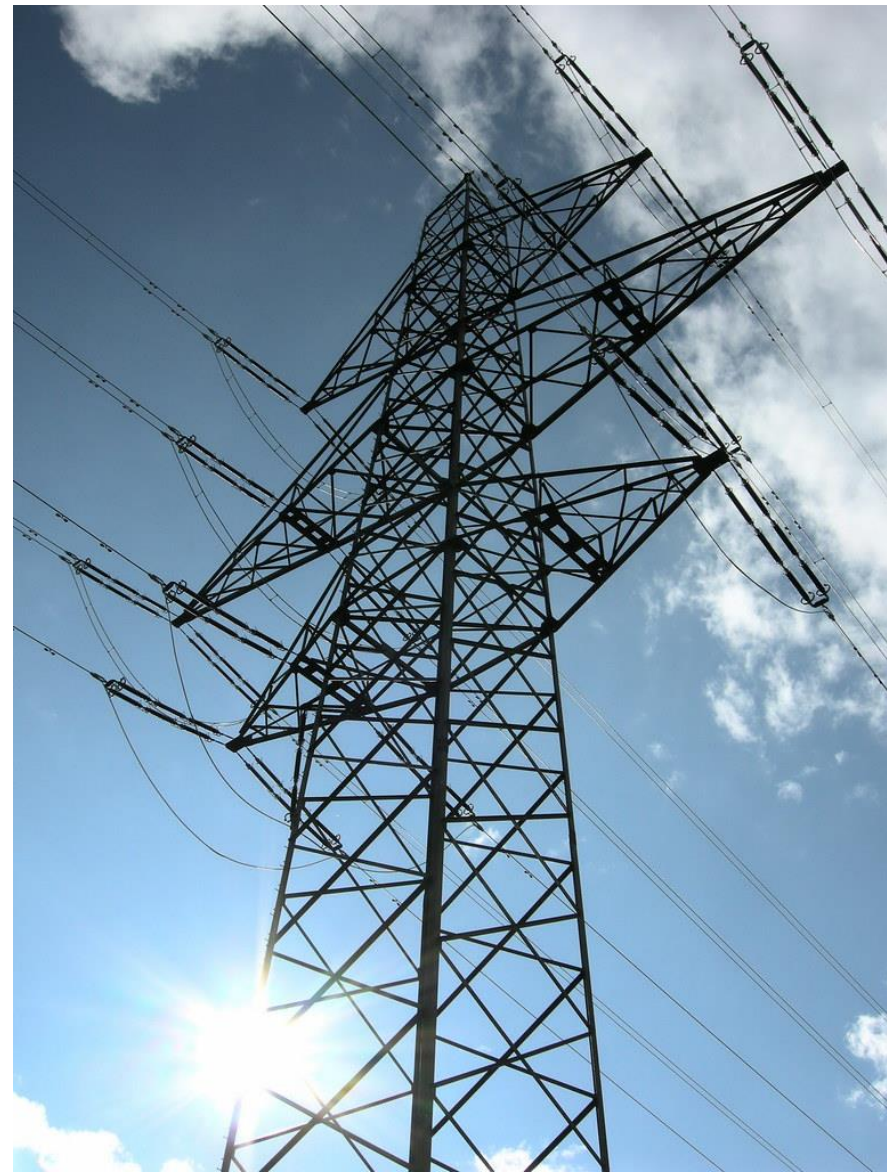


**DOCUMENTO PER LA
CONSULTAZIONE
322/2019/R/eel
TIDE – TESTO INTEGRATO DEL
DISPACCIAMENTO ELETTRICO**

Milano, 23 settembre 2019



Agenda

1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE
2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità
3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento
4. Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)
5. Prossimi passi e tempistiche



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

- 1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE**
2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità
3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento
4. Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)
5. Prossimi passi e tempistiche



Obiettivi del TIDE

1

individuare le principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapida e continua evoluzione, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030

2

completare l'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, tenendo conto del quadro normativo europeo, con particolare riferimento al *coupling* dei mercati infragiornalieri nonché all'armonizzazione e la condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari)



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Struttura del TIDE

Il TIDE è diviso in quattro parti:

- 1. Parte Prima:** riassume l'attuale contesto generale europeo, focalizzando l'attenzione soprattutto sulle parti del Regolamento CACM e del Regolamento Balancing di rilievo;
- 2. Parte Seconda:** presenta le azioni che devono o che è opportuno siano poste in essere in attuazione del consolidato quadro normativo europeo;
- 3. Parte Terza:** riporta gli orientamenti per la revisione della regolazione del dispacciamento, pensando al contesto del 2030, tenendo saldi i principi di neutralità, imparzialità ed efficienza;
- 4. Parte Quarta:** presenta gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali, con particolare riferimento alle isole non interconnesse.

1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE
- 2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità**
3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento
4. Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)
5. Prossimi passi e tempistiche

**ARERA**

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Elementi generali (1/2)

In generale, i **programmi di immissione e di prelievo dei BRP**:

1. possono formarsi su MGP e MI e successivamente possono essere oggetto di **modifica da parte del TSO** per lo più accettando offerte presentate dai BSP su MSD. Affinché ciò possa risultare efficiente è auspicabile che i tre mercati siano (il più possibile) in serie. MGP e MI quindi operano già un primo dispacciamento su tali mercati e:
 - ✓ se MGP e MI sono di tipo nodale e tengono conto anche di adeguati margini di riserva, sono usualmente necessarie poche azioni, dette di re-dispacciamento (cioè di aggiustamento dei programmi per tenere conto dei vincoli di rete e della necessità di costituire adeguati margini di riserva) da parte del TSO su MSD.
 - ✓ se invece MGP e MI sono semplificati, sono usualmente necessarie azioni di re-dispacciamento da parte del TSO su MSD. Soprattutto in questo caso, è necessario che MI non termini troppo a ridosso del tempo reale, altrimenti non vi sarebbe più il tempo necessario per modificare i programmi a basso costo.

Elementi generali (2/2)

In generale, i **programmi di immissione e di prelievo dei BRP**:

2. **possono formarsi in modo indipendente da MGP e MI** (quindi essenzialmente possono essere presentati dai BRP e modificati dal TSO per lo più accettando offerte presentate dai BSP su MSD). Tale soluzione è opportuna qualora occorre far coesistere mercati MGP e MI molto semplificati che terminano a ridosso del tempo reale con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico al minor costo possibile. In tal caso, il dispacciamento non inizia su MGP e MI, ma su MSD che si svolge in parallelo rispetto a MGP e MI. Solo al termine dei vari mercati avviene una riconciliazione tra le posizioni fisiche (i programmi) e le posizioni commerciali.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Regolamenti UE (1/3)

1. Regolamento CACM UE 2015/1222

Il Regolamento CACM è relativo all'organizzazione dei mercati *day ahead* (MGP in Italia) e del mercato *intraday* (MI in Italia). Esso adotta una **rappresentazione zonale molto semplificata del sistema elettrico europeo** e prevede che:

- il **mercato *day ahead*** sia basato sul **meccanismo di asta implicita**, in grado di combinare le offerte di vendita e di acquisto tenendo conto della capacità di trasmissione tra zone di mercato europee, risolto attraverso l'algoritmo *Euphemia*; l'ottimizzazione avviene su base giornaliera, per ciascuna ora del giorno;
- il **mercato *intraday*** sia basato sul modello di **contrattazione continua** con orario di apertura alle 15:00 del giorno D-1 e **chiusura a un'ora prima del periodo di consegna H-1** che alloca la capacità di trasmissione secondo la logica *first-come-first-served*; è prevista la **possibilità di introdurre aste implicite regionali complementari** su ciascun confine tra zone d'offerta.



Regolamenti UE (2/3)

2. Regolamento Balancing UE 2017/2195

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 (Regolamento SO);
- 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, con l'obiettivo di incrementare la liquidità e, auspicabilmente, la competitività dell'offerta;
- è dedicato all'**approvvigionamento di energia ed eventualmente di riserva per il 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);
- ai fini degli **sbilanciamenti**, indica il **single pricing** come preferibile.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Regolamenti UE (3/3)

I Regolamenti europei adottano un **modello di sistema semplificato** (zonale con un numero di zone particolarmente limitato) **fino a ridosso del tempo reale** (chiusura MI all'ora H-1) che consente 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 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 MSD dove la rete è correttamente rappresentata a livello nodale); tale approccio è più efficiente del precedente in quanto consente, garantendo la massima partecipazione degli operatori al mercato del bilanciamento, l'adeguamento efficiente delle proprie posizioni, tenendo compiutamente conto dei vincoli del sistema; rende tuttavia importante la corretta determinazione dei prezzi di sbilanciamento con cui viene “chiusa” la posizione degli operatori sbilanciati.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Il mercato dell'energia elettrica in Italia

OGGI

Il programma all'ingresso di MSD coincide con quello in uscita dai mercati precedenti (MGP/MI).

➔ l'esito delle varie sessioni di MGP/MI costituisce di fatto un primo dispacciamento del sistema semplificato (perché sono mercati zonali, non nodali).

DOMANI

Si intende **superare l'identità concettuale tra le negoziazioni commerciali** in tutti i mercati dell'energia (MGP e MI) **e la programmazione fisica delle unità.**

➔ la partecipazione a MGP e MI sarà effettuata dagli operatori di mercato per **portafoglio zonale**, distinto tra UP e UC.

➔ gli **esiti della partecipazione a MGP e MI** identificheranno, 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 il risultato delle precedenti negoziazioni su MGP e MI ma il programma del BRP.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Programmazione delle unità non abilitate

Nel caso di una unità non abilitata:

- il BRP definisce 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).
- il programma P dopo l'ora H-1 non può più essere ulteriormente modificato 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.

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.

Programmazione delle unità abilitate (1/2)

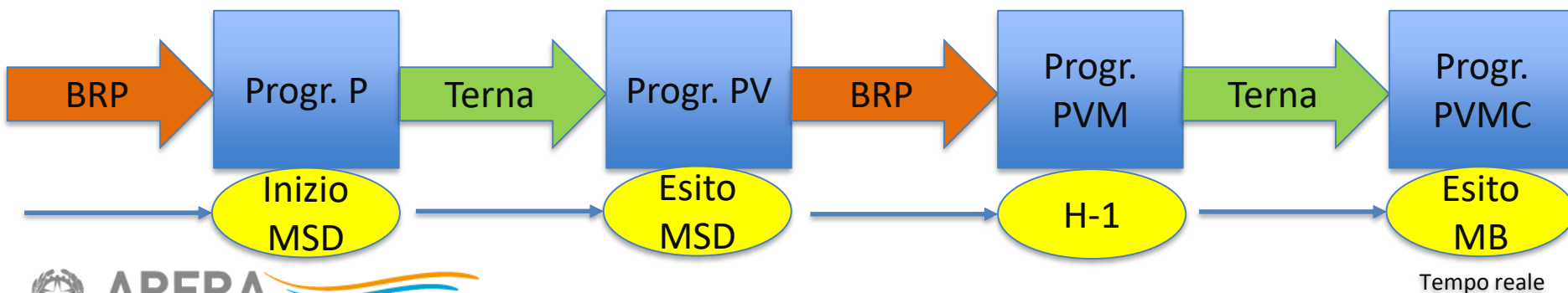
Nel caso di una unità abilitata a partecipare a MSD:

- il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definisce 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;
- il BSP (non necessariamente coincidente con il BRP) presenta le proprie offerte, in termini di volume e prezzo, per la partecipazione a MSD;
- Terna seleziona le offerte nel rispetto del principio della minimizzazione dei costi sistemici e regola 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 iniziale P **diventi un programma vincolante (PV)** che deve necessariamente essere rispettato dal BRP;
- Terna, oltre a selezionare le offerte, può identificare un intervallo all'interno del quale il BRP può modificare il programma vincolante dell'unità abilitata;

Programmazione per unità abilitate (2/2)

Nel caso di una unità abilitata a partecipare a MSD:

- entro l'ora H-1, il BRP definisce il **programma vincolante modificato (PVM)** dell'unità abilitata, nel rispetto dei vincoli assegnati da Terna;
- il PVM dell'unità abilitata può essere ulteriormente modificato per effetto della selezione, da parte di Terna, di offerte presentate dal BSP e accettate su MB;
- al tempo reale, si consolida 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.



Riconciliazione tra programmi e posizione commerciale

Per ogni ora e per ogni portafoglio intestato a ciascun operatore di mercato, il GME calcola il “**saldo commerciale**”, pari a:

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

Unità *i*-esima facente parte del portafoglio zonale

Programma vincolante modificato

Programma vincolante

Programma iniziale

Posizione commerciale

Si ritiene che il saldo commerciale sia **valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate**.

Introduzione prezzi negativi sui mercati elettrici

Ad oggi, in tutti i mercati elettrici italiani non è possibile presentare offerte a prezzo negativo, cioè il limite inferiore (*floor*) di prezzo previsto è posto a 0 €/MWh. Il **Regolamento Elettrico** UE 2019/943 prevede che **non vi siano limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia formatisi sui mercati all'ingrosso, sui mercati di bilanciamento** (riferiti alle piattaforme di bilanciamento europee di cui al Regolamento Balancing) **e sui prezzi di sbilanciamento.**



Si rende necessario rimuovere il *floor* a 0 €/MWh in MGP e MI

In merito alla definizione degli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili, si ritiene segnalare ai Ministri di competenza:

- la necessità di prevedere che **non vengano erogati gli incentivi all'energia immessa in rete nelle ore in cui i prezzi formatisi MGP e MI siano negativi;**
- l'opportunità di prevedere che **gli incentivi per l'energia elettrica prodotta o immessa siano erogati anche nel caso in cui l'energia elettrica non venga immessa per effetto di un ordine di dispacciamento di Terna.**



Esempi: regolazione delle partite economiche

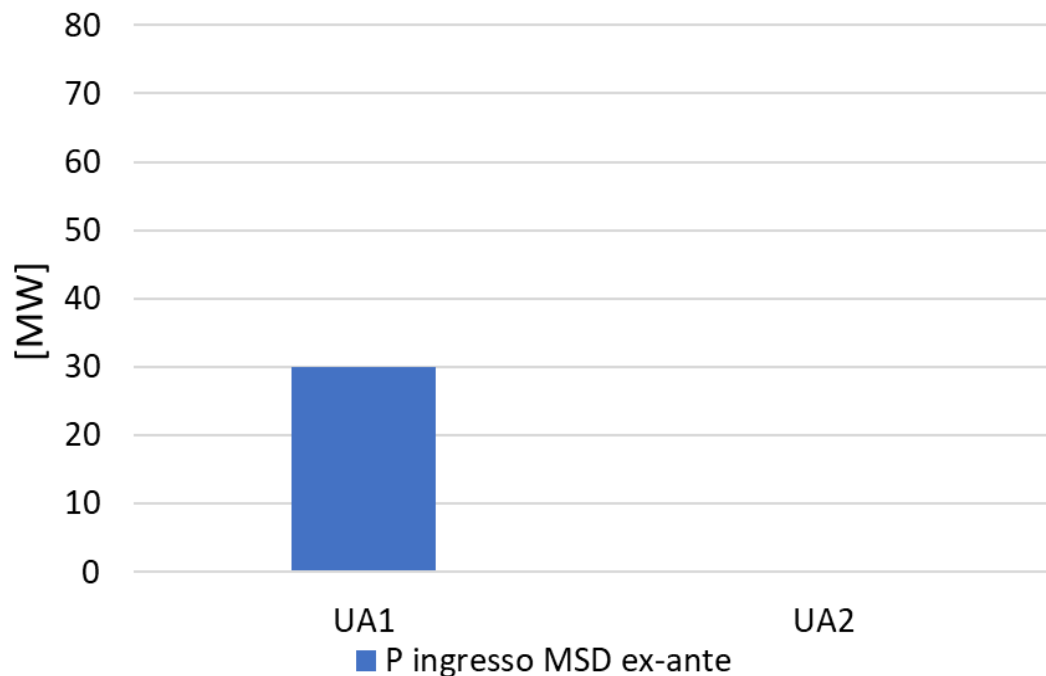


ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Esempio 1: portafoglio costituito da due unità abilitate

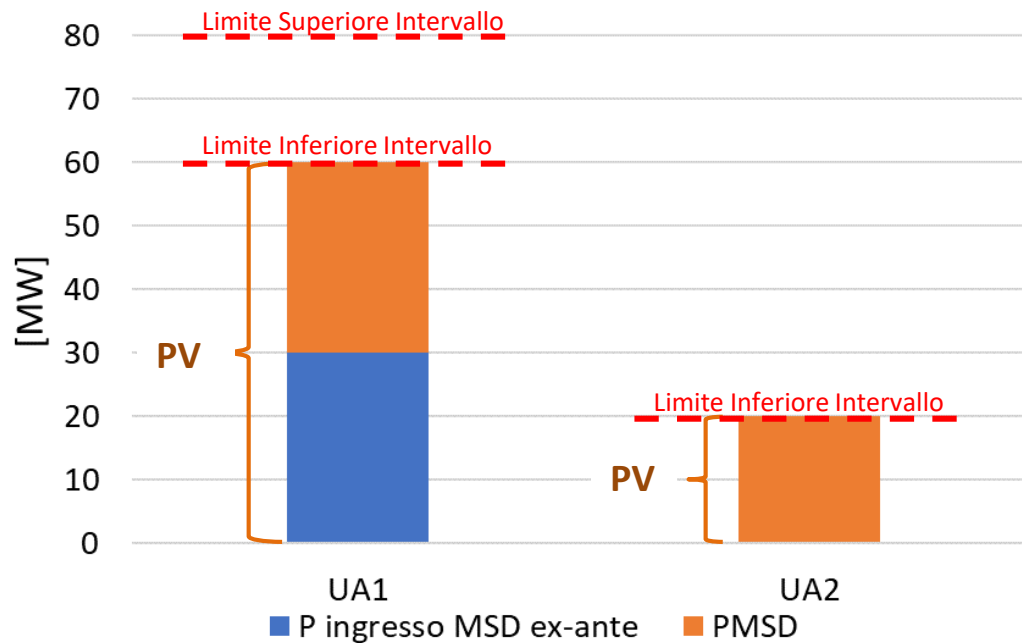
1. Definizione del programma P in ingresso a MSD



il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definisce, tenendo conto della fisicità delle unità i programmi P in ingresso alla sessione di MSD: + 30 MW per l'unità abilitata 1 (UA1) e 0 MW (cioè unità spenta) per la seconda unità abilitata (UA2).

Esempio 1: portafoglio costituito da due unità abilitate

2. Accettazione delle offerte su MSD da parte di Terna

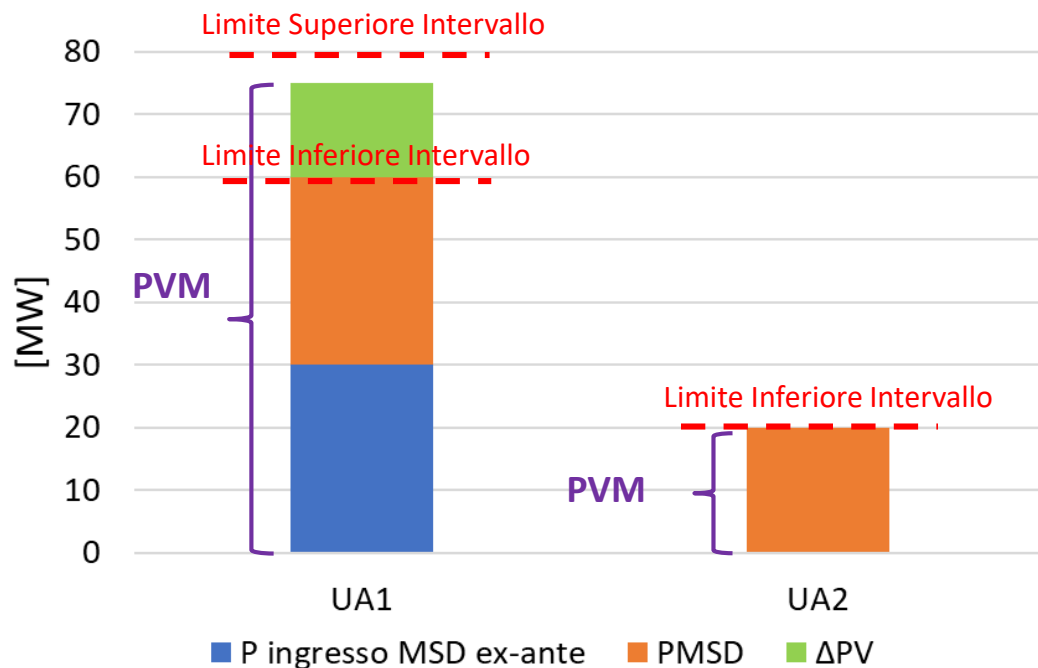


Terna accetta offerte a salire, presentate dal BSP, per la **quantità «PMSD»** pari a + 30 MW per UA1, e l'offerta di accensione per UA2 portando il suo programma al minimo tecnico di + 20 MW. Si formano i **programmi vincolanti PV** per ogni UA.

Contemporaneamente Terna identifica **gli intervalli** entro cui il BRP deve definire il programma vincolante modificato (PVM).

Esempio 1: portafoglio costituito da due unità abilitate

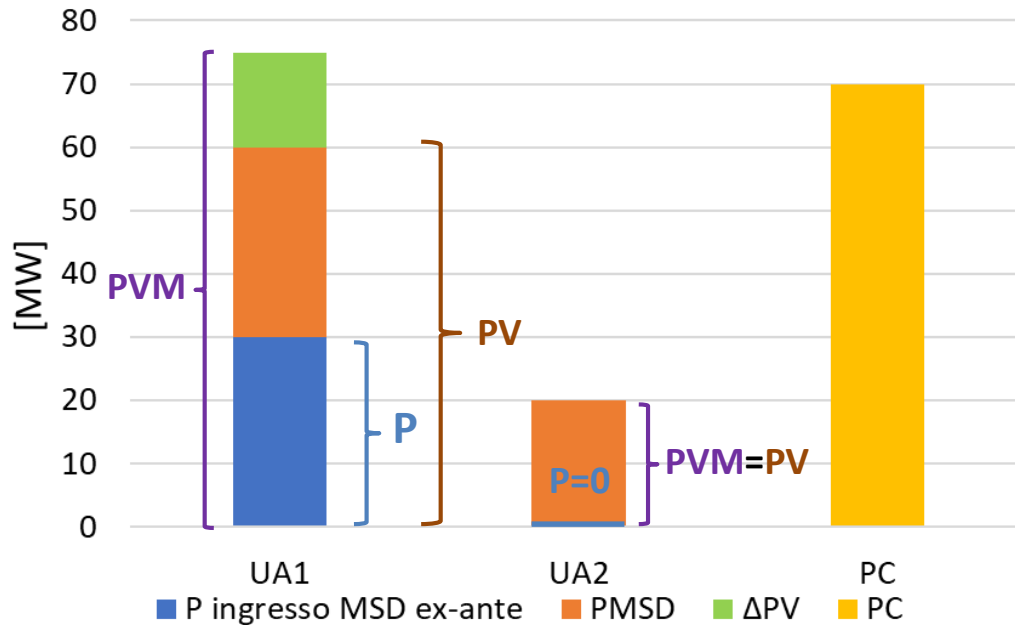
3. Definizione del programma vincolante modificato



All'ora H-1, il BRP comunica i programmi vincolanti modificati PVM all'interno degli intervalli identificati da Terna, pari a + 75 MW per UA1 e + 20 MW per UA2.

Esempio 1: portafoglio costituito da due unità abilitate

4. Definizione della posizione commerciale e del saldo commerciale

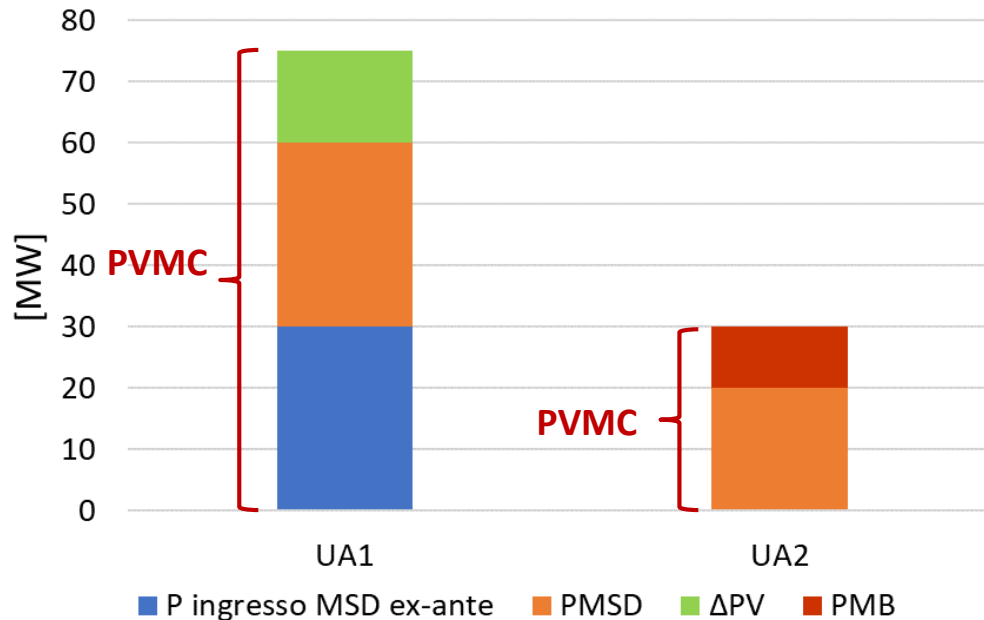


Sempre all'ora H-1, alla chiusura dei mercati dell'energia, l'operatore di mercato comunica la posizione commerciale PC del portafoglio: + 70 MW.

$$\begin{aligned}
 \text{Saldo Commerciale} &= \sum_i [PVM_i - (PV_i - P_i)] - PC \\
 &= (75 + 20)MW - [(60 + 20) - (30 + 0)]MW - 70MW = -25 MW
 \end{aligned}$$

Esempio 1: portafoglio costituito da due unità abilitate

5. Definizione del programma vincolante modificato e corretto e degli sbilanciamenti

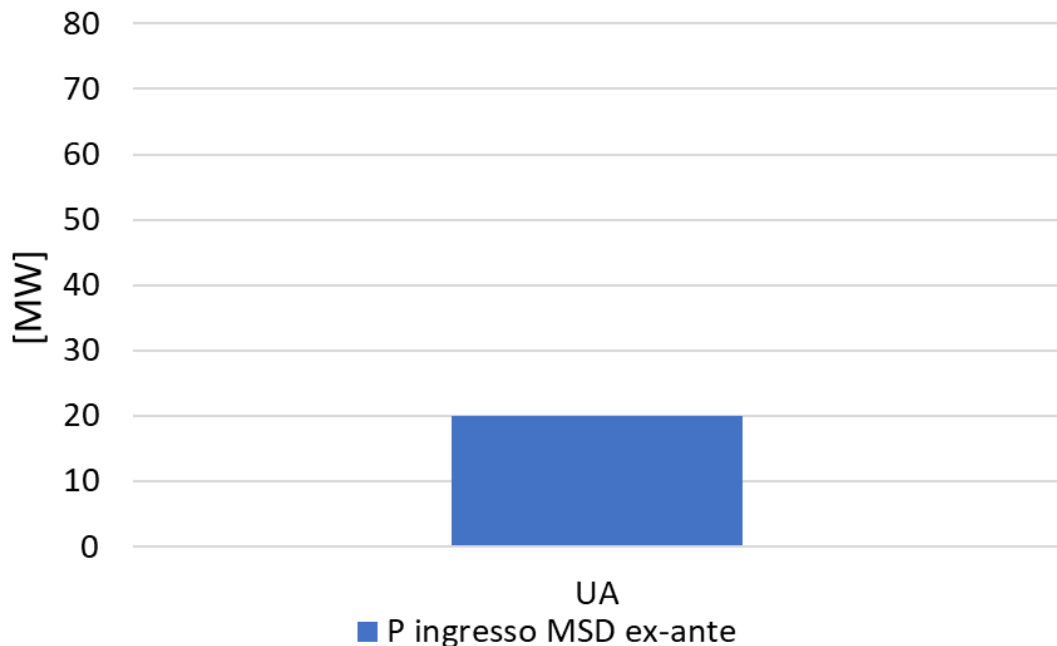


Nel tempo reale, Terna accetta offerte a salire per il servizio di bilanciamento «PMB» per UA2 per una quantità pari a +10 MW. Si forma il **programma vincolante modificato e corretto PVMC**.

$$\text{Sbilanciamento effettivo}_i = \text{immissione reale}_i - \text{PVMC}_i$$

Esempio 2: portafoglio costituito da una unità abilitata e due unità non abilitate di produzione

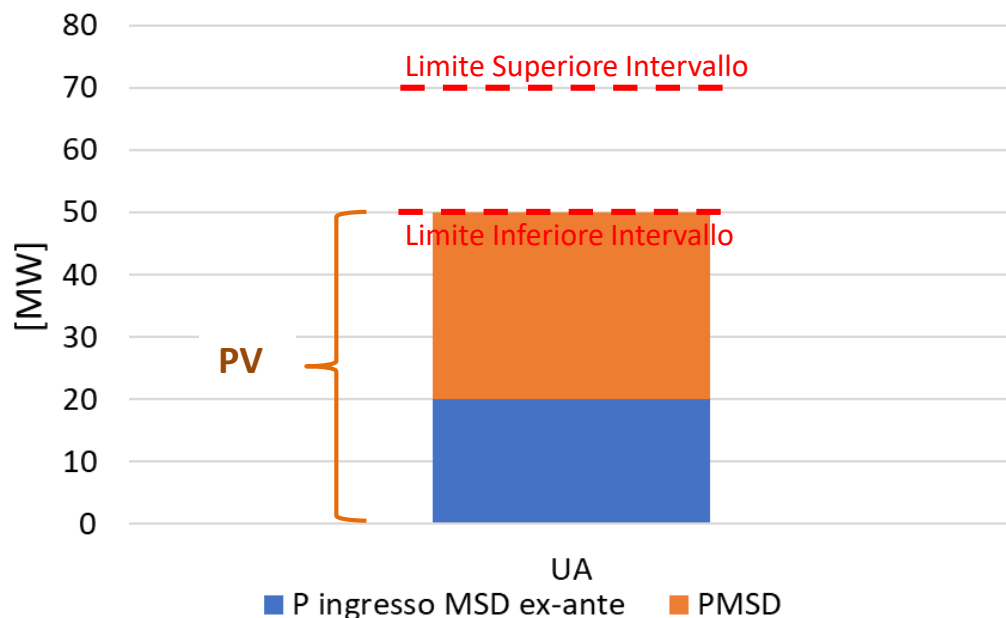
1. Definizione dei programmi P in ingresso a MSD



il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definisce, tenendo conto della fisicità dell'unità, il programma P in ingresso alla sessione di MSD per l'unità abilitata (UA): + 20 MW.

Esempio 2: portafoglio costituito da una unità abilitata e due unità non abilitate di produzione

2. Accettazione delle offerte su MSD da parte di Terna

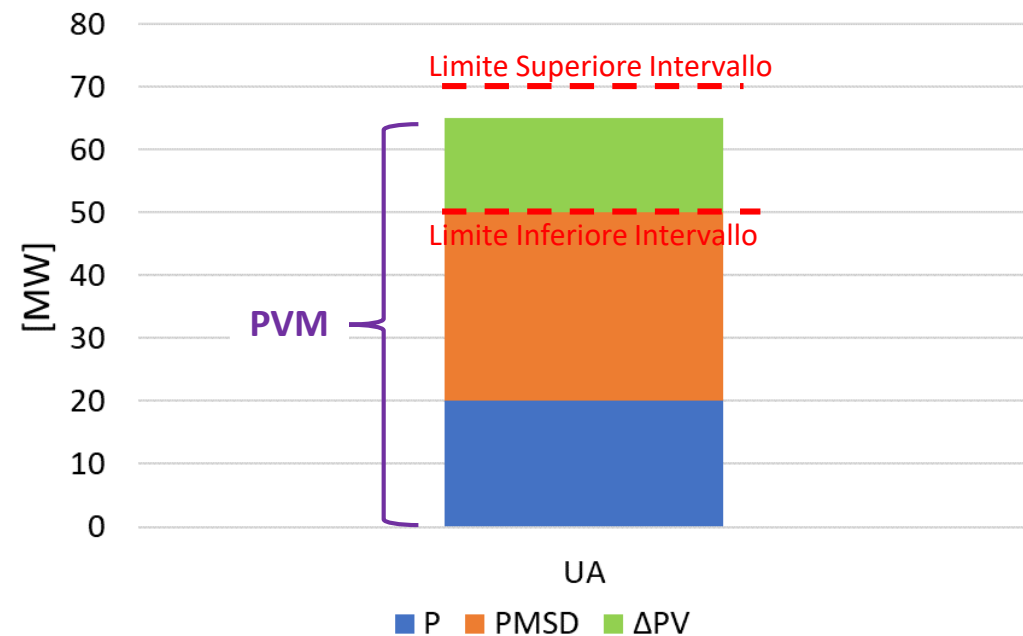


Il BSP presenta offerte su MSD per l'UA. Terna accetta offerte a salire pari a + 30 MW. Si forma il **programma vincolante PV**.

Contemporaneamente, **Terna identifica l'intervallo** entro cui il BRP deve definire il PVM.

Esempio 2: portafoglio costituito da una unità abilitata e due unità non abilitate di produzione

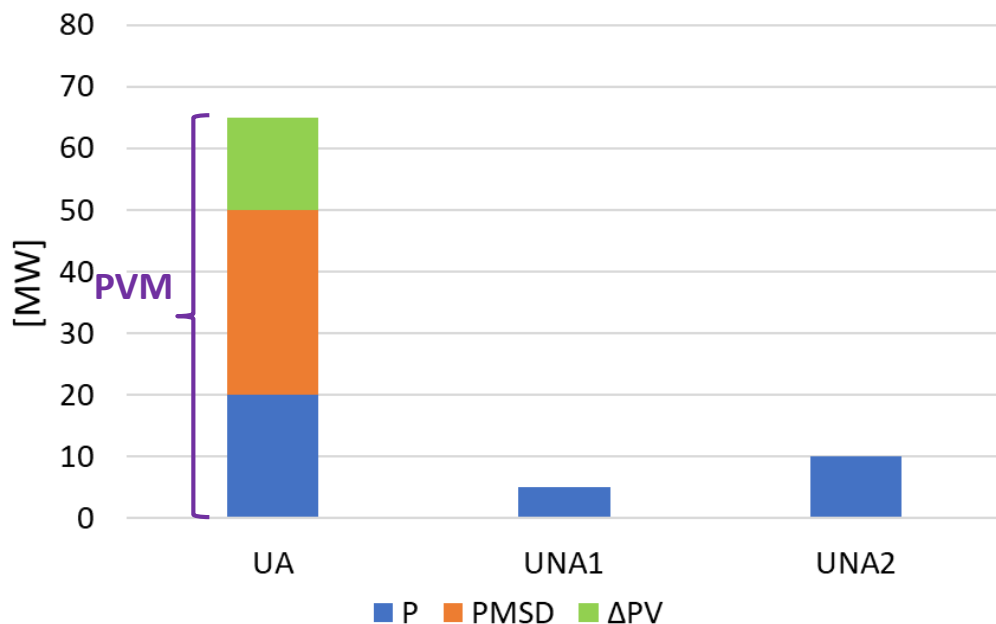
3. Definizione del programma vincolante modificato



All'ora H-1, il BRP comunica il programma vincolante modificato PVM per l'unità abilitata all'interno dell'intervallo identificato da Terna, pari a + 65 MW.

Esempio 2: portafoglio costituito da una unità abilitata e due unità non abilitate di produzione

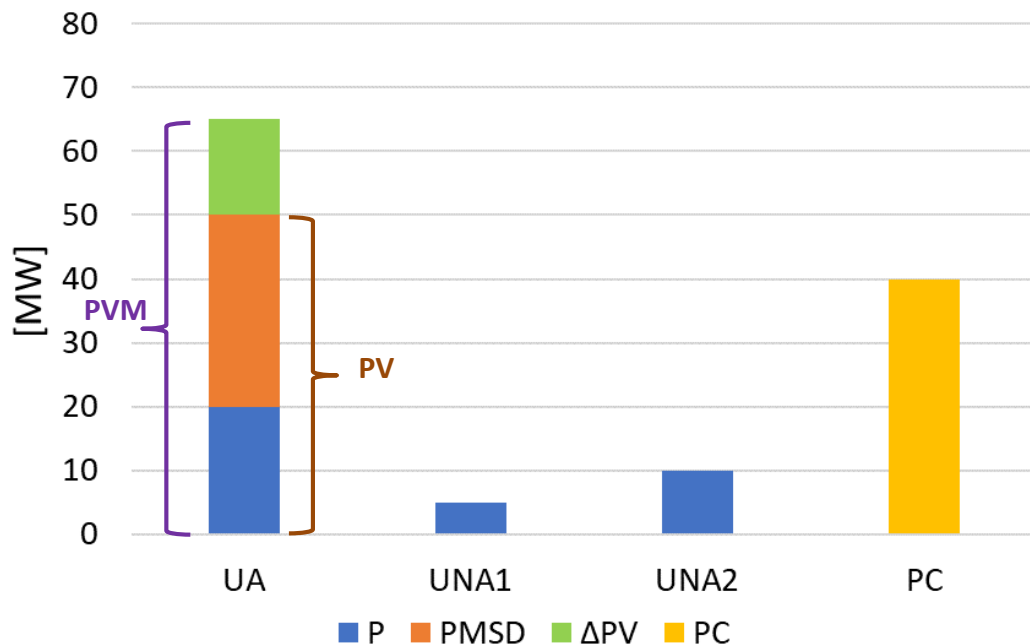
4. Definizione del programma delle unità non abilitate



Sempre all'ora H-1, il BRP comunica anche il programma P delle unità non abilitate, pari a + 5 MW per la prima unità non abilitata (UNA1) e + 10 MW per la seconda unità non abilitata (UNA2).

Esempio 2: portafoglio costituito da una unità abilitata e due unità non abilitate di produzione

5. Definizione della posizione commerciale e del saldo commerciale



Sempre all'ora H-1, alla chiusura dei mercati dell'energia, l'operatore di mercato comunica la posizione commerciale PC del portafoglio: + 40 MW.

$$\begin{aligned}
 \text{Saldo Commerciale} &= \sum_{i, \text{abilitate}} [PVM_i - (PV_i - P_i)] + \sum_{i, \text{non abilitate}} P_i - PC \\
 &= 65 \text{ MW} - [50 - 20] \text{ MW} + (10 + 5) \text{ MW} - 40 \text{ MW} = + 10 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE
2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità
- 3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento**
4. Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)
5. Prossimi passi e tempistiche

Dispacciamento

- **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 di:
 - ✓ un contratto siglato con il *Balance Responsible Party (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;
 - ✓ 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 (sono unità, eventualmente aggregate, che rispettano i requisiti tecnici che ne attestano la capacità di modificare la propria immissione o il proprio prelievo secondo parametri predefiniti).

Servizi ancillari

- I **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).
- Erogare servizi ancillari significa essenzialmente modificare i propri programmi di immissioni o di prelievo, ovvero le proprie immissioni o prelievi in tempo reale (tramite automatismi o azioni volontarie), al fine di rispondere alle esigenze del TSO che deve garantire, per ogni istante, l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica in rete.
- Ogni servizio ancillare ha un proprio «**perimetro di riferimento**», definito come 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.

Come reperire risorse per i servizi ancillari

Le risorse di cui Terna necessita possono essere ottenute dai BSP:

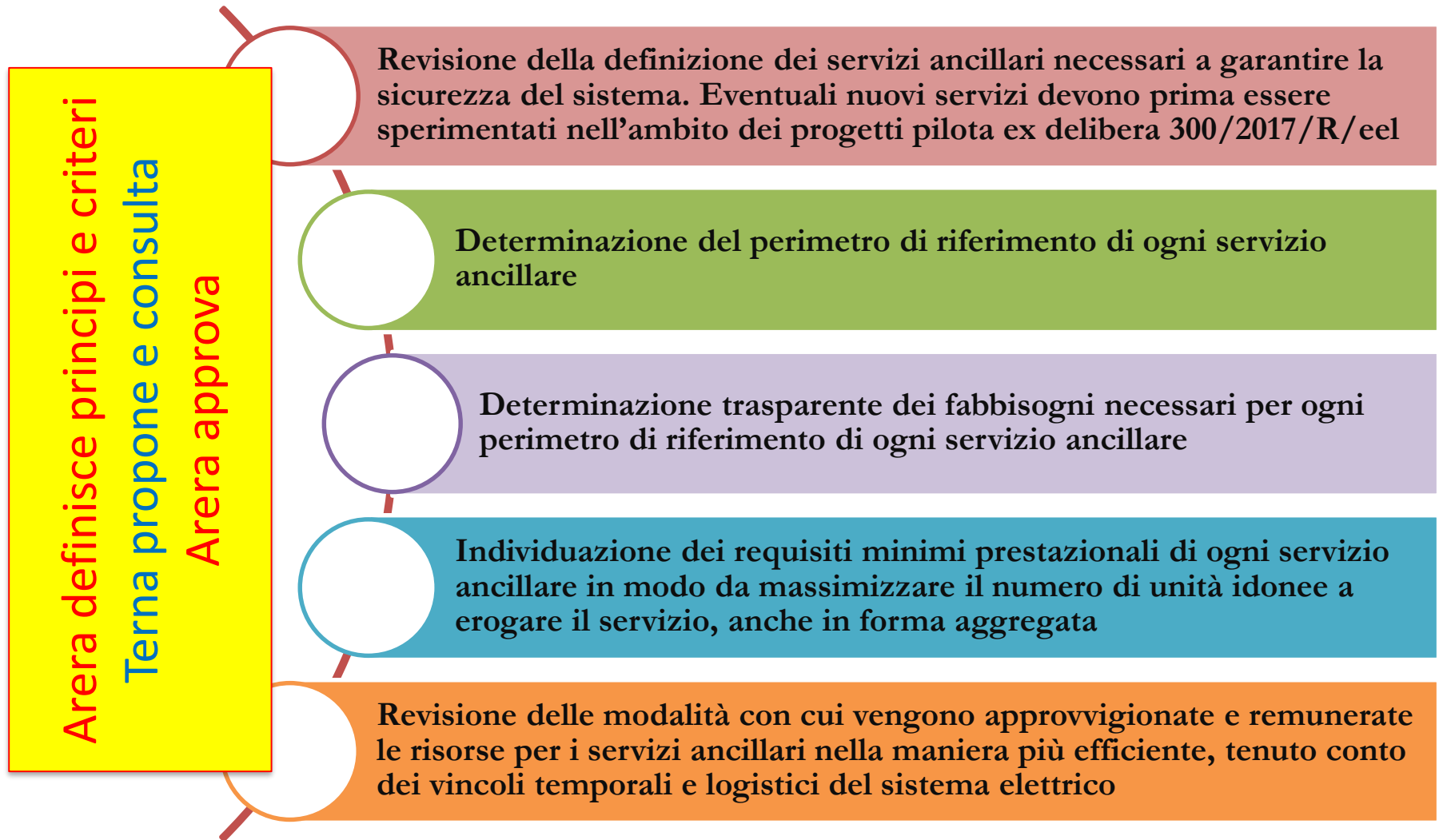
- ✓ tramite **imposizioni** (obblighi, anche non remunerati);
- ✓ tramite il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento – MSD** (soluzione preferibile ove vi è competizione). Su MSD vengono negoziati prodotti tramite i quali il TSO si approvvigiona delle risorse necessarie per l'erogazione dei servizi ancillari. I prodotti possono essere i medesimi per una pluralità di servizi, nell'ambito della co-ottimizzazione dei servizi. Il TSO seleziona le offerte più economiche formulate dai BSP (sono le offerte a prezzi più bassi nel caso di servizi a salire e le offerte a prezzi più alti nel caso di servizi a scendere). MSD, essendo un mercato molto vicino al tempo reale deve essere un **mercato (pressochè) nodale** perché non ci sarebbe più tempo per sopperire a eventuali problemi derivanti da semplificazioni eccessive;
- ✓ tramite (eventualmente) **contratti siglati con alcuni produttori o clienti** al fine di disporre delle risorse necessarie con specifiche caratteristiche, previa selezione su base concorsuale (da cui deriva anche la remunerazione spettante).



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Evoluzione regolatoria dei Servizi Ancillari



Da rispettare i principi di **imparzialità**, **neutralità tecnologica** ed **efficienza**, nonché i **vincoli europei**.

Chi e con quali unità eroga i servizi ancillari

- Il soggetto responsabile, verso Terna, dell'erogazione dei servizi ancillari è il **BSP** (non necessariamente coincidente con il BRP).
- Il BSP eroga i servizi ancillari tramite **unità abilitate (UA)** allo scopo. Non rilevano per tale finalità le **unità non abilitate (UVNA)**.
- Le unità abilitate e le unità non abilitate sono oggetto di nuova definizione da parte dell'Autorità per tenere conto del mutato contesto. Le nuove definizioni rivedono anche le attuali modalità di aggregazione per renderle più efficaci.
- Le nuove definizioni di unità abilitate e di unità non abilitate sono costruite a partire dalle consolidate definizioni di **unità di consumo (UC)** e di **unità di produzione (UP)**.
- A ogni unità (abilitata o non abilitata) è attribuito un **punto di dispacciamento relativo a UC** e/o un **punto di dispacciamento relativo a UP**, a cui il BRP riferisce i propri programmi di prelievo e di immissione (oggetto di modifica qualora il BSP eroghi servizi ancillari) e a cui sono riferiti gli sbilanciamenti effettivi.

Definizioni vigenti di UC e UP

- **Unità di consumo:** insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete elettrica, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo a tale insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva; di norma coincide con la singola unità immobiliare (è possibile aggregare più unità immobiliari nei casi definiti dal TISSPC e dal TISDC). Essa è connessa a una rete elettrica tramite un POD. Il soggetto che la gestisce è il cliente finale elettrico.
- **Unità di produzione:** insieme di uno o più gruppi di generazione alimentati dalla medesima fonte, connessi a una rete elettrica e gestiti da un unico soggetto (il produttore); coincide con l'impianto di produzione o con una o più delle sue sezioni. Essa è connessa a una rete elettrica tramite il punto di immissione, a cui sono associati sia le immissioni vere 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.



A partire da queste definizioni, si identificano le **unità non abilitate** e le **unità abilitate**.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Unità Non Abilitate (1/2)

Le **UVNA** sono definite come l'insieme di unità di consumo o di produzione non abilitate a erogare servizi ancillari, i cui gestori 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.

Possono essere costituite in alternativa da:

- Unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili;
- Unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento;
- Unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale;
- Unità di produzione diverse dalle precedenti;
- Unità di consumo.

Se BRP rinuncia alla priorità di dispacciamento, possono essere aggregate in un'unica UVNA

Unità Virtuali Non Abilitate (2/2)

Il perimetro di aggregazione (che rileva per la programmazione e gli sbilanciamenti ma NON per i servizi ancillari) è la **zona di mercato**:

- ➔ non c'è più distinzione tra unità rilevanti e non rilevanti.
- ➔ non c'è più distinzione tra unità programmabili e non programmabili (se non per una scelta del BRP ai fini degli sbilanciamenti).

A ogni UVNA corrisponde **un punto di dispacciamento**, che quindi è:

- il punto di prelievo, o l'insieme dei punti di prelievo relativi a unità di consumo che appartengono alla medesima unità non abilitata;
- il punto di immissione, o l'insieme dei punti di immissione relativi a unità di produzione che appartengono alla medesima unità non abilitata.

Al punto di dispacciamento sono riferiti i programmi di prelievo o di immissione, definiti dal BRP, e gli sbilanciamenti effettivi, nella responsabilità del BRP.



Unità Abilitate (UA)

Unità singolarmente abilitate

1 BRP, 1 BSP, 1 punto di dispacciamento

Perimetro: punto di connessione

Unità virtuali abilitate (UVA)

1 BRP, 1 BSP, 1 o 2 punti di dispacciamento

Perimetro di aggregazione per servizi ancillari

Insieme misto di unità abilitate (UVAM)

tanti BRP, 1 BSP, tanti punti di dispacciamento

Perimetro di aggregazione per servizi ancillari

Perimetro di aggregazione per servizi ancillari: 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



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Unità Abilitate

unità singolarmente abilitata

L'unità abilitata **UA** a erogare uno o più servizi ancillari può essere costituita da:

- a) 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 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.
→ **unità singolarmente abilitata.**

A ogni unità singolarmente abilitata corrisponde **un punto di dispacciamento**, che coincide con il punto di immissione o di prelievo della medesima unità. **Al punto di dispacciamento sono riferiti i programmi di prelievo o di immissione**, definiti dal BRP, e gli sbilanciamenti effettivi, nella responsabilità del BRP.

Nessuna sostanziale differenza rispetto alla situazione attuale.



Unità Abilitate

unità virtuale abilitata (UVA) - 1

L'unità abilitata **UA** a erogare uno o più servizi ancillari può essere costituita da:

- b) un insieme di una o più unità di consumo e/o di unità di produzione i cui punti di connessione sono localizzati nel **medesimo perimetro di aggregazione** ai fini dell'abilitazione i cui gestori 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.
→ **unità virtuale abilitata (UVA)**.

Il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione dell'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 un'UVA corrispondono, in generale, **due punti di dispacciamento**:

1. il punto di prelievo o l'insieme dei punti di prelievo relativi a unità di consumo che appartengono alla medesima unità abilitata;
2. il punto di immissione o l'insieme dei punti di immissione relativi a unità di produzione che appartengono alla medesima unità abilitata.

Unità Abilitate

unità virtuale abilitata (UVA) - 2

Ai fini della **definizione dei programmi** relativi all'UVA, vi sono due modalità alternative:

1. il BRP definisce i programmi di immissione e di prelievo per ogni punto di dispacciamento;
2. il BRP definisce un unico programma; solo dopo il tempo reale, l'unico programma viene suddiviso in due (uno in prelievo e uno in immissione) ai fini della riconciliazione tra la posizione commerciale e la somma delle posizioni fisiche afferenti al medesimo operatore di mercato.

Rilevanti differenze rispetto agli attuali progetti pilota.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Unità Abilitate

unità virtuale abilitata mista (UVAM)

Per consentire la massima aggregazione possibile, un BSP può definire un'**UVAM** (cioè un insieme misto di unità abilitate). Essa è costituita da un insieme di UA e/o UVA aventi lo **stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione** e gestite, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari, dal **medesimo BSP**.

Il BRP e il BSP possono continuare a essere soggetti diversi

I BRP presentano i programmi delle singole UVA/UA che gestiscono

Il BSP presenta offerte su MSD per l'erogazione dei servizi ancillari e decide quali UA/UVA, incluse nell'UVAM, utilizzare per l'esecuzione degli ordini di dispacciamento. I programmi delle singole UVA/UA vengono modificati di conseguenza da Terna

L'UVAM del futuro non è più un tipo di UVA ma un insieme di UVA.

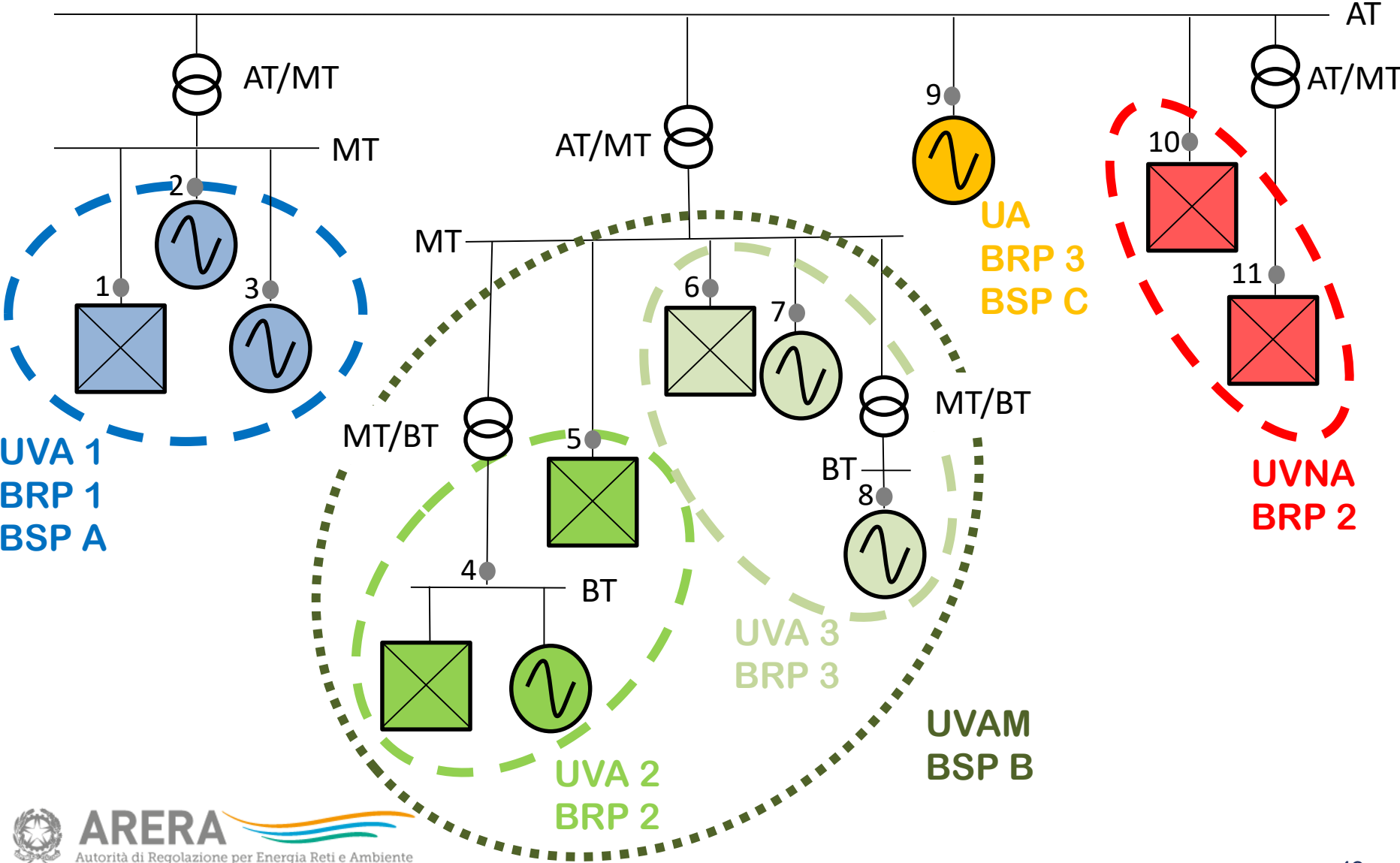
Rilevanti differenze rispetto agli attuali progetti pilota.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Esempio



UVA/UVAM:

differenze rispetto agli attuali progetti pilota

- Perimetri UVA rivisti sulla base dei servizi forniti (cioè devono essere coerenti con i perimetri di riferimento ai fini dei servizi erogati, non più su base provinciale o regionale), senza più utilizzare la soglia convenzionale di 10 MVA per valutare se l'aggregazione può essere consentita.
- UVA caratterizzata da un solo BRP e un solo BSP e, al più, da due punti di dispacciamento (uno in immissione e uno in prelievo) a cui è attribuito il programma che rileva sia per gli sbilanciamenti effettivi sia per l'esecuzione e la verifica del rispetto degli ordini di dispacciamento derivanti da offerte accettate su MSD (non più un perimetro e un programma zonale che rileva per gli sbilanciamenti e una baseline correlata al perimetro ai fini del MSD).
- Più UVA aventi lo stesso perimetro di aggregazione e lo stesso BSP potranno essere aggregate in UVAM (l'UVAM non è più un tipo di UVA ma un insieme di UVA).

UVA/UVAM: prossime innovazioni (anticipabili nei progetti pilota)

- Le UVA/UVAM potranno erogare anche altri servizi, come la riserva secondaria.
- Non sarà più necessario l'assenso attualmente rilasciato dal BRP al BSP in forma implicita o esplicita, purchè il BSP si impegni a coprire gli eventuali maggiori costi imputabili alla partecipazione dell'UVA a MSD.



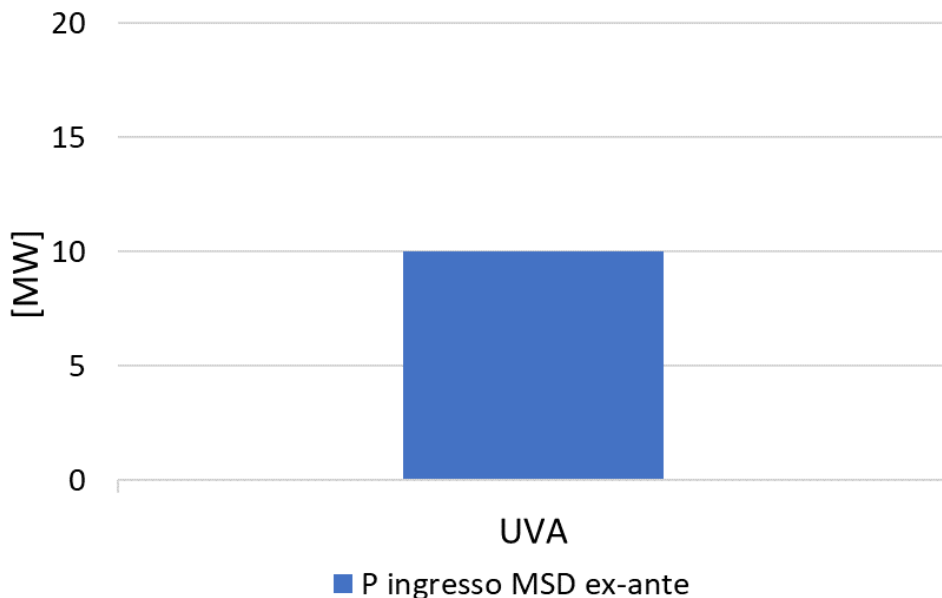
ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Esempio: UVA costituita da UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

1. Definizione del programma P in ingresso a MSD

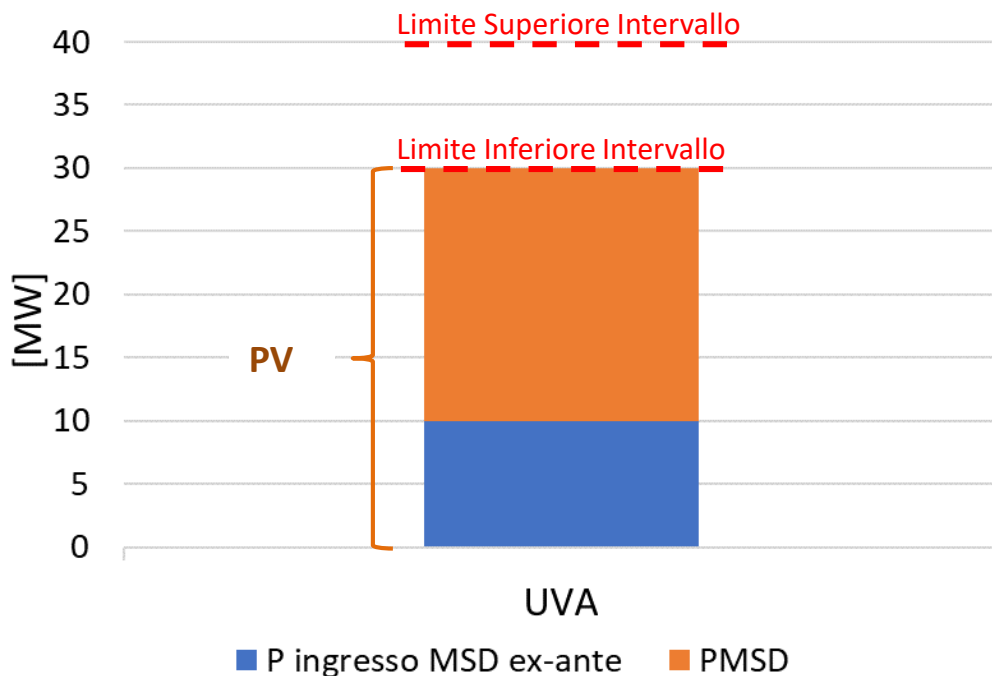


Il BRP, in ingresso alla sessione di MSD ex-ante, definisce, tenendo conto della fisicità delle unità, un unico **programma P in ingresso alla sessione di MSD** per l'unità virtuale abilitata UVA, pari a + 10 MW.

Esempio: UVA costituita da UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

2. Accettazione delle offerte su MSD da parte di Terna



Il BSP presenta offerte su MSD per l'UVA. Terna accetta offerte a salire pari a + 20 MW.

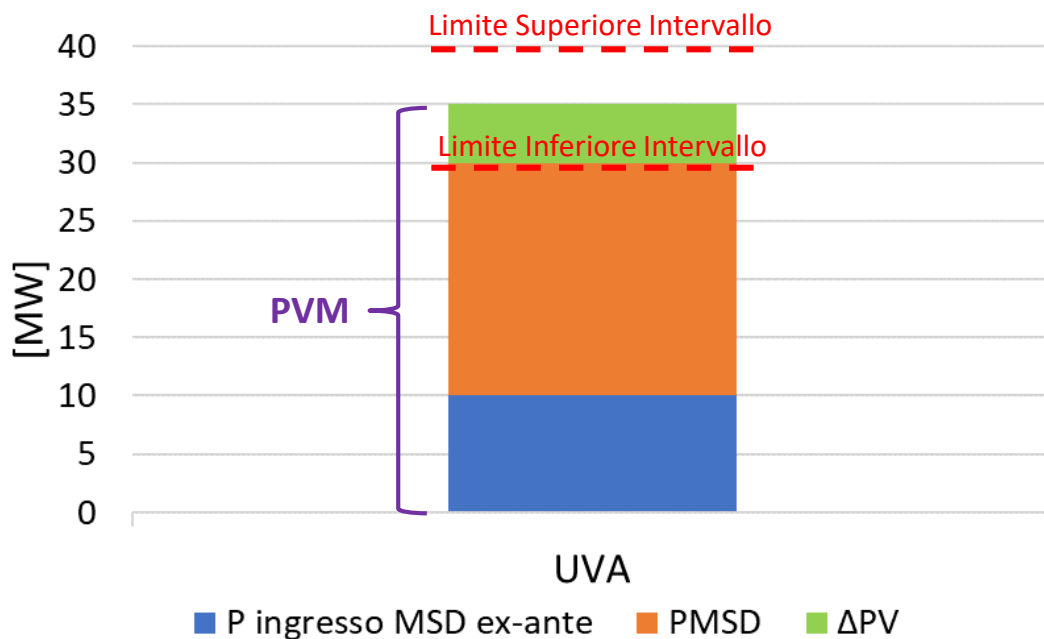
Si forma il **programma vincolante PV**.

Contemporaneamente, **Terna** **identifica l'intervallo** entro cui il BRP deve definire il PVM.

Esempio: UVA da costituita UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

3. Definizione del programma vincolante modificato

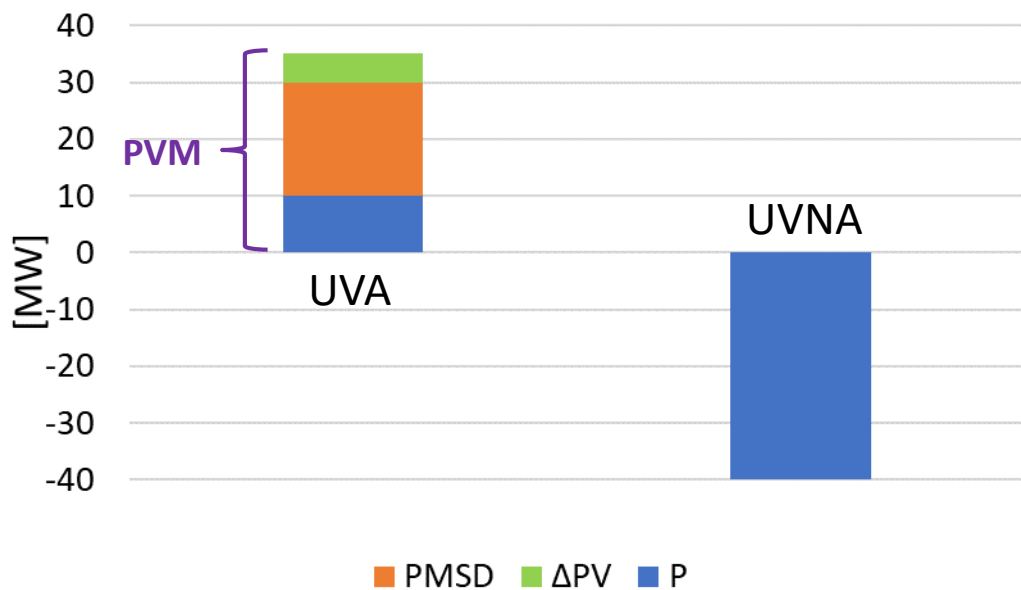


All'ora H-1, il BRP comunica il **programma vincolante modificato** PVM all'interno dell'intervallo identificato da Terna, pari a + 35 MW.

Esempio: UVA costituita da UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

4. Definizione del programma dell'unità non abilitata

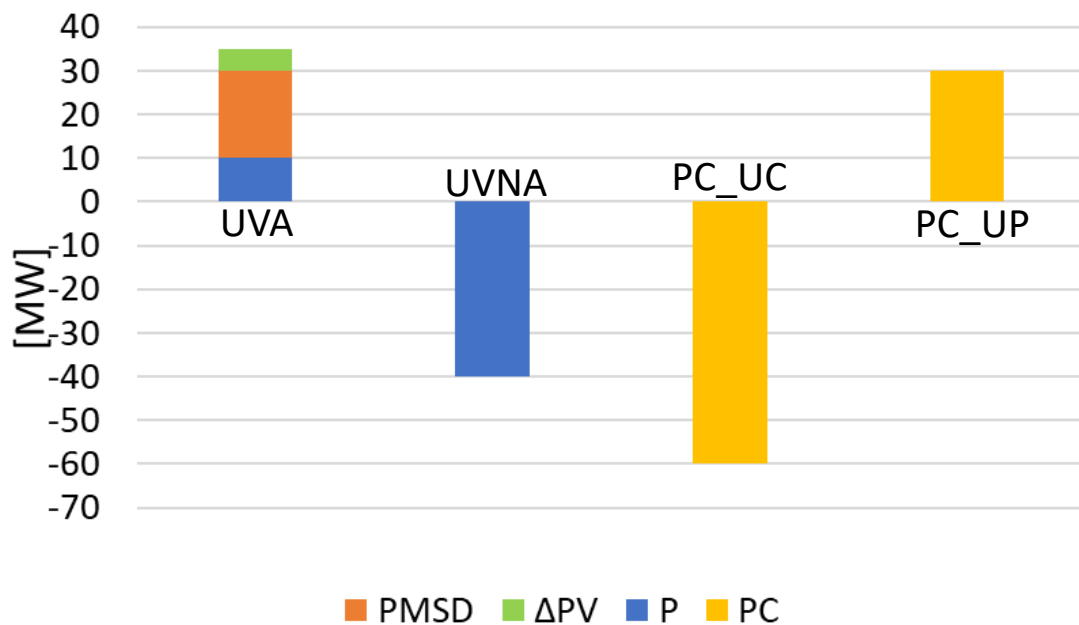


Sempre all'ora H-1, il BRP comunica anche il programma P dell'unità virtuale non abilitata UVNA, costituita da sole unità di consumo, pari a - 40 MW.

Esempio: UVA costituita da UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

5. Definizione della posizione commerciale

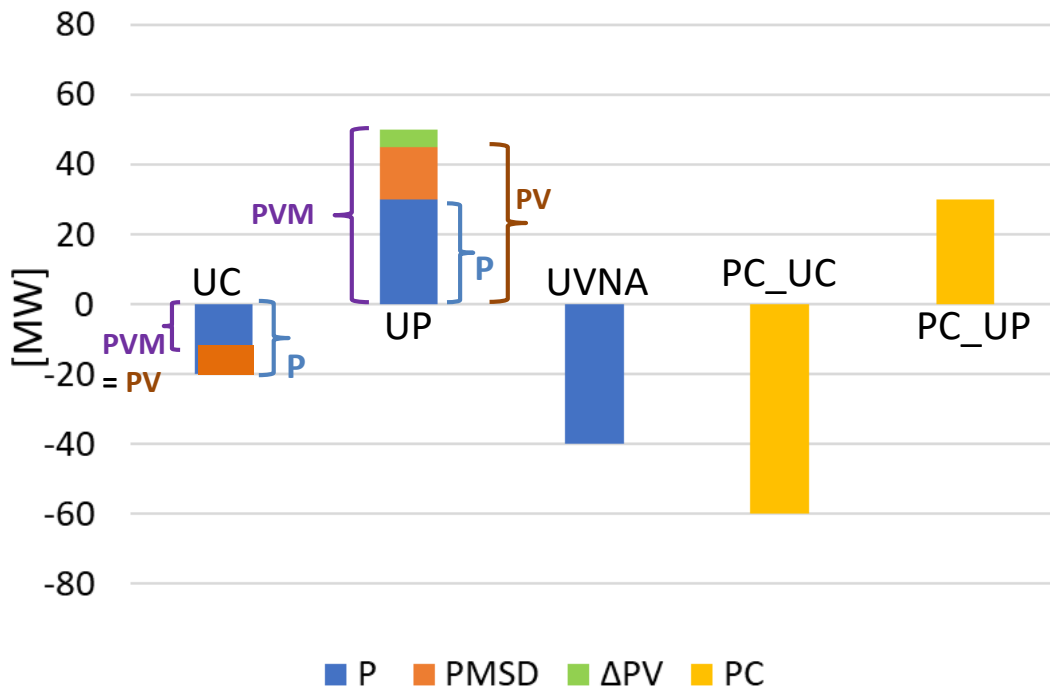


Sempre all'ora H-1, l'operatore di mercato, titolare di un portafoglio costituito da unità di produzione e di un portafoglio costituito da unità di consumo, comunica le posizioni commerciali PC, pari a - 60 MW per il portafoglio costituito da unità di consumo, + 30 MW per il portafoglio costituito da unità di produzione.

Esempio: UVA costituita da UC e UP

Definizione di un unico programma per l'UVA

6. Ripartizione del PVMC e definizione del saldo commerciale



Ex-post, dopo il tempo reale, il programma vincolante modificato e corretto PVMC (per semplicità, posto in questo esempio pari al PVM) viene suddiviso tra PVMC in prelievo e PVMC in immissione, al fine della determinazione del saldo commerciale.

$$\text{Saldo Commerciale}_{UC} = -15 - (-15 + 20) \text{ MW} + (-40) \text{ MW} - (-60) \text{ MW} = 0 \text{ MW}$$

$$\text{Saldo Commerciale}_{UP} = 50 - (45 - 30) \text{ MW} - 30 \text{ MW} = 5 \text{ MW}$$

Approvvigionamento e remunerazione dei servizi ancillari

RISERVA PRIMARIA

OPZIONE 1

- Risorse approvvigionate tramite procedure concorsuali
- Asta al ribasso rispetto a un valore massimo
- Remunerazione in €/MW/settimana
- Le movimentazioni derivanti potrebbero non comportare una modifica dei programmi ed essere regolate a prezzo di sbilanciamento

OPZIONE 2

- Risorse obbligatoriamente messe a disposizione da tutte le unità abilitate
- Remunerazione tipo del. 231/2013/R/eel nel caso di unità connesse alla rete rilevante oppure a *forfait* nel caso delle altre unità abilitate



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Approvvigionamento e remunerazione dei servizi ancillari

RISERVA SECONDARIA

OPZIONE 1 (attuale)

- Risorse approvvigionate tramite MSD
- Remunerazione in €/MWh

OPZIONE 2 (come Opzione 1 Primaria)

- Risorse approvvigionate tramite procedure concorsuali, anche nell'ambito di MSD
- Asta al ribasso rispetto a un valore massimo
- Remunerazione in €/MW/settimana

RISERVA TERZIARIA

Come oggi

- Risorse approvvigionate tramite MSD
- Remunerazione in €/MWh

Approvvigionamento e remunerazione dei servizi ancillari

BILANCIAMENTO

Come oggi

- Risorse approvvigionate tramite MSD
 - Remunerazione in €/MWh
- Le UVA non avranno più remunerazione in €/MW/anno

RISOLUZIONE DELLE CONGESTIONI

Come oggi

- Risorse approvvigionate tramite MSD
- Remunerazione in €/MWh

REGOLAZIONE DI TENSIONE

- Risorse approvvigionate tramite imposizioni
- Eventuale remunerazione forfettaria per coprire i costi dei produttori correlati alle perdite derivanti dalla fornitura di potenza reattiva



Approvvigionamento e remunerazione dei servizi ancillari

**SERVIZI
EMERGENZIALI**
(black start, teledistacco,
rifiuto del carico)

Come oggi

- Risorse approvvigionate tramite imposizioni
- Assenza di remunerazione

**INTERROMPIBILITA'
DEL CARICO**

- Potrebbe essere sostituito da un più generale e ampio servizio con le medesime finalità
- Approvvigionamento tramite procedure concorsuali
- Remunerazione in €/MW/anno + €/MW



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Evoluzione disciplina degli sbilanciamenti

Lo **sbilanciamento effettivo**, per ogni periodo rilevante e per ogni 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**.

Si ritiene che:


- dal punto di vista **temporale**, il periodo temporale sia pari a **15 minuti per qualunque tipo di unità**, in coerenza con i regolamenti UE;
- dal punto di vista **spaziale**, gli sbilanciamenti siano **associati ai programmi presentati dal BRP** per ciascun punto di dispacciamento, cioè:
 - per le unità abilitate: perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui l'unità viene abilitata;
 - per le unità non abilitate: zona di mercato.
- da punto di vista **merceologico**, prezzo unitario di sbilanciamento di tipo *single pricing*, come ritenuto preferibile dai regolamenti UE. Per tale finalità occorrerebbe definire **prezzi nodali**; essendo in corso approfondimenti a livello europeo, si attenderà la conclusione prima di assumere decisioni finali.



Evoluzione del ruolo dei distributori

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.

Le imprese distributrici assumeranno 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 (questo ruolo è già parzialmente testato negli attuali progetti pilota);
- 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.  **Necessari progetti pilota dedicati**



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE
2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità
3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento
4. **Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)**
5. Prossimi passi e tempistiche

Regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali - cenni

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 (in estrema sintesi, non vengono definiti programmi e tutta la regolazione delle partite economiche avviene ex post nell'ambito della disciplina degli sbilanciamenti sulla base di prezzi medi).

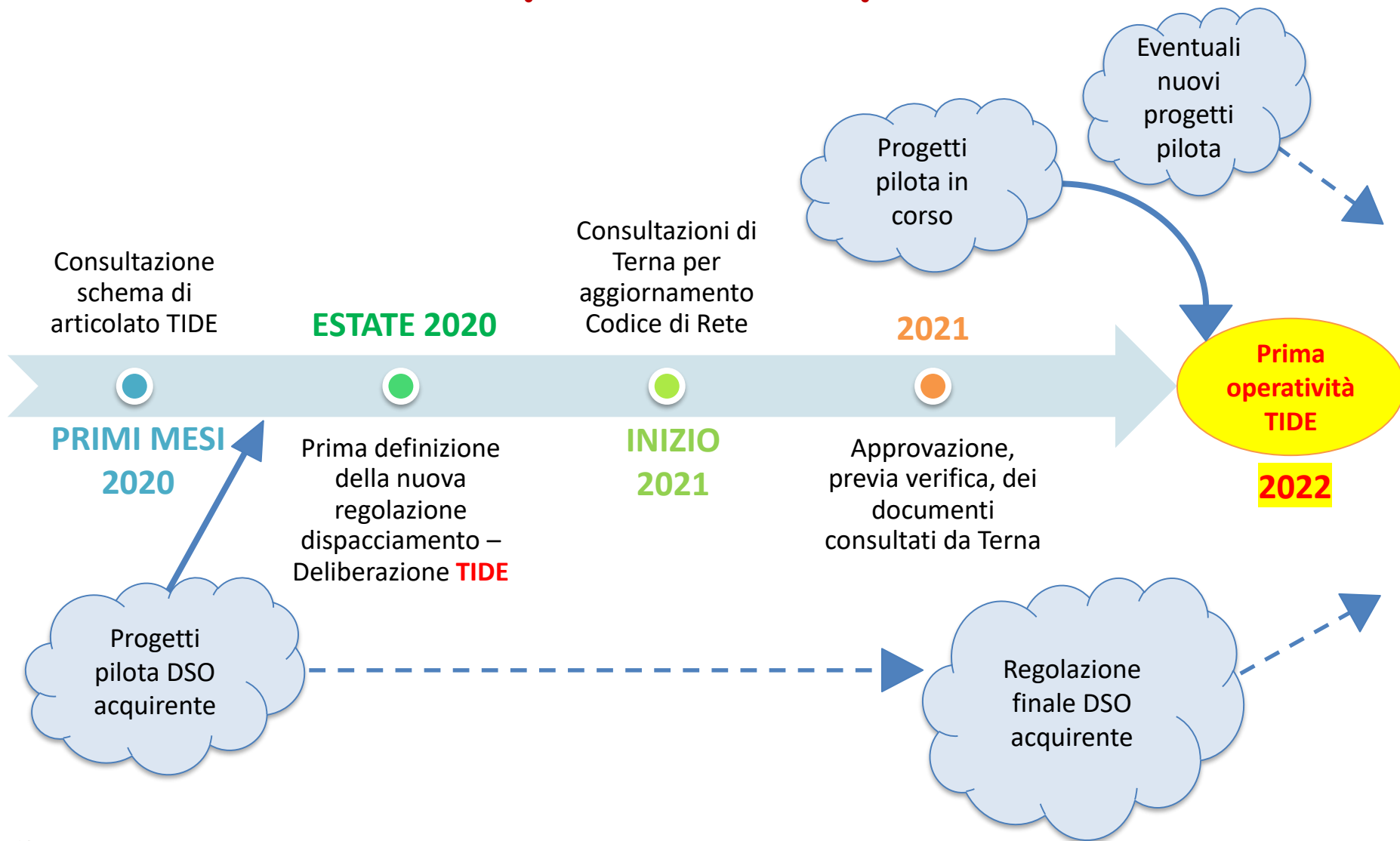
Ciò consente anche di **uniformare il dispacciamento** nell'isole Enel e nelle isole IEM, tramite una regolazione semplificata che tenga conto delle realtà isolane (in particolare il limitato numero di unità di produzione e consumo presenti e l'assenza di interconnessione).

1. Introduzione: finalità e struttura del TIDE
2. Innovazione regolatoria prospettata in merito alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità
3. Innovazione prospettata in merito alla regolazione del dispacciamento
4. Cenni all'innovazione regolatoria prospettata in alcuni contesti speciali (isole non interconnesse)
5. **Prossimi passi e tempistiche**

**ARERA**

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Prossimi passi e tempistiche



Grazie per l'attenzione

Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

*Piazza Cavour, 5
20121 Milano*

www.arera.it



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

