercato integrato della flessibilità: TSO, DSO e soggetti commerciali agiscono contemporaneamente in un'unica sessione di mercato, i primi per reperire le risorse per bilanciamento e risoluzione delle congestioni e i secondi per modificare la propria posizione analogamente a quanto farebbero in una sessione del MI.
- 3.66 Come emerge dai *paper* a conclusione del progetto SmartNet:
- lo schema centralizzato (1) è risultato meno efficiente dello schema con mercato comune TSO-DSO (4) nei casi in cui le congestioni sulle reti di distribuzione non sono trascurabili;
 - i modelli che implementano un mercato locale in distribuzione (2) e (3) sono di solito meno efficienti (cioè più costosi) rispetto agli schemi centralizzati (1) e (4). Ciò per effetto di complessità intrinseche agli algoritmi necessari, nonché di problemi sulle reti di distribuzione (quali il fatto che i mercati locali possano essere affetti da problemi di scarsità

⁷³ Si noti che i primi 3 schemi di coordinamento hanno sostanzialmente ripreso i modelli presentati nell'Allegato A al documento per la consultazione 1 agosto 2013, 354/2013/R/eel, recante Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili.

di offerte che generino un problema di liquidità e il possibile effetto di esercizio di potere di mercato locale). Tali modelli possono essere di difficile implementazione nel caso in cui vi siano (come in Italia) numerosi DSO molto differenti tra loro;

- il modello con responsabilità di bilanciamento condivise (3) è risultato economicamente inefficiente in quanto presuppone che il bilanciamento sia garantito *in primis* con le risorse locali e a seguire con quelle globali; esso è anche in contrasto con la regolazione che si sta delineando in Europa;
- il modello con mercato locale (2) è molto complesso da gestire poiché presuppone la presenza di due mercati e richiede una forte interrelazione tra DSO e TSO (occorre infatti garantire che la risoluzione locale di congestioni da parte del DSO non condizioni il mercato del bilanciamento complessivo gestito dal TSO, e occorre impedire erronee doppie attivazioni della stessa risorsa qualora questa venga offerta contemporaneamente su più mercati);
- il modello integrato della flessibilità (5) non è stato simulato in quanto ritenuto troppo complesso.

In sintesi, sulla base del progetto SmartNet, appare che gli schemi preferibili siano lo schema centralizzato (1) nei casi in cui le congestioni sulle reti di distribuzione sono trascurabili e lo schema con mercato comune TSO-DSO (4) negli altri casi.

3.67 Dal punto di vista operativo, a seguito della presente consultazione si ritiene opportuno definire, tramite una deliberazione concettualmente simile alla 300/2017/R/eel, le modalità per la proposta e l'implementazione dei progetti pilota per l'acquisizione di risorse per i servizi locali. Più in dettaglio, si ritiene che tali progetti pilota debbano essere sviluppati in contesti in cui i rispettivi DSO diano evidenza dell'esigenza di approvvigionarsi, per diversi motivi, di servizi locali e dei relativi fabbisogni (ad esempio: contesti caratterizzati dalla presenza di impianti di generazione con criticità nel mantenimento del corretto profilo di tensione; contesti caratterizzati da congestioni sulle reti di distribuzione causate dalla crescita dei prelievi di energia elettrica per alimentare punti di ricarica delle auto elettriche o sistemi di climatizzazione, ecc.): tali contesti, allo stato, risultano piuttosto residuali, ma potrebbero svilupparsi in un prossimo futuro⁷⁴.

3.68 Infine, come specificato nei “Motivi e obiettivi della proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica del 23 febbraio 2017”⁷⁵, “*sono necessarie garanzie regolamentari volte ad assicurare la neutralità dei DSO nello svolgimento delle loro nuove funzioni, ad esempio in termini di gestione dei dati nonché nell'utilizzo della flessibilità per la gestione delle congestioni locali*”. A tal proposito, la nuova direttiva elettricità non impone obblighi di separazione proprietaria⁷⁶ per le imprese distributrici, ma pone in capo alle stesse una serie di prescrizioni finalizzate a garantire la neutralità necessaria per il corretto svolgimento dei nuovi ruoli. Al riguardo, si ritiene necessario effettuare approfondimenti finalizzati a valutare se l'attuale disciplina dell'*unbundling* è sufficiente per garantire la piena neutralità delle imprese distributrici con particolare riferimento al nuovo futuro ruolo di acquirente dei servizi locali e quali soluzioni ulteriori possano essere adottate dall'Autorità, o suggerite al legislatore, nell'ambito dell'attività consultiva di cui all'articolo 2, comma 6, della legge 481/95, qualora vi sia necessità di una norma primaria.

⁷⁴ Questo aspetto è stato trattato nella Relazione 428/2018/I/efr, recante “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2017”.

⁷⁵ Motivi e obiettivi della proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica del 23 febbraio 2017, COM(2016) 864 final, 2016/0380 (COD).

⁷⁶ Articolo 35 (1) della nuova Direttiva elettrica: “*Where the distribution system operator is part of a vertically integrated undertaking, it shall be independent at least in terms of its legal form, organisation and decision making from other activities not relating to distribution. Those rules shall not create an obligation to separate the ownership of assets of the distribution system operator from the vertically integrated undertaking.*”

III.6 Conclusioni e prossimi passi

3.69 Per quanto riguarda la revisione dei servizi ancillari globali, dei relativi fabbisogni e delle modalità di erogazione di cui al paragrafo III.2, si ritiene opportuno che:

- a) l'Autorità, a seguito della presente consultazione, definisca (eventualmente previa consultazione dello schema di articolato) la nuova regolazione, innovando quanto attualmente previsto dalla deliberazione 111/06 (tale innovazione può essere svolta contestualmente a quella di cui al paragrafo II.2);
- b) a seguito dell'innovazione *sub a)*, Terna predisponga uno o più documenti per la consultazione, previa aggiornata analisi dei servizi ancillari e dei corrispondenti fabbisogni necessari in ottica prospettica, nel rispetto di quanto previsto dal Regolamento *Balancing* e dal Regolamento SO, tenendo conto degli obiettivi di decarbonizzazione. In tali documenti, Terna:
 - dà separata evidenza a ciascun servizio ancillare;
 - per ciascun servizio ancillare, identifica i perimetri di riferimento e individua i corrispondenti fabbisogni (che dovranno essere aggiornati periodicamente);
 - puntualizza le condizioni tecniche che devono essere rispettate per l'abilitazione a uno o più servizi;
 - definisce le modalità tramite le quali viene verificato il mantenimento nel tempo delle predette condizioni tecniche;
 - definisce le modalità tramite le quali vengono inviati gli ordini di dispacciamento, nonché le modalità per la verifica del rispetto dei medesimi;
 - rivede i prodotti oggetto di negoziazione per l'approvvigionamento delle risorse necessarie ai fini del dispacciamento;
 - propone eventuali modifiche alla struttura delle offerte;
 - definisce le modalità con cui vengono modificati i programmi dei BRP a seguito dell'erogazione dei servizi ancillari;
 - definisce, per ogni servizio, i corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- c) l'Autorità verifichi la rispondenza, ai principi generali di cui il presente documento riporta gli orientamenti, delle proposte definitive di modifica al Codice di rete presentate da Terna, ai fini della successiva approvazione.

Si ritiene che l'attività *sub a)* si concluda entro l'estate del 2020 e che le attività *sub b)* e *c)* possano completarsi in tempo utile affinché la nuova regolazione del dispacciamento trovi prima attuazione tra la seconda metà del 2021 e l'inizio del 2022.

Si ritiene, altresì, che, nelle more dell'entrata in operatività della nuova regolazione del dispacciamento, possa proseguire la fase di sperimentazione di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel e che Terna, previa propria consultazione e successiva approvazione dell'Autorità, possa gradualmente affinare i progetti pilota già in corso.

Terna può anche proporre nuovi progetti pilota, nel rispetto dei principi alla base della richiamata deliberazione, ad esempio al fine di sperimentare nuovi servizi ancillari (qualora li reputi necessari in ottica prospettica), in relazione alle condizioni tecniche per l'abilitazione nonché alle modalità di erogazione e di remunerazione. I nuovi progetti pilota che verranno avviati confluiranno nella regolazione a regime al loro termine (non necessariamente a decorrere dalla prima operatività della nuova regolazione).

- 3.70 Per quanto riguarda l'innovazione della regolazione degli sbilanciamenti di cui al paragrafo III.4, si ritiene che:
- a) l'Autorità, a seguito della presente consultazione, definisca (eventualmente previa consultazione dello schema di articolato e/o apposite consultazioni dedicate agli aspetti merceologici) la nuova regolazione, innovando quanto attualmente previsto dalla deliberazione 111/06 (tale innovazione può essere svolta contestualmente a quella di cui al punto precedente);
 - b) a seguito della nuova regolazione *sub a*):
 - le innovazioni prospettate dal punto di vista temporale, possano trovare applicazione nel corso del 2021 (ovvero in data successiva come consentito dal Regolamento *Balancing* nonché dal nuovo Regolamento elettrico);
 - le innovazioni prospettate dal punto di vista spaziale, siano implementate contestualmente con le innovazioni di cui al paragrafo III.2 come sopra indicato;
 - le innovazioni prospettate dal punto di vista merceologico siano implementate a seguito del completamento degli approfondimenti e delle discussioni a livello europeo ai fini della definizione di disposizioni attuative del Regolamento *Balancing*.
- 3.71 Per quanto riguarda i nuovi ruoli delle imprese distributrici di cui al paragrafo III.5, si ritiene che:
- a) il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali messi a disposizione dai BSP, venga gradualmente introitato nella innovata regolazione del dispacciamento, seguendo il percorso delineato al punto 3.69, ragionevolmente con tempistiche più ampie e tenendo conto degli esiti del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel;
 - b) il ruolo di acquirente di risorse per i servizi locali debba essere meglio valutato e approfondito prima di addivenire a una regolazione finale. Nel frattempo, si ritiene opportuno promuovere, con dedicato provvedimento, appositi progetti pilota sulla base di modalità simili a quelle di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel.

PARTE QUARTA
REGOLAZIONE SEMPLIFICATA DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO NEI
CONTESTI SPECIALI

IV.1 Introduzione

4.1 La Parte Quarta del documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell’Autorità per la regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali, con particolare riferimento alle isole non interconnesse, estendendo ad esse quanto già definito nel caso delle reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere. Tale regolazione semplificata si pone l’obiettivo di evitare le distorsioni derivanti dall’assenza di interconnessioni con le restanti parti della rete nazionale, garantendo l’efficacia e la trasparenza, nonché di implementare soluzioni semplificate che si addicono alle realtà isolate.

IV.2 La regolazione del dispacciamento nel caso di reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere

4.2 Con la deliberazione 78/2019/R/eel, l’Autorità ha definito la regolazione delle partite fisiche ed economiche afferenti alla fornitura di energia elettrica su reti di distribuzione italiane interconnesse solo con reti estere (quale, ad esempio, la rete di Campione d’Italia).

4.3 A tal fine, dati i ridotti volumi di energia elettrica relativi alle realtà in oggetto, sono state introdotte semplificazioni alla normale regolazione dell’approvvigionamento e del dispacciamento dell’energia elettrica acquistata da fornitori esteri per la fornitura ai clienti finali, comunque garantendo la partecipazione al libero mercato elettrico per tutti gli utenti presenti (siano essi clienti finali o produttori) ed evitando distorsioni sui mercati all’ingrosso.

4.4 In particolare (e rinviando alla deliberazione 78/2019/R/eel per ulteriori dettagli), in deroga rispetto alla regolazione vigente, l’Autorità ha previsto che, a partire dall’1 gennaio 2020:

- siano definiti appositi punti di dispacciamento per unità di produzione e per unità di consumo che comprendano, per ciascuna zona di mercato, esclusivamente punti di immissione e di prelievo ubicati su ciascuna rete di distribuzione italiana interconnessa solo con reti estere;
- l’energia elettrica immessa e prelevata su queste reti non sia oggetto di negoziazione nei mercati dell’energia all’ingrosso, né di programmazione sulla base della regolazione generale vigente; tale energia elettrica, necessaria ai fini del bilanciamento, viene approvvigionata da Terna per il tramite di un apposito contratto siglato con il medesimo gestore di rete estero e viene successivamente regolata da Terna con i BRP a un prezzo di sbilanciamento appositamente definito sulla base di dati medi;
- gli eventuali corrispettivi a copertura dei costi di dispacciamento sostenuti dal gestore della rete di trasmissione estera ai fini della fornitura dell’energia elettrica ai clienti finali italiani siano liquidati da Terna nell’ambito di appositi contratti siglati con il medesimo gestore di rete estero;
- la differenza tra i proventi e gli oneri in capo a Terna venga posta a valere sul corrispettivo per l’approvvigionamento delle risorse di cui all’articolo 44 dell’Allegato A alla deliberazione 111/06 (*uplift*);
- i corrispettivi a copertura dei costi di trasporto dell’energia elettrica su reti estere, ove previsti, vengano regolato per il tramite di appositi contratti siglati dall’impresa distributrice territorialmente competente e il gestore di rete estero.

Per quanto riguarda i clienti finali e i produttori di energia continua ad applicarsi la regolazione vigente sul territorio nazionale.

- 4.5 Si ritiene che la regolazione semplificata, qui riassunta, non debba subire modifiche di rilievo, con l'unica eccezione di quelle che si renderanno strettamente necessarie a seguito dei provvedimenti che faranno seguito al presente documento per la consultazione.
- 4.6 Come evidenziato nel documento per la consultazione che ha preceduto la deliberazione 78/2019/R/eel, tale modello di regolazione semplificata potrebbe poi trovare applicazione (opportunamente riadattato) in altre situazioni che presentano elementi di analogia, quali quelle relative alle isole non interconnesse.

IV.3 La regolazione del dispacciamento nel caso di isole non interconnesse con il sistema elettrico nazionale

- 4.7 Attualmente il servizio elettrico nelle isole non interconnesse è, nei fatti, gestito con due diverse modalità: su alcune isole operano le Imprese Elettriche Minori verticalmente integrate di cui all'articolo 7 della legge 10/91, mentre nelle rimanenti operano soggetti distinti per le attività di distribuzione (e-distribuzione S.p.A.), di produzione (prevalentemente Enel Produzione S.p.A.) e di vendita.
- 4.8 Al fine di uniformare la gestione del servizio elettrico sulle isole non interconnesse e di semplificare la regolazione vigente, attualmente definita dalla deliberazione ARG/elt 89/09, tenendo in considerazione le caratteristiche peculiari di tali realtà (cioè volumi ridotti di energia elettrica e assenza di interconnessione con il resto del territorio nazionale), si ritiene opportuno adottare il modello di regolazione semplificata di cui alla deliberazione 78/2019/R/eel (in sostituzione della deliberazione ARG/elt 89/09). Tale modello, pur semplificato, garantisce la partecipazione al libero mercato elettrico per tutti gli utenti presenti (siano essi clienti finali o produttori) ed evita distorsioni sui mercati all'ingrosso.
- 4.9 Naturalmente, quanto qui esposto non troverebbe più applicazione qualora la Commissione europea concedesse, a fronte di eventuale richiesta da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, la deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE (che sostanzialmente consentirebbe di gestire i sistemi elettrici isolani in monopolio, con l'eventuale eccezione della produzione da fonti rinnovabili)⁷⁷. Si noti, tuttavia, che tale deroga non è strettamente necessaria ai fini della gestione semplice dei sistemi elettrici isolani.
- 4.10 Più in dettaglio, si ritiene opportuno che l'energia elettrica immessa e prelevata sulle reti elettriche isolane non sia oggetto di programmazione né sia parte dei meccanismi che regolano la negoziazione sui mercati all'ingrosso, al fine di evitare distorsioni nella formazione dei prezzi derivanti dall'assenza dell'interconnessione fisica con le restanti parti del territorio nazionale facenti parte della stessa zona di mercato (né sarebbe auspicabile la definizione separata di zone di mercato per ciascuna isola non interconnessa, viste le complessità operative che ne deriverebbero per volumi molto limitati).

⁷⁷ Si veda, al riguardo, l'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il quale prevede che, per le isole non interconnesse, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita Terna in merito alle prospettive di realizzazione, a costi sostenibili, di opere di interconnessione della rete elettrica delle isole minori con la rete di trasmissione nazionale, provvede a richiedere alla Commissione europea la deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE fino al 2021, evidenziando il contributo atteso che i gestori forniscono ai fini degli obiettivi comunitari su clima ed energia. Per gli anni successivi al 2021, il Ministero dello Sviluppo Economico valuta se richiedere l'aggiornamento della deroga sulla base delle opere di interconnessione approvate nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto da Terna, nonché sulla base dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

- 4.11 Si ritiene poi opportuno definire appositi punti di dispacciamento che comprendano esclusivamente punti di immissione e/o di prelievo ubicati sulle reti elettriche delle isole non interconnesse (**punti di dispacciamento isolani**)⁷⁸. Occorrerebbe, altresì, definire punti di dispacciamento isolani che includano esclusivamente i punti di connessione delle unità di produzione essenziali per il funzionamento in sicurezza della rete elettrica isolana affinché esse mantengano separata evidenza, rendendo più semplice la successiva fase di riconoscimento dei costi. I punti di dispacciamento isolani rilevano anche ai fini dell'aggregazione dei dati di misura necessari per il *settlement*. Troverebbero inoltre applicazione le medesime tempistiche e modalità di trasmissione dei dati di misura previsti dalla regolazione vigente.
- 4.12 Per quanto sopra detto, si ritiene opportuno che sia Terna, in qualità di unico soggetto avente titolo a erogare il servizio di dispacciamento sulla base dell'attuale normativa vigente⁷⁹, a gestire le suddette partite economiche *ex post*, applicando ai BRP le medesime modalità e le medesime tempistiche adottate per la regolazione degli sbilanciamenti, fatta salva la relativa valorizzazione economica. Al riguardo, infatti, si ritiene opportuno valorizzare gli sbilanciamenti come già indicato nella deliberazione 78/2019/R/eel e più in dettaglio, per ogni punto di dispacciamento isolano e per ogni periodo rilevante:
- a) il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa è pari alla somma algebrica tra:
- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate in MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - il valore del corrispettivo unitario di sbilanciamento convenzionale, assunto pari al rapporto tra:
 - i. la sommatoria delle quote residue dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE, di cui al comma 8.1 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, per tutti i punti di dispacciamento nella titolarità del medesimo GSE e per tutti i periodi rilevanti compresi negli ultimi dodici mesi per cui sono disponibili i dati, e
 - ii. la quantità di energia elettrica complessivamente immessa in rete come attribuita da Terna, nei medesimi periodi rilevanti di cui sopra, in relazione ai punti di connessione rientranti nei punti di dispacciamento del GSE.
- b) il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione dell'energia elettrica prelevata è pari alla somma algebrica tra:
- il PUN;
 - il valore del corrispettivo unitario di sbilanciamento convenzionale, assunto pari al corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento che concorre alla determinazione dell'elemento PD del corrispettivo PED del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela.
- 4.13 La valorizzazione, al prezzo di sbilanciamento sopra esposto, dell'energia elettrica immessa non esclude le altre forme di remunerazione già attualmente esistenti che, pertanto, continuerebbero a trovare applicazione. Più in dettaglio:
- nel caso di impianti di produzione ammessi a beneficiare di incentivi sul modello *feed in tariff* o del ritiro dedicato o dello scambio sul posto, la sopra richiamata regolazione dell'energia elettrica immessa sulla base dei prezzi di sbilanciamento troverebbe applicazione nei confronti del GSE (in qualità di BRP). Non cambierebbe, invece, la

⁷⁸ Appare ragionevole ipotizzare che, nelle isole non interconnesse, vengano individuate solo le unità non abilitate e le unità essenziali per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico isolano (queste non sono propriamente unità abilitate nel senso introdotto dal presente documento ma sono unità gestite direttamente dai gestori di rete che effettuano un dispacciamento passante). Le unità non abilitate possono essere costituite dall'insieme delle unità (di produzione o di consumo) ubicate in qualunque isola non interconnessa purché rientranti nella stessa zona di mercato e purché caratterizzate dallo stesso BRP.

⁷⁹ Benché l'attività di dispacciamento sia concretamente effettuata dai gestori di rete isolani.

remunerazione che il GSE riconosce a ogni singolo produttore. La differenza tra i costi e i ricavi del GSE continua a essere posta a valere sugli appositi Conti gestiti da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (che variano in funzione del regime incentivante o del regime commerciali speciale applicato);

- nel caso di impianti di produzione essenziali per il funzionamento in sicurezza delle reti non interconnesse, viene applicato il regime di reintegrazione dei costi, come già attualmente nel caso di impianti di produzione localizzati nelle isole non interconnesse la cui rete è gestita da e-distribuzione S.p.A. (in questo caso, i maggiori costi riconosciuti ai produttori rispetto ai prezzi di sbilanciamento potrebbero essere posti da Terna a valere su un nuovo corrispettivo di dispacciamento appositamente definito);
- in alternativa a quanto esposto nel precedente alinea, nel caso di impianti di produzione gestiti dai gestori delle cosiddette imprese elettriche minori verticalmente integrate di cui all'articolo 7 della legge 10/91, possono continuare a trovare applicazione (fino alla relativa generale revisione) le modalità attualmente previste per il riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori medesimi includendo, in relazione all'attività di produzione, la sola differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi che il gestore di rete (in qualità di produttore) ha già ricevuto da Terna o dal proprio BRP (incluso il GSE).

- 4.14 I clienti finali possono acquistare l'energia elettrica prelevata presso una qualunque società di vendita al dettaglio che, direttamente o indirettamente per il tramite del BRP, regolerà tali prelievi con Terna sulla base dei prezzi di sbilanciamento.
- 4.15 In deroga a quanto previsto dal Testo Integrato Settlement (TIS), si ritiene opportuno che l'area di riferimento, per ogni impresa distributrice e zona di mercato, consista di tutti i punti di prelievo e immissione localizzati sulle reti di distribuzione delle isole non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale.
- 4.16 Per quanto riguarda, infine, l'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte dei gestori delle reti sulle isole non interconnesse, si potrebbe ipotizzare che, qualora il gestore di rete necessiti di tali servizi, effettui la selezione tramite procedura concorsuale basata sul principio della neutralità tecnologica, previa approvazione della procedura medesima da parte dell'Autorità, contrattualizzando le risorse necessarie. L'erogazione dei servizi ancillari non comporterebbe modifiche nei programmi di immissione o di prelievo poiché, come sopra esposto, nelle reti elettriche non interconnesse non esisterebbe nessuna forma di programmazione.
- 4.17 In conclusione, si ritiene che, ai fini dell'attuazione di quanto qui prospettato, il GSE possa avere un ruolo di supporto operativo nei confronti delle IEM verticalmente integrate di cui all'articolo 7 della legge 10/91.

S.12 Quali altri elementi potrebbero essere oggetto di attenzione in relazione alla regolazione del dispacciamento sulle isole non interconnesse? Si ritiene che la soluzione regolatoria qui prospettata possa presentare criticità dal punto di vista operativo, tenendo conto della peculiarità dei contesti isolani? Quali?

IV.4 Conclusioni e prossimi passi

- 4.18 Per quanto riguarda la definizione della regolazione del dispacciamento nei contesti speciali, si ritiene opportuno che:
- a) l'Autorità, a seguito della presente consultazione, definisca (eventualmente previa consultazione dello schema di articolato) la nuova regolazione, innovando quanto attualmente previsto (tale innovazione può essere svolta contestualmente a quella di cui al

- paragrafo III.2);
- b) la nuova regolazione trovi attuazione contestualmente alle innovazioni di cui al paragrafo III.2 come sopra indicato, benché la sua attuazione possa essere in buona parte autonoma.

Appendice 1

Principali risultati dei progetti pilota avviati dall’Autorità con la deliberazione 300/2017/R/eel

Nelle more della definizione del nuovo TIDE, l’Autorità, con la deliberazione 300/2017/R/eel, ha dato inizio a una fase sperimentale per iniziare a consentire la partecipazione a MSD alle unità precedentemente escluse, tramite progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento fermo restando il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo).

I primi progetti pilota, avviati a partire dal 2017 e descritti nella Relazione 428/2018/I/efr, hanno consentito di sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle UVAC (unità virtuali abilitate costituite da sole unità di consumo) e delle UVAP (unità virtuali unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo, non rilevanti).

I progetti pilota UVAC e UVAP sono confluiti nel progetto pilota relativo alle unità virtuali abilitate miste - UVAM (il cui regolamento è stato approvato con la deliberazione 422/2018/R/eel), avviato a partire dall’1 novembre 2018 e tuttora in corso. Le UVAM possono essere di due tipi:

- a) UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;
- b) UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

Il perimetro delle UVAM, all’interno del quale vengono aggregate unità di produzione e unità di consumo ai fini della partecipazione a MSD, è stato inizialmente definito da Terna, in prima approssimazione, su base provinciale o regionale, senza ancora tenere conto delle reali caratteristiche delle reti elettriche (concettualmente, i perimetri geografici di aggregazione dovrebbero essere definiti in coerenza con il modello di rete utilizzato dall’algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete).

Inoltre, le UVAM rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della programmazione e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, ogni unità di produzione o di consumo appartenente all’UVAM continua a rimanere inserita nei punti di dispacciamento già oggi esistenti (sono punti di dispacciamento zionali per unità non abilitate, come se la UVAM non esistesse).

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *Balance Service Provider* (BSP) che può essere distinto dal *Balance Responsible Party* (BRP). Il BSP è responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto alla cosiddetta “*baseline*” (una sorta di programma presentato dal BSP a partire dal quale, previa eventuale correzione da parte di Terna, vengono accettate offerte su MSD e in relazione al quale viene valutato il servizio effettivamente prestato dal BSP), mentre il BRP è responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo presentato in corrispondenza dei punti di dispacciamento di cui è responsabile.

La presenza di perimetri di aggregazione ai fini della partecipazione a MSD diversi da quelli a cui sono associati i programmi di immissione o di prelievo nonché i rispettivi sbilanciamenti effettivi, ha comportato difficoltà operative derivanti dalla presenza, all’interno delle attuali UVA, di unità di produzione o di consumo nella titolarità di svariati BRP (ivi incluse le difficoltà associate all’interlocuzione tra il BSP e i BRP nonché quelle associate all’assenso che il BSP è attualmente tenuto a ottenere dai BRP per poter erogare servizi ancillari). Inoltre, il fatto che a una UVA non sia associato un programma di immissione o di prelievo nonché i corrispondenti sbilanciamenti effettivi

può comportare distorsioni e rende necessaria la definizione di corrispettivi penalizzanti in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento: in più, le offerte accettate su MSD devono essere ripartite *ex post* sulle singole unità di produzione e di consumo effettivamente utilizzate per l'erogazione dei servizi ancillari, al fine di identificare correttamente i programmi dei BRP da modificare (il che rappresenta un'ulteriore complessità operativa che appare essere in contrasto con il concetto stesso di "aggregato").

Le UVAM devono essere caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW e possono essere abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento. I requisiti di abilitazione ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento consistono nella capacità di modulare, a salire o a scendere, il prelievo o l'immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, l'UVAM deve essere in grado di variare il proprio prelievo o la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione (attualmente confinata agli anni 2019 e 2020). In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono due corrispettivi: i) un corrispettivo fisso definito in esito ad un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità; ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nel MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.

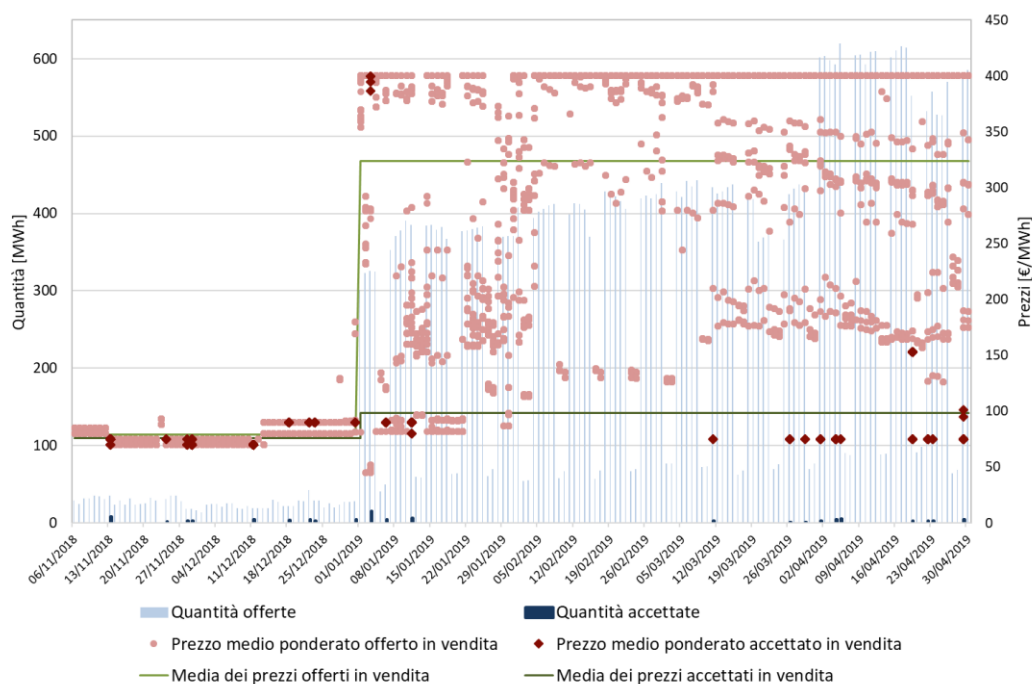
Attualmente risultano abilitate 128 UVAM (quasi tutte contrattualizzate a termine) per una potenza qualificata complessiva di 830,7 MW per il servizio "a salire" e di 200,9 MW per il servizio "a scendere" gestite da 24 BSP. Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord (94 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (17 UVAM), Centro-Sud (11 UVAM), Sud (5 UVAM) e Sardegna (1 UVAM).

Le UVAM sono per lo più costituite da unità di consumo in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica tramite la variazione interna di produzione (tali unità di consumo, cioè, contribuiscono a fornire riserva a salire riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete senza necessariamente ridurre i propri consumi interni che vengono coperti tramite un aumento della produzione in sito), nonché da unità di produzione programmabili (quali quelle di cogenerazione non totalmente vincolate dall'esigenza di garantire la copertura dei carichi termici oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili) e unità di produzione che, pur essendo classificate tra le unità non programmabili, presentano margini di flessibilità (ad esempio, unità idroelettriche ad acqua fluente). All'interno delle UVAM non sono tipicamente presenti (o lo sono in misura limitata) gli impianti per i quali vengono erogati strumenti incentivanti correlati all'energia elettrica effettivamente prodotta o immessa in rete: tali strumenti incentivanti inducono i produttori a massimizzare la propria produzione, rendendoli poco propensi a presentare offerte su MSD (offerte che, nel caso di impianti alimentati da fonti non programmabili, sono in tutta probabilità a scendere e che, quindi, se accettate, comportano una riduzione dell'energia elettrica immessa in rete).

Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 28 MW).

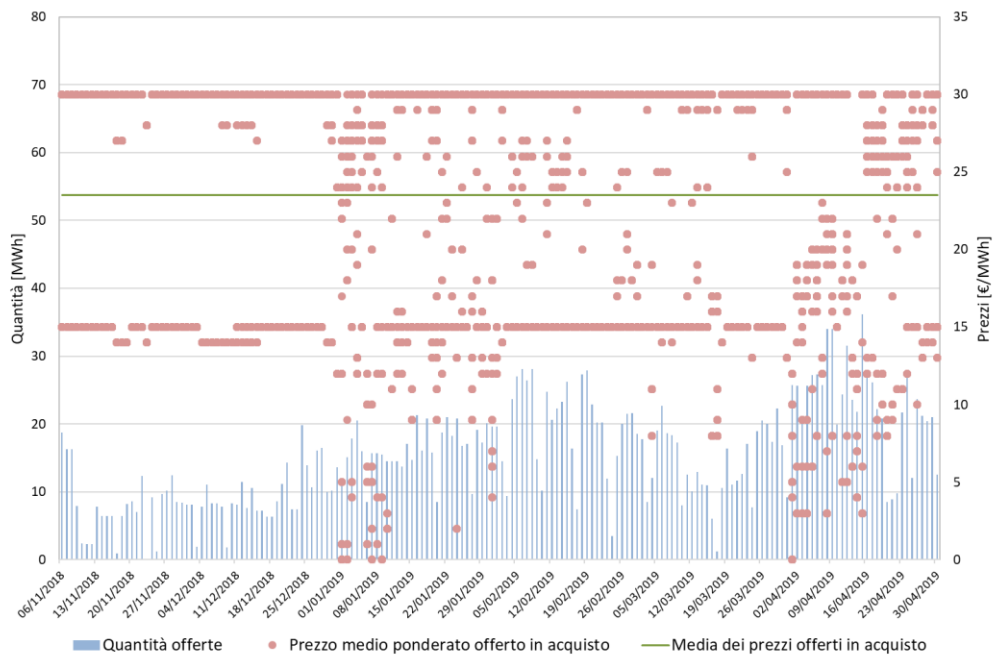
I primi risultati, relativi al periodo 1 novembre 2018 – 30 aprile 2019, mostrano che:

- le offerte per il servizio a salire presentate dai BSP, soprattutto nel caso di risorse contrattualizzate a termine (a partire da gennaio 2019), sono caratterizzate da prezzi molto elevati e posti pari allo *strike price*, il che riduce la probabilità che esse siano selezionate da Terna, in parte vanificando la finalità della sperimentazione; in particolare, dalla [figura 1.A](#), si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, per poi aumentare fino a quasi 324 €/MWh per il periodo 1 gennaio – 30 aprile 2019;



– figura 1.A. Con il termine “Prezzi medi ponderati” si intende la media, su base quartoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate), mentre con il termine “Media dei prezzi” si intende la media aritmetica, separatamente per i periodi 6 novembre 2018 - 31 dicembre 2018 e 1 gennaio – 30 aprile 2019, dei predetti prezzi medi ponderati –

- non sono state selezionate da Terna offerte per il servizio a scendere; il prezzo medio ponderato per le offerte a scendere è stato di circa 24 €/MWh come emerge nella [figura 1.B](#);



– figura 1.B. Con il termine “Prezzo medio ponderato” si intende la media, su base quartoraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte), mentre con il termine “Media dei prezzi” si intende la media aritmetica, nel periodo 6 novembre 2018 - 30 aprile 2019, dei predetti prezzi medi ponderati –

- le offerte selezionate da Terna, esclusivamente per il servizio a salire, rappresentano poco più del 5% del totale delle offerte presentate; nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un buon grado di affidabilità delle UVAM, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari all’81,5% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate);
- le UVAM sono state utilizzate esclusivamente per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 708,33 MWh;
- la contrattualizzazione a termine ha comportato un costo complessivo pari a circa 4,4 milioni di euro nel periodo gennaio 2019 – aprile 2019 (con un costo atteso su base annua prossimo a 20 milioni di euro).

Con la deliberazione 383/2018/R/eel, è stato approvato il regolamento del progetto pilota volto a sperimentare la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA (di seguito: UPR). Tale progetto pilota è stato avviato a partire dall’1 settembre 2018 ed è tuttora in corso.

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP che, in questo caso, coincide con il BRP.

Le UPR, per essere ammesse al progetto pilota, devono disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di almeno 5 MW e possono essere abilitate a fornire risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini dell’erogazione dei richiamati servizi, ad eccezione della riserva terziaria di sostituzione, le UPR devono essere in grado di modulare, a salire o a scendere, la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, le UPR devono essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. I servizi resi dalle UPR sono remunerati solo tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al

prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Attualmente risulta abilitata una sola UPR alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), per la quale non è finora stata accettata nessuna offerta da Terna.

Un altro progetto pilota riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti (approvato con la deliberazione 402/2018/R/eel). Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

Attualmente risultano abilitati sistemi di accumulo per un totale di 27,7 MW.

Appendice 2

Modalità di approvvigionamento ed eventuale remunerazione del servizio di regolazione della tensione nei principali paesi europei

L'Autorità ha richiesto a Terna di effettuare un approfondimento circa le modalità di approvvigionamento e di eventuale remunerazione del servizio di regolazione di tensione nei principali paesi europei. Di seguito sono riportati i principali elementi emersi:

- in **Francia**, tutte le unità di produzione (anche non programmabili), connesse alla rete di alta tensione, sono obbligate a fornire il servizio di regolazione di tensione. La remunerazione è facoltativa: qualora la risorsa ne faccia richiesta, il TSO riconosce una remunerazione caratterizzata da una quota fissa (di valore limitato) per la disponibilità della risorsa (in €/MVA_r) e una quota variabile per l'energia reattiva effettivamente erogata/assorbita (in €/MVA_rh). Le risorse che richiedono la remunerazione del servizio sono sottoposte ad una penale nel caso di mancata o errata fornitura. Il TSO può anche servirsi del mercato di bilanciamento, selezionando offerte in modalità *pay as bid*, per mitigare criticità di tensione in tempo reale;
- in **Gran Bretagna**, la regolazione attualmente vigente prevede:
 - i. il servizio "*obligatory reactive power service*", obbligatorio per le risorse, sia programmabili che non programmabili, caratterizzate da una capacità nominale maggiore di una determinata soglia (50 MVA in Inghilterra e Galles, 30 MVA nella Scozia del sud, 10 MVA nella Scozia del nord) connesse alla rete di trasmissione. Tale servizio prevede una remunerazione amministrata (in £/MVA_rh) per compensare i costi sostenuti dall'operatore;
 - ii. il servizio "*enhanced reactive power service*", facoltativo per gli impianti obbligati a fornire il servizio obbligatorio nonché per tutte le risorse in grado di assorbire/erogare energia reattiva diverse da queste ultime. Esso viene aggiudicato per il tramite di aste che si tengono ogni sei mesi e si basa su una remunerazione per la capacità resa disponibile (in £/MVA_r) e per l'energia reattiva effettivamente erogata (in £/MVA_rh). La partecipazione a questo servizio si è ridotta notevolmente fino ad annullarsi a causa delle difficoltà per gli operatori nell'effettuare previsioni dell'andamento del numero di accensioni attese nel periodo di consegna minimo previsto dal servizio (12 mesi) e nel definire le offerte di prezzo (in £/MVA_rh e in £/MVA_r).

In caso di necessità, il TSO può servirsi anche di altri meccanismi *spot*, quali il mercato di bilanciamento, gli scambi di energia a termine e la contrattualizzazione a termine. Negli ultimi anni il TSO sta valutando di riformare le modalità di approvvigionamento del servizio di regolazione di tensione, con l'obiettivo, entro il 2020/2021, di eliminare il servizio "*enhanced reactive power service*" e di aumentare la platea di risorse in grado di fornire il servizio;

- in **Germania**, l'approvvigionamento del servizio di regolazione di tensione avviene per il tramite di accordi bilaterali, stipulati tra il TSO e i titolari di impianti di generazione tradizionali (termoelettrici) connessi alla rete di trasmissione. Attualmente è in corso una revisione del meccanismo di approvvigionamento del servizio al fine di permettere la partecipazione di impianti eolici;
- in **Spagna**, la regolazione attuale prevede la partecipazione obbligatoria di tutte le unità di produzione con potenza nominale di almeno 30 MW e connesse alla rete di trasmissione, nonché delle unità di produzione (anche non programmabili) con capacità di almeno 5 MW connesse alla rete di distribuzione. Attualmente non è prevista una remunerazione per le prestazioni minime obbligatorie. La penalizzazione economica in caso di mancata erogazione del servizio è prevista solo per le risorse rinnovabili, gli impianti di cogenerazione e i termovalorizzatori.

Appendice 3

Sintesi dello studio svolto dal Politecnico di Milano in merito ai costi di accensione di impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati da gas naturale

Lo studio in oggetto è stato richiesto dall'Autorità a Terna, e commissionato da quest'ultima al Politecnico di Milano, al fine di identificare l'ordine di grandezza dei costi legati alle manovre di accensione e di cambio assetto degli impianti termoelettrici. Nello studio vengono considerati i soli impianti termoelettrici a ciclo combinato, essendo quelli maggiormente interessati dalle chiamate di avviamento o cambio assetto da parte di Terna.

La prima parte dello studio presenta una metodologia per la stima dei costi delle manovre di accensione, distinguendo tra avviamento da caldo e avviamento da freddo, nonché di cambio assetto⁸⁰. Il costo totale delle manovre viene definito pari alla somma di:

- costi diretti totali, comprendenti il costo sia del combustibile sia dell'energia elettrica consumata durante la manovra;
- costi di manutenzione aggiuntivi associati a ciascuna manovra;
- costi per il recupero dell'investimento iniziale tenendo conto della riduzione di vita utile dell'impianto attribuibile ad un avviamento o a un cambio assetto;
- costi dovuti al degrado delle prestazioni.

Tale metodologia viene utilizzata per quantificare i costi in analisi per un ciclo combinato "1+1" da 400 MW (essendo la configurazione impiantistica più diffusa in Italia). Dai risultati, riportati nella Tabella 3.A, si evince che le voci maggiormente incidenti sul costo totale della manovra sono i costi di recupero dell'investimento iniziale ed i costi di manutenzione.

	Avviamento da CALDO	Avviamento da FREDDO	Cambio assetto
Costi diretti totali, €	6999	12835	4253
Costi di manutenzione, €	12213	12213	12213
Costi per il recupero dell'investimento iniziale, €	27017	27017	27017
Costi dovuti al degrado delle prestazioni, €	2730	2730	2730
Costo totale manovra, €	48959	54795	46213

Tabella 3.A: Riepilogo dei costi di avviamento e cambio assetto per un ciclo combinato da 400 MW

Si noti che i costi riportati in tabella sono decisamente inferiori al *cap* unitario attualmente definito. A titolo d'esempio, quest'ultimo, per gli impianti di generazione con ciclo combinato a gas, nel 2016 è risultato pari a 1086 €/MWPmin (equivalente a 434.400 € per un ciclo combinato "1+1" da 400 MW, cioè circa un ordine di grandezza in più rispetto al costo totale individuato dallo studio).

La metodologia analizza, tra l'altro, la variazione dei costi di avviamento in funzione della taglia dell'impianto prevedendo:

- a) per i costi diretti totali e i costi dovuti al degrado delle prestazioni, una dipendenza lineare con la taglia:

$$C = \frac{C_0}{P_0} * P$$

⁸⁰ Lo studio ipotizza che l'avviamento delle turbine a gas in un ciclo combinato "2+1" (impianto caratterizzato da due turbine a gas e una turbina a vapore) avvenga in sequenza, cioè che l'impianto venga prima avviato con la configurazione "1+1" (impianto caratterizzato da una turbina a gas e una turbina a vapore, ciascuna con il proprio generatore) fino al minimo tecnico e, successivamente, venga avviata la seconda turbina a gas. Ciò implica che le manovre di avviamento per un ciclo combinato "1+1" e "2+1" siano da ritenersi identiche e che la manovra di cambio assetto di un ciclo combinato "2+1" consista nel passare dalla configurazione "1+1" alla configurazione "2+1".

dove P_0 e P rappresentano la capacità nominale rispettivamente dell'impianto di riferimento (400 MW) e dell'impianto di cui si vogliono calcolare i predetti costi, mentre C_0 e C sono i relativi costi;

- b) che i costi di manutenzione e di recupero dell'investimento iniziale siano variabili in funzione della capacità installata secondo un esponente:

$$C = \frac{C_0}{P_0} * \left(\frac{P}{P_0}\right)^{f-1}$$

dove l'esponente f rappresenta il parametro di scala ed è assunto pari a 0,74.

Nella seconda parte dello studio, viene effettuata un'analisi statistica delle offerte accettate per il servizio di accensione nel 2016 e presentate dai titolari di cicli combinati, al fine di confrontarle con i valori di costo stimati. Da questa analisi emerge una rilevante disomogeneità nelle offerte, anche a parità di tipologia impiantistica e di taglia. Tra gli impianti per i quali sono state accettate le offerte, in relazione alla metà di essi l'offerta è stata al di sotto di 400 €/MWPmin, per pochi di essi l'offerta è stata effettuata al *cap*, mentre in relazione alla restante parte le offerte erano comprese tra 700 €/MWPmin e il *cap*. Di conseguenza, è plausibile ritenere che le offerte di accensione assumano valori legati a dinamiche di mercato, non necessariamente correlati con i reali costi sottesi alla manovra.

Qualora i dati riportati nello studio condotto dal Politecnico di Milano venissero utilizzati per rivedere la definizione del *cap* dei gettoni di accensione e cambio assetto (evitando, quindi, che quest'ultimo continui a essere calcolato sulla base del valore medio del prezzo delle offerte di minimo presentate nell'anno precedente), si ritiene opportuno applicare una opportuna maggiorazione (ad esempio il 50%) che tenga conto di un ragionevole margine di incertezza nella determinazione dei costi, nonché del fatto che tali costi sono stati determinati con esclusivo riferimento a cicli combinati 1+1 da 400 MW.

Si consideri, ad esempio, un impianto di potenza nominale P di 100 MW. Adottando la metodologia sopra descritta, con $P_0 = 400$ MW e C_0 pari ai costi riportati nella Tabella 2.A, il costo totale della manovra di accensione a caldo viene calcolato come la somma di:

- *costi diretti totali: applicando la formula di cui alla precedente lettera a), risultano essere pari a 1750 €;*
- *costi di manutenzione: applicando la formula di cui alla precedente lettera b), risultano essere pari a 4378 €;*
- *costi per il recupero dell'investimento iniziale: applicando la formula di cui alla precedente lettera b), risultano essere pari a 9685 €;*
- *costi dovuti al degrado delle prestazioni: applicando la formula di cui alla precedente lettera a), risultano essere pari a 683 €.*

Il cap dell'offerta di accensione risulterebbe pari a:

$$Cap_{Accensione} = 1,5 * (1750 + 4378 + 9685 + 683) = 24744 \text{ €}$$

Appendice 4

Ulteriori elementi ed esempi in merito ai prezzi *Convex Hull*

I cosiddetti *Convex Hull Pricing*⁸¹ (di seguito: CHP oppure prezzo CH), ad oggi implementati nei mercati dell'energia, in maniera approssimata, dal *Midcontinent ISO (MISO)*⁸², potrebbero essere utilmente implementati nell'ambito dei modelli di risoluzione del MSD per mezzo di approcci che minimizzano, o riducono, gli *uplift payments* (considerati limitativi della trasparenza dei mercati).

In particolare, l'uso di approcci CHP consente di definire prezzi marginali (spesso chiamati estesi) inclusivi, per quanto possibile, delle componenti non convesse del problema spesso derivanti da indivisibilità o complementarità nei vincoli di esercizio di taluni impianti⁸³. A titolo di esempio queste componenti sono dovute ai costi di accensione e ai minimi tecnici strettamente positivi⁸⁴.

Nei modelli di ottimizzazione utilizzati per la risoluzione di mercati dell'energia o di bilanciamento a *system marginal price* la possibilità di definire correttamente un prezzo marginale dipende dalla formulazione del problema stesso. Nel caso questo contenga delle non convessità è infatti noto che il prezzo marginale, in generale, semplicemente non esista e si possa, in prima battuta, solo definire un suo surrogato dopo aver: a) risolto il problema originale con le sue non convessità, b) fissato le variabili binarie ottime rilevanti ai fini delle azioni non convesse e c) risolto nuovamente il problema, supponendo che questo sia convesso; infine può essere calcolato il prezzo marginale (tecnicamente estraendo il duale del vincolo di bilancio fra prelievo e immissione)⁸⁵. A titolo di esempio per costi di accensione, una volta selezionati in maniera ottimale gli impianti da accendere nell'ambito della selezione (fase a)), detti costi sono ritenuti "scontati" e il prezzo marginale, del successivo MW nella curva di domanda, si basa solo sull'offerta in energia dell'impianto marginale. Il costo di accensione deve quindi essere remunerato a parte (*uplift payments*).

I "prezzi *Convex Hull*" per problemi elementari⁸⁶ possono essere calcolati graficamente in tre passi:

- 1) si costruisce la funzione che fornisce il costo totale di sistema al variare della domanda attesa;
- 2) si trova il *Convex Hull* di questa curva;
- 3) il "prezzo *Convex Hull*" è pendenza del *Convex Hull* della funzione che fornisce il costo totale di sistema al variare della domanda attesa.

Si consideri, a titolo di esempio, un sistema elementare costituito da tre unità di produzione (UP). Ciascuna UP è caratterizzata dal minimo tecnico (P_{\min}), dalla potenza massima (P_{\max}) e dallo stato

⁸¹ Si vedano ad esempio i seguenti rilevanti contributi da letteratura:

- D. A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao and E. Litvinov, "*Convex Hull Pricing in Electricity Markets: payment Total uplift Formulation, Analysis, and Implementation Challenges*," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 4068-4075, Sept. 2016.
- P. Gribik, W. Hogan, and S. Pope, "*Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift*", Harvard University, Tech. Rep., 2007.
- Bowen Hua, Ross Baldick, "*A Convex Primal Formulation for Convex Hull Pricing*", IEEE Transactions on Power Systems 32 (5), 3814 – 3823, disponibile come TR on line al link: <https://arxiv.org/pdf/1605.05002.pdf>
- Gribik, P. R., "*Market pricing and uplift: new approaches to known issues*", disponibile on line al link: http://www.hks.harvard.edu/hepg/Paul_Gribik.pdf (2007)
- Gribik, P. R., W. W. Hogan and S. L. Pope, "*Market-clearing electricity prices and energy uplift*" (2007).

⁸² Si veda ad esempio: Congcong Wang, Peter B. Luh, Paul Gribik, Tengshun Peng, and Li Zhang. "*Commitment Cost Allocation of Fast-Start Units for Approximate Extended Locational Marginal Prices*", IEEE Transactions on Power Systems, 2016.

⁸³ Tecnicamente questi prezzi sono la pendenza del *Convex Hull* della funzione che fornisce il costo totale di sistema al variare della domanda attesa. Come tali sono non decrescenti rispetto alla domanda stessa.

⁸⁴ Per una review di vari approcci si veda: G. Liberopoulos and P. Andrianesis, "*Critical Review of Pricing Schemes in Markets with Non-Convex Costs*", Operations Research, vol. 64, no. 1, pp. 17–31, 2016

⁸⁵ Si veda ad esempio: Richard P. O'Neill, Paul M. Sotkiewicz, Benjamin F. Hobbs, Michael H. Rothkopf, William R. Stewart, Jr., "*Efficient Market-Clearing Prices in Markets with Nonconvexities*," European Journal of Operational Research, vol. 164, pp. 269–285.

⁸⁶ In particolare, su un singolo periodo, senza vincoli di rete e altri requisiti di sistema. Si osservi che l'approccio grafico qui presentato è del tutto inadatto da un punto di vista computazionale per casi reali.

(accesa/spenta). Per il periodo rilevante di riferimento, i BSP formulano offerte di accensione (C_{acc} , in €) e offerte a salire (Off , in €/MWh), come riportato in Tabella 4.A.

	UP 1	UP 2	UP 3
P_{min} [MW]	0	20	0
P_{max} [MW]	50	40	10
Off [€/MWh]	10	20	30
C_{acc} [€]	0	100	0
Stato (u_0)	0 (spenta)	0 (spenta)	0 (spenta)

Tabella 4.A

Il corrispondente problema di *Unit Commitment*, risolvibile manualmente al variare della domanda stimata (D), è costituito dal seguente modello:

- 1) funzione obiettivo (minimizzazione dei costi):

$$\min_{(u,v,w,p)} \sum_{i=1}^3 (Off_i \cdot p_i + C_{acc} \cdot v_i)$$

- 2) vincolo di bilanciamento tra immissioni e prelievi:

$$\sum_{i=1}^3 p_i = D$$

- 3) limitazione della potenza erogabile per ciascuna UP:

$$u_i \cdot p_{min,i} \leq p_i \leq u_i \cdot p_{max,i} \quad (i = 1,2,3)$$

- 4) vincoli logici che legano le variabili di stato, accensione e spegnimento:

$$u_i - u_{0,i} = v_i - w_i \quad (i = 1,2,3)$$

dove:

- $p_i \geq 0$ ($i = 1,2,3$), variabile continua, rappresenta la potenza immessa da ciascuna UP;
- $u_i \in \{0,1\}$, $v_i \in \{0,1\}$, $w_i \in \{0,1\}$ ($i = 1,2,3$), variabili binarie, rappresentano rispettivamente lo stato dell'UP, dell'avvenuta accensione e dell'avvenuto spegnimento di ciascuna UP;
- $D \in [0,100]$, valore costante, rappresenta il range di richiesta stimata di potenza.

Si hanno, in particolare, i seguenti casi:

- 1) $0 < D \leq 50$ MW: essendo UP1 la più economica indipendentemente dalla domanda, finché la stessa è inferiore a 50 MW, la soluzione ottima prevede che UP1 stessa fornisca l'intero carico e il costo marginale (cioè il costo di un MW aggiuntivo) di sistema è pari a 10 €/MWh;
- 2) $50 \leq D \leq 60$ MW: non appena la domanda supera i 50 MW e fino a 60 MW, poiché la somma del costo di accensione della UP2 e del suo costo di produzione è maggiore rispetto al costo di produzione della UP3, la soluzione ottima prevede che UP3 sia chiamata a soddisfare il carico aggiuntivo tra 50 MW e 60 MW, sebbene UP3 sia più costosa in termini di energia⁸⁷. La pendenza del costo totale è pari al costo marginale di UP3, ossia 30 €/MWh, mentre il costo totale per soddisfare la domanda pari a 60 MW è di 800 €;

⁸⁷ Infatti, l'intervallo per cui UP2 è più costosa di UP3 è dato da: $20p + 100 < 30p$, ossia per $p < 10$, dove p rappresenta la potenza immessa. Inoltre, UP2 è caratterizzata da un minimo tecnico di 20 MW.

- 3) $60 < D \leq 70$ MW: quando il carico supera 60 MW, UP2 deve essere accesa al fine di soddisfare la richiesta. Tuttavia, essendo la potenza minima di UP2 pari a 20 MW, il modello di ottimizzazione impone uno spegnimento di UP3 (0 MW) e una riduzione della potenza immessa da UP1 fino a 40 MW. All'aumentare della domanda (fino a 70 MW), la più economica UP1 è chiamata ad aumentare l'immissione, portandosi da 40 MW fino alla sua potenza massima di 50 MW. In questo intervallo di domanda, la pendenza del costo totale, cioè il costo marginale, è pari al costo di produzione di UP1 (10 €/MWh). Il costo totale per soddisfare una domanda di 60 MW è pari a $(100 + 20 \times 20 + 10 \times 40) = 900$ €; è presente, quindi, una discontinuità nella funzione di costo totale nel punto di ascissa pari a 60 MW;
- 4) $70 \leq D \leq 90$ MW: quando la domanda supera 70 MW e fino a 90 MW, poiché UP2 è già accesa e UP1 alla sua potenza massima, la pendenza della curva di costo totale è pari a 20 €/MWh in quanto risulta più conveniente utilizzare la UP2, invece della UP3, per aumentare l'immissione di un ulteriore MW;
- 5) $90 \leq D \leq 100$ MW: quando la domanda arriva a 90 MW, fino al massimo di 100 MW, la UP3 viene naturalmente chiamata a soddisfare questo carico aggiuntivo, risultando in un costo marginale di 30 €/MWh.

Il costo totale di sistema e quello marginale al variare della domanda sono riportati rispettivamente nei grafici di [Figura 4.A](#) e [Figura 4.C](#). In particolare, dalla [Figura 4.C](#) si evince che in generale il costo marginale è non monotono crescente e ciò rappresenta un problema, in quanto il costo marginale massimo, per esempio con una domanda di 55 MW, non indica affatto scarsità. Inoltre, è facile osservare che in un altro intervallo di domanda, fra 60 MW e 70 MW, ove il prezzo marginale, dato dalla UP1, è pari a 10 €/MWh, ci siano problemi di profitto: per esempio per soddisfare una domanda pari a 65 MW, la UP1 è a profitto nullo, mentre la UP2 lavora al suo minimo tecnico e soffre una perdita di 300 € ($10 \times 20 - 20 \times 20 - 100$). È evidente quindi che questo prezzo, di per sé, non fornisce i giusti incentivi all'operatore di produrre la relativa quantità di energia.

Il *convex hull* della funzione di costo totale⁸⁸ è rappresentato, per l'intervallo di potenza significativo, con linea tratteggiata nel grafico di [Figura 4.B](#).

Infine, il grafico di [Figura 4.D](#) rappresenta il *convex hull* del costo marginale. Si noti che il valore del *convex hull* del costo marginale, nell'intervallo di potenza significativo, è pari a 22,5 €/MWh, ottenuto proprio come pendenza della retta passante per i punti (50;500) e (90;1400) che è proprio la pendenza che definisce il segmento del CH⁸⁹. Negli altri intervalli il prezzo marginale coincide con la parte convessa dello stesso e quindi esiste la possibilità di definirlo correttamente⁹⁰.

⁸⁸ Per definizione il *convex hull* di una certa funzione non convessa è la più grande funzione convessa sottostimante tale funzione.

⁸⁹ Si osservi che non è corretto unire il punto di coordinate (50,500) con il punto di coordinate (80,1200) in quanto la risultante lineare a tratti non sarebbe convessa, infatti si avrebbe un costo marginale non crescente nell'intervallo di ordinate (80,90], pari a 20 €/MWh, *versus* 23,3 €/MWh nell'intervallo di ordinate (50,80].

⁹⁰ Da un punto di vista più rigorosamente matematico e computazionale, il CHP potrebbe essere calcolato risolvendo il duale lagrangiano (DL) del problema di *Unit Commitment* (precedente modello 1) - 4)), avente la seguente forma:

- (DL) $\max_{(\lambda)} \Theta(\lambda)$ se
- $\Theta(\lambda) = \min_{(u,v,w,p)} \sum_{i=1}^3 (Off_i \cdot p_i + C_{acc} \cdot v_i) + \lambda \cdot (D - \sum_{i=1}^3 p_i)$:
- $u_i \cdot p_{min,i} \leq p_i \leq u_i \cdot p_{max,i}, i = 1,2,3$
- $u_i - u_{0,i} = v_i - w_i, i = 1,2,3$

Il valore (non necessariamente unico) che massimizza DL, sia λ^* , è esattamente il prezzo CH.

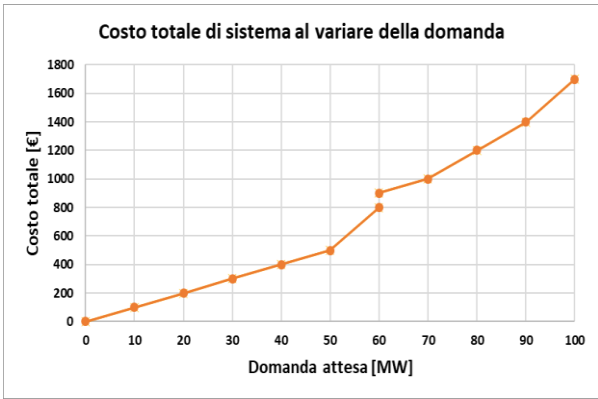


Figura 4.A: Costo totale di sistema

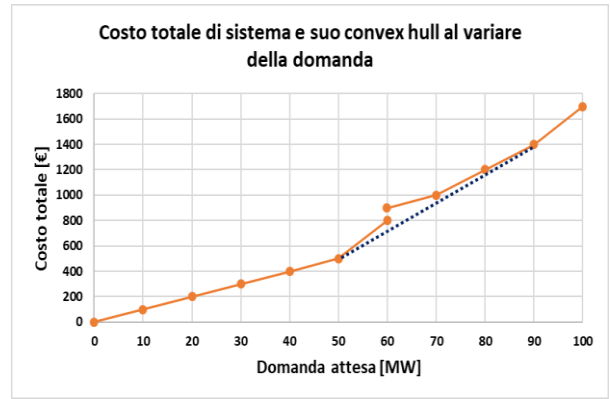


Figura 4.B: Costo totale di sistema e suo *convex hull*

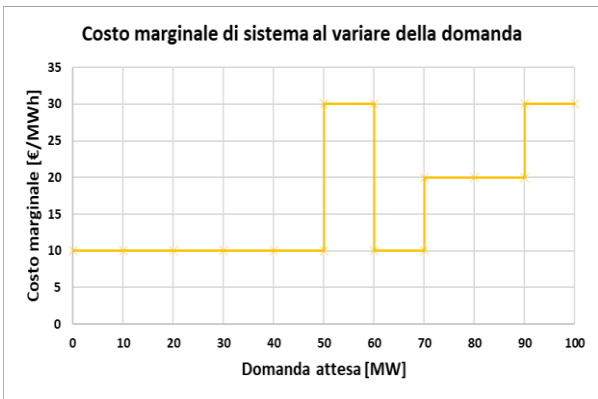


Figura 4.C: Costo marginale di sistema

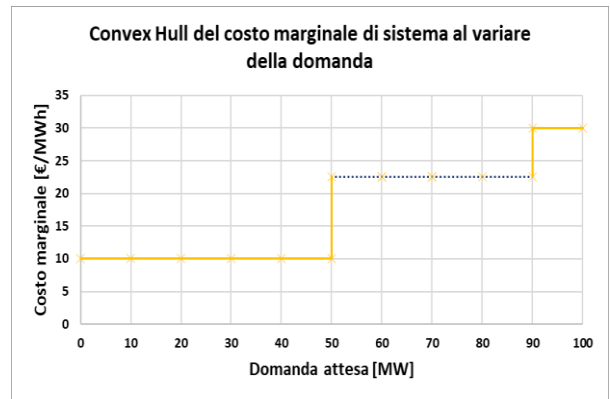


Figura 4.D: *Convex hull* del costo marginale di sistema

Appendice 5

Definizioni utili nell'ambito della revisione dei modelli di ottimizzazione del dispacciamento

Nell'ambito della revisione (e continuo aggiornamento periodico), da parte di Terna, dei modelli attualmente utilizzati ai fini dell'ottimizzazione del dispacciamento potrebbero essere utili le seguenti definizioni (nonché i rimandi agli approfondimenti riportati in nota), al fine di uniformare le terminologie da adottare per il futuro:

- a) **modello matematico di ottimizzazione deterministico** è una formalizzazione astratta costruita per rispondere ad una domanda data relativa all'uso ottimale di risorse. Esso è costituito dall'insieme di:
- **parametri** (tipicamente numerici, grafici, logici o altro) che rappresentano le quantità da misurare, stimare o imporre per descrivere gli aspetti ritenuti non modificabili della situazione data, ossia le quantità il cui valore è misurato, stimato o imposto e successivamente è al di fuori del controllo degli attori;
 - **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;
 - **vincoli**, cioè relazioni matematiche (normalmente equazioni e/o disequazioni algebriche) che coinvolgono i parametri e le variabili di controllo (ed eventualmente di stato) che devono essere tutte soddisfatte affinché i valori delle variabili costituiscano, per la specifica istanza, una soluzione ammissibile per come definita di seguito. Un vincolo è detto:
 - i. **elastico** (o *soft*) quando modellato in maniera tale da poter essere violato dalle variabili di controllo ad un certo costo (penalità). Questo può essere fisso o variabile secondo determinate funzioni ed è definito nella funzione obiettivo per mezzo di ulteriori variabili di controllo non negative dette comunemente “*slack*”⁹¹ e ⁹²;
 - ii. **rigido** quando modellato come non elastico e come tale deve essere sempre rispettato dalle variabili;
 - iii. **attivo** (o *binding* o di supporto) se per una certa soluzione (ottima o solo ammissibile) si sia raggiunta la frontiera della regione ammissibile descritta dal vincolo, ossia un vincolo sotto forma di disuguaglianza viene rispettato come uguaglianza;
 - **funzione obiettivo**, cioè una espressione matematica che dipende dalle variabili di controllo (ed eventualmente di stato) e dai parametri, e che indica complessivamente la quantità che si vuole ottimizzare, ossia minimizzare (o massimizzare, a seconda di quanto esplicitamente indicato dal modello);
- b) **modello matematico di ottimizzazione con dati incerti** (o in condizioni di incertezza) è 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, a titolo di esempio, di scenari multipli, *range* o appartenenti ad insiemi di conveniente forma per addivenire a soluzioni che si dimostrano “buone” per diverse realizzazioni *ex post* dei parametri incerti⁹³;
- c) **specifica istanza** di un certo modello matematico di ottimizzazione è l'insieme dei dati numerici

⁹¹ L'attivazione, cioè l'assunzione di un valore strettamente positivo, di una certa variabile *slack* per una certa soluzione può essere dovuta a motivi di ammissibilità ovvero di convenienza economica a seconda dello stato strutturalmente inammissibile del modello originale senza variabili *slack* e del valore della (funzione di) penalità scelto.

⁹² In relazione alla modellazione di vincoli elastici si veda ad esempio: William W. Hogan (2012), “*Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves: an ERCOT Window of Opportunity*”, disponibile su https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_ORDC_110112r.pdf,

⁹³ Si veda ad esempio: W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra, and M. Tahanan, “*Large-Scale Unit Commitment Under Uncertainty: An Updated Literature Survey*”, *Annuals of Operations Research*, vol. 271, no. 1, pp. 11–85, December 2018, disponibile in versione *Technical Report* on line al link: <http://eprints.adm.unipi.it/2374/1/UUC-Survey.pdf>.

(o range o scenari di essi) che specificano tutti i parametri del modello. Essa è detta inammissibile 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;

- d) **soluzione ammissibile**, con riferimento ad una specifica istanza di un certo modello matematico di ottimizzazione, 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;
- e) **soluzione ottima**, con riferimento ad una specifica istanza di un certo modello matematico di ottimizzazione, è una (o la) migliore delle soluzioni ammissibili, 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;
- f) **algoritmo di risoluzione** di un modello matematico di ottimizzazione 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 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.
- g) dato un modello matematico di una rete di trasmissione elettrica in regime stazionario governato da determinate equazioni basate sulle leggi di Kirchhoff:
- 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 costanti;
 - modello di rete in **Corrente Alternata (CA)** è una rappresentazione completa delle stesse equazioni senza approssimazioni, o disaccoppiamenti, relative alle componenti di potenza attiva e reattiva e relativi profili di tensione ai nodi della rete considerati come variabili⁹⁴;
 - modello **convessificato**, o comunque semplificato, **in CA (CCA)** 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 variabili⁹⁵.

⁹⁴ Questi modelli di rete sono fortemente non lineari e, quando inseriti nei relativi problemi di ottimizzazione, risultano significativamente non convessi rispetto alle variabili che lo compongono.

⁹⁵ Si veda ad esempio: Daniel K. Molzahn and Ian A. Hiskens (2019), “A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations”, Foundations and Trends in Electric Energy Systems: Vol. 4, No. 1-2, pp 1–221. DOI: 10.1561/3100000012.