



Evoluzione del mix produttivo di energia elettrica e suoi effetti sul sistema

Lezione università di Genova

3 dicembre 2018

Andrea Galliani

Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Autorità di regolazione per energia reti e ambiente



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente



Ripasso di elementi attinenti al funzionamento dei mercati elettrici

Electricity market transactions vs system operations

- **Electricity market transactions:** le operazioni di mercato terminano (gate closure) prima del tempo reale e si concretizzano nei cosiddetti «mercati del giorno prima - MGP» e «mercati infragiornalieri - MI», oltre che nella contrattazione bilaterale.
- **System operations.** Il system operator (SO) procura la capacità di riserva necessaria per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica; opera affinché non siano violati i limiti di transito; garantisce il bilanciamento in tempo reale. Si approvvigiona di risorse tramite contrattazioni, imposizioni o strumenti di mercato («mercato dei servizi di dispacciamento - MSD»). Dopo il tempo reale si applica la disciplina degli sbilanciamenti (pari alla differenza tra realtà e programma). Tali operazioni assumono un ruolo (e un costo) tanto più importante quanto più i mercati precedenti non tengono conto delle condizioni reali.





Balance responsible parties (o utenti del dispacciamento) e balance service provider

- Balance responsible party - BRP (o utente del dispacciamento) è il soggetto cliente finale o produttore o un relativo intermediario (grossista) che sigla il contratto di dispacciamento con il SO e che è responsabile dell'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo negoziati sui mercati all'ingrosso.
- Balance service provider - BSP è il soggetto cliente finale o produttore o un relativo intermediario (grossista) che è responsabile della fornitura, al SO, dei servizi di dispacciamento necessari per il mantenimento dell'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica. Esso può coincidere o meno con l'utente del dispacciamento.

Come vengono reperite le risorse per il dispacciamento in Italia - sintesi

Controllo della Frequenza	Riserva Primaria	Obbligatorio	---
	Riserva Secondaria	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
	Riserva Terziaria	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
	Bilanciamento	Negoziato su MSD	Tempo Reale
Rispetto limiti elementi di rete	Risoluzione congestioni fase di programmazione	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
Controllo della tensione	Regolazione primaria	Obbligatorio	---
	Regolazione secondaria		
Controllo della Frequenza, Tensione, Corrente	Interrompibilità del carico	Contratti	---
Emergenza	Rifiuto del carico	Obbligatorio	
	Rialimentazione del sistema elettrico		

Sintesi dei mercati dell'energia elettrica in Italia (1/2)

Mercati dell'energia elettrica in Italia - sintesi

Mercato	Finalità	Caratteristiche	Chi lo gestisce	Chi compra	Chi vende	Come si forma il prezzo
MGP	Compravendita programmi di immissione e prelievo	Zonale e orario lato vendita; unico nazionale e orario lato acquisto	GME	Clienti finali e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	Produttori e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	System marginal price
MI	Compravendita aggiustamenti di programmi di immissione e prelievo	Zonale e orario	GME	Clienti finali e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	Produttori e loro rappresentanti (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento)	System marginal price
MSD	Approvvigionamento risorse per risolvere le congestioni, per costituire opportuni margini di riserva e per il bilanciamento. Tali attività possono essere svolte ex ante (MSD ex ante) o in tempo reale (MB)	Nodale (su base aggregata solo nel caso dei progetti pilota)	Terna	Terna	Produttori e loro rappresentanti abilitati (società di vendita all'ingrosso che svolgono la funzione di utente del dispacciamento, in relazione alle sole UP e UC abilitate)	Pay as bid

Dopo il tempo reale le posizioni degli operatori vengono chiuse con la regolazione degli sbilanciamenti (dual pricing per le Unità di Produzione abilitate e single pricing da settembre 2017 per le altre unità).

In Italia il SO è Terna (società che, al tempo stesso, gestisce la rete di trasmissione nazionale e il dispacciamento).

Sintesi dei mercati dell'energia elettrica in Italia (2/2)

- Attualmente tutte le unità di produzione (UP) e le unità di consumo (UC) partecipano a MGP e a MI. Più in dettaglio:
 - ✓ le unità di produzione rilevanti (almeno pari a 10 MVA) partecipano individualmente per il tramite del proprio BRP. Ogni UP rilevante identifica un punto di dispacciamento;
 - ✓ le unità di produzione non rilevanti partecipano in forma aggregata su base zonale, per utente del dispacciamento e per tipologia. Ogni aggregato identifica un punto di dispacciamento;
 - ✓ le unità di consumo partecipano in forma aggregata su base zonale per utente del dispacciamento. Ogni aggregato identifica un punto di dispacciamento
- Solo le unità di produzione rilevanti programmabili (termoelettrici e idroelettrici) hanno l'obbligo di partecipare a MSD individualmente per il tramite del proprio BSP. Tutte le altre unità non potevano accedere a MSD fino alla recente introduzione dei progetti pilota.

Considerazioni sui prezzi di MSD

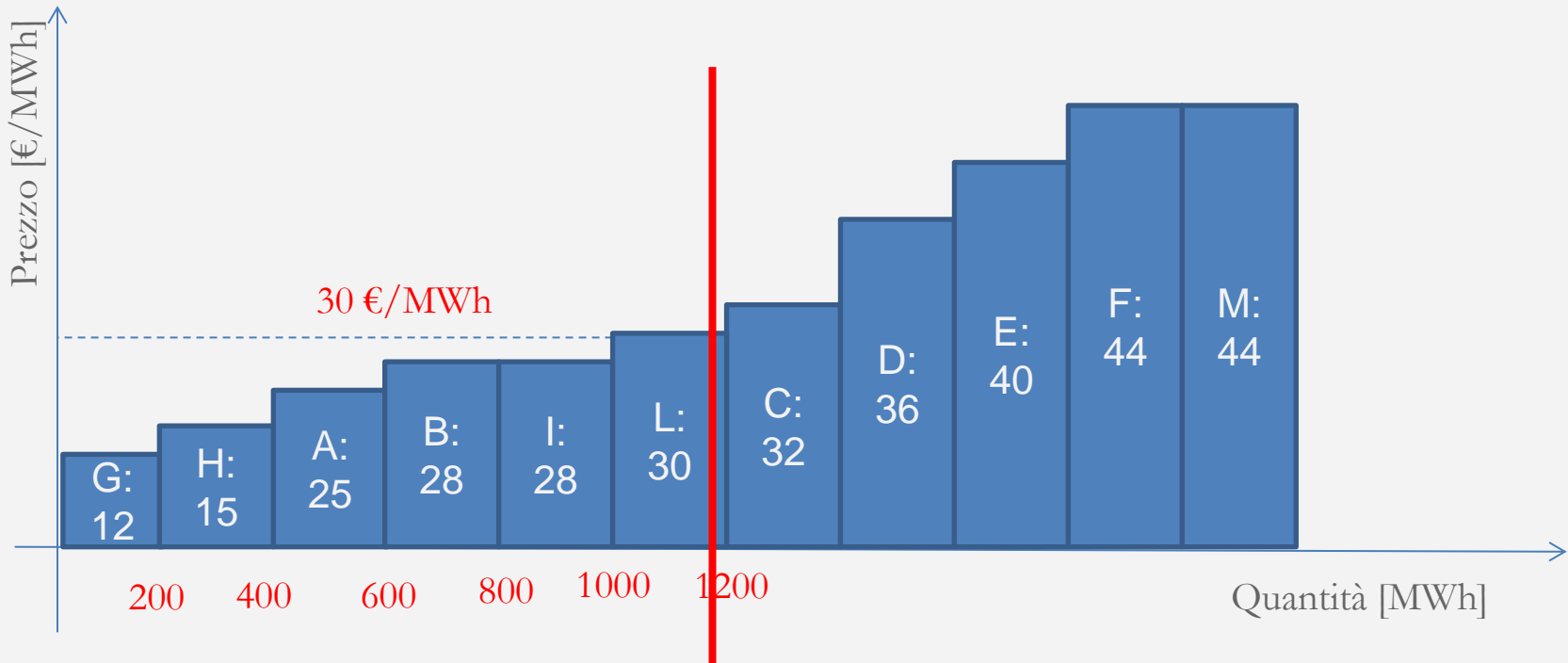
In generale, i prezzi che si formano su MGP e MI sono diversi dai prezzi che si formano su MSD per le offerte a salire e a scendere.

Tipicamente:

- ✓ i prezzi delle offerte a salire (cioè aumento del programma in immissione o riduzione, tramite ri-vendita, del programma in prelievo) sono più alti rispetto ai prezzi MGP associati al medesimo periodo temporale (anche oltre 500 €/MWh);
- ✓ i prezzi delle offerte a scendere (cioè riduzione, tramite ri-acquisto, del programma in immissione o aumento del programma in prelievo) sono più bassi rispetto ai prezzi MGP associati al medesimo periodo temporale (anche 0 €/MWh).

Pertanto, l'azione di re-dispacciamento non conduce allo stesso risultato economico che si sarebbe ottenuto con un mercato nodale di tipo pool.

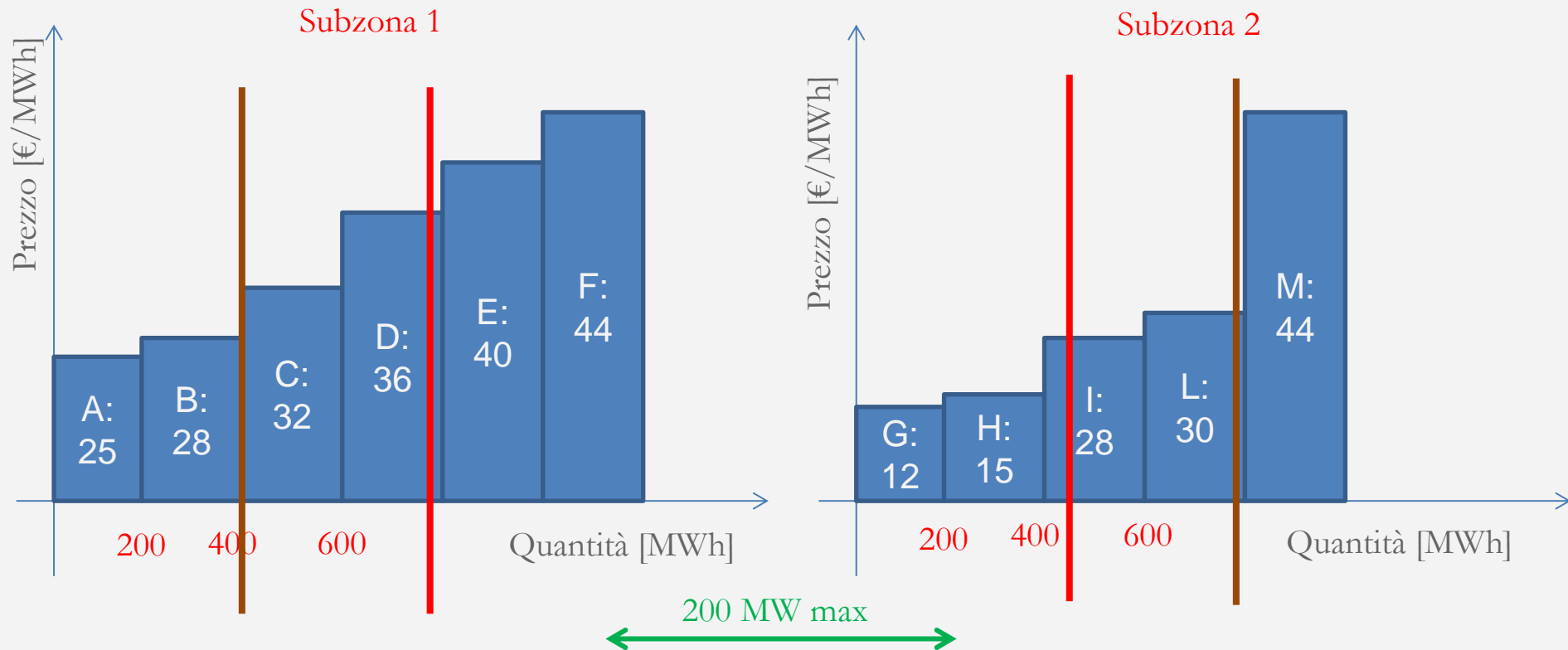
Esempio con zona di mercato unica: cosa vede il mercato



Zona unica: domanda di 1190 MW; produzione 1190 MW

Costo base orario (SMP): $1190 \times 30 = 35.700 \text{ €}$

Esempio con zona di mercato unica: quale è la realtà

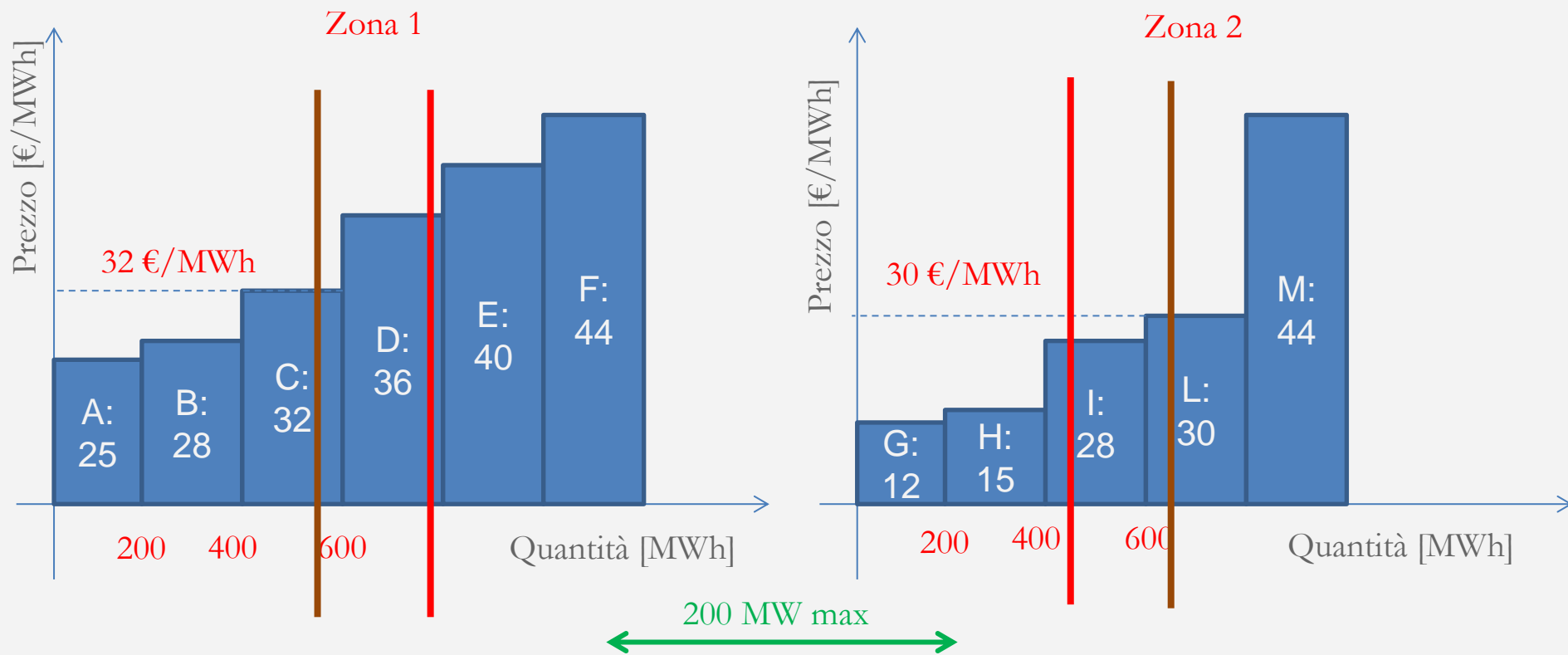


Subzona 1: domanda di 780 MW; produce 400 MW

Subzona 2: domanda di 410 MW; produce 790 MW e 380 MW vengono esportati

Il vincolo di rete non è rispettato. I programmi accettati non sono operabili.

Se ci fossero due zone di mercato...



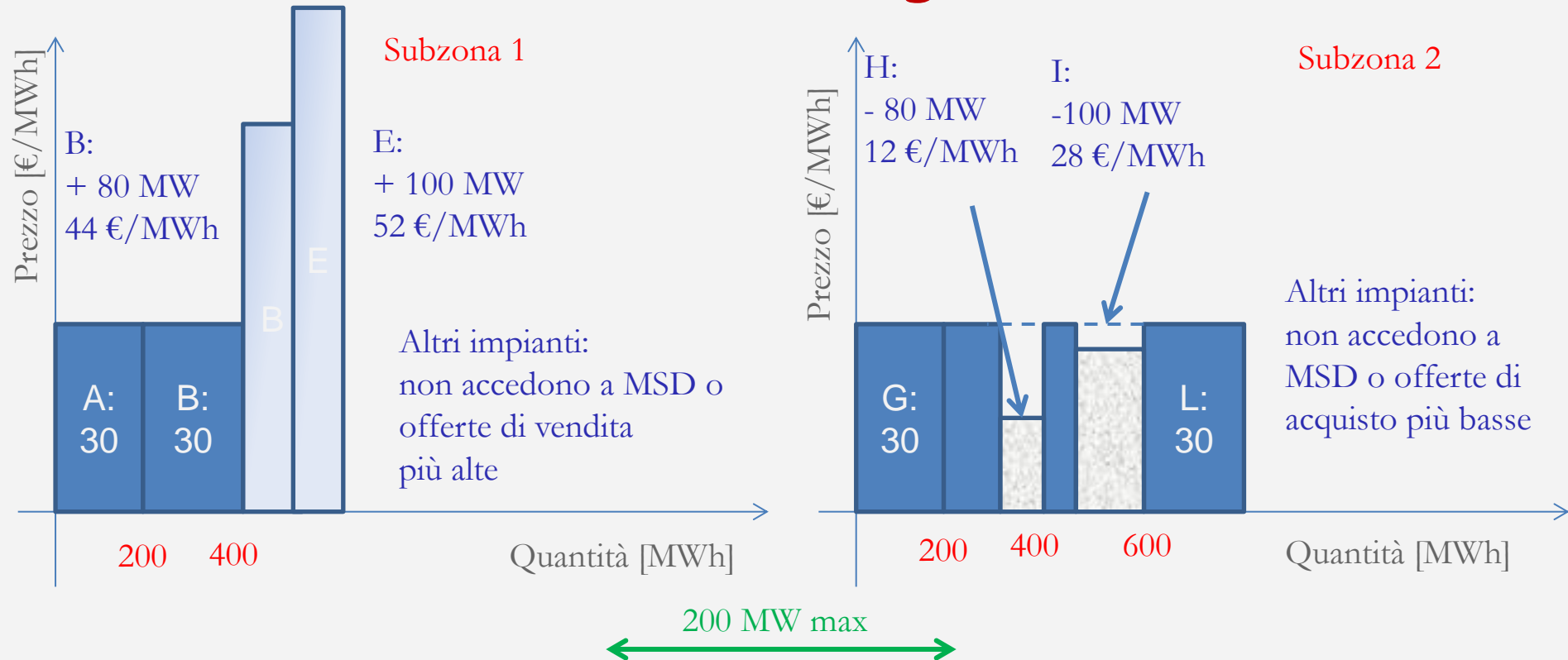
Zona 1: domanda di 780 MW; produce 580 MW

Zona 2: domanda di 410 MW; produce 610 MW e 200 MW vengono esportati

Costo totale orario (SMP): $580 \cdot 32 + 610 \cdot 30 = 36.860 \text{ €}$

Il vincolo di rete è rispettato. I programmi accettati sono operabili.

Serve un'azione di re-dispacciamento per risolvere la congestione



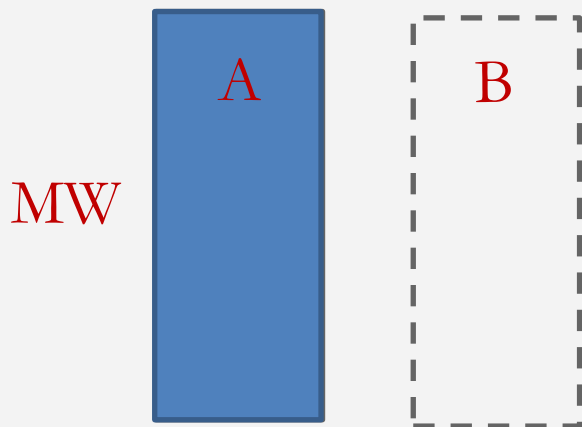
Subzona 1: domanda di 780 MW; produce 580 MW (+180 MW)

Subzona 2: domanda di 410 MW; produce 610 MW (- 180 MW)

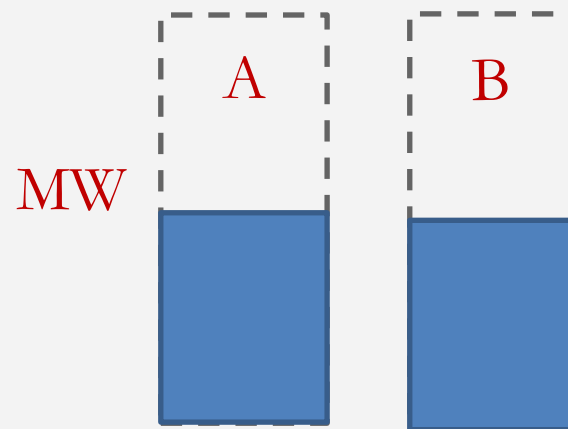
Costo aggiuntivo orario (PAB): $80 \cdot 44 + 100 \cdot 52 - 80 \cdot 12 - 100 \cdot 28 = 4.960 \text{ €}$

Costo totale orario: $35.700 + 4.960 = 40.660 \text{ €}$

Esempio di re-dispacciamento per ricostituire opportuni margini di riserva

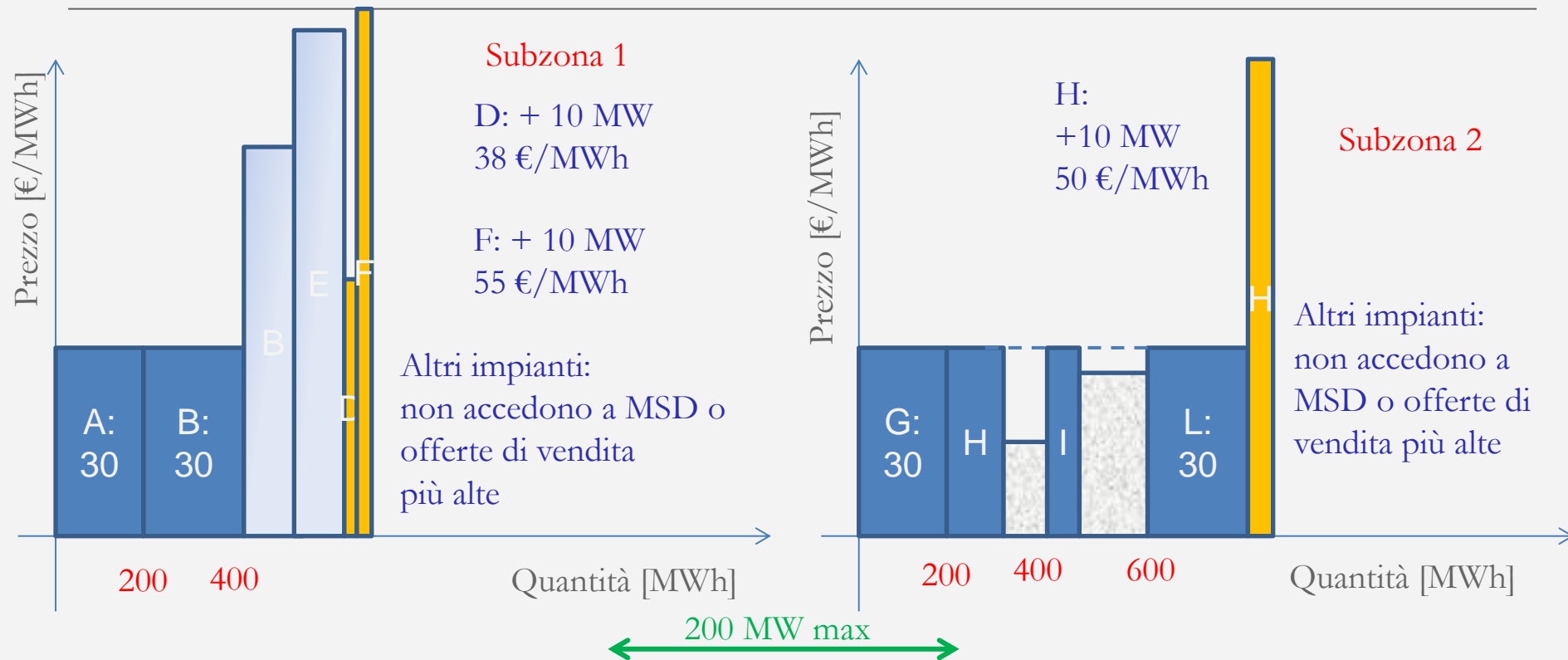


Risultato in uscita da MGP + MI:
un impianto a massimo carico e
un impianto spento. Una siffatta
situazione non garantisce nessun
margine di riserva a salire.



Il SO, su MSD, può ritenere necessario
ricostituire opportuni margini di
riserva, accettando un'offerta a
scendere per l'impianto A e un'offerta
a salire per l'impianto B. In questo
modo il SO dispone, a parità di
produzione, di due impianti già accesi
a medio carico da poter utilizzare
all'occorrenza in tempo reale.

Un esempio di azione di bilanciamento



Subzona 1: domanda di 800 MW (+ 20 MW); produce 600 MW (+20 MW)

Subzona 2: domanda di 420 MW (+ 10 MW); produce 620 MW (+ 10 MW)

Costo aggiuntivo orario (PAB): $10 \cdot 38 + 10 \cdot 55 + 10 \cdot 50 = 1.430 \text{ €}$

Costo totale orario: $35.700 + 4.960 + 1.430 = 42.090 \text{ €}$

Revisione della regolazione del dispacciamento

- E' in corso una *generale revisione della disciplina del dispacciamento* tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. In particolare occorre:
- ✓ revisione delle condizioni per la partecipazione a MSD, completando la definizione dell'accesso anche alle UC e alle UP non programmabili o di piccola taglia, anche tramite opportune aggregazioni che non comportino criticità per il sistema elettrico;
 - ✓ revisione delle modalità di selezione delle risorse per la fornitura di servizi (ad esempio, si potrebbero distinguere maggiormente i servizi per cui è possibile presentare offerte separate; oppure si possono definire offerte più aderenti alla struttura di costo; oppure si possono valutare contratti di lungo termine con alcuni impianti).

È necessario rivedere la regolazione del dispacciamento affinché, nel nuovo contesto, sia possibile reperire le risorse necessarie alla fornitura di servizi di rete in modo efficiente e trasparente.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

***Focus su apertura di MSD alle unità di
produzione e alle unità di consumo
precedentemente non ammesse***

Apertura MSD (1/8)

1. L'abilitazione a MSD

- Abilitazione a MSD facoltativa per le altre unità di produzione e per le unità di consumo finora escluse (tranne quelle che già beneficiano dell'interrompibilità), se rispettano i requisiti tecnici definiti, continuando a mantenere l'abilitazione obbligatoria per gli impianti termoelettrici e idroelettrici rilevanti.
- Terna definisce i criteri tecnici per l'abilitazione (in termini, ad esempio, di taglia minima, di gradiente, di durata minima di fornitura di una determinata risorsa di dispacciamento, ecc.) e le modalità di verifica, tramite prove test.
- La controparte di Terna ai fini della partecipazione a MSD è il BSP (Balance Service Provider) che, in alcuni casi, può essere un soggetto diverso dal BRP (Balance Responsible Party o Utente del Dispacciamento).

Apertura MSD (2/8)

- L'abilitazione a MSD deve essere il più possibile basata, sin dall'inizio, sulla **neutralità tecnologica** in modo da consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli, a favore della concorrenza. Le condizioni tecniche per l'abilitazione non devono costituire una barriera all'ingresso per la generazione distribuita.
- L'abilitazione deve essere **ottenibile per la fornitura anche di un solo servizio** (e non necessariamente per tutti i servizi oggi previsti per gli impianti programmabili di elevata taglia) e deve essere consentita agli utenti del dispacciamento la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un servizio "asimmetrico" ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo). **In tal modo la partecipazione a MSD potrebbe essere il più possibile flessibile.**

Apertura MSD (3/8)

2. Aggregazione ai fini della partecipazione a MSD

- Tanto più ampia è la base geografica sulla quale è consentita l'aggregazione tanto più è favorita la partecipazione delle utenze diffuse al mercato; sarà infatti più agevole riunire una pluralità di utenze in grado di rispondere agli ordini di dispacciamento garantendo elevati margini di affidabilità. Ma al tempo stesso l'aggregazione non può trascurare i reali vincoli di rete perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema: al momento dell'eventuale attivazione di un aggregato infatti, il gestore di rete non avrebbe il controllo delle singole unità che lo compongono e, pertanto, non avrebbe la certezza di risolvere il problema che si è venuto a creare potendolo altresì peggiorare.
- Quindi l'aggregato ai fini della partecipazione a MSD (ove consentito), in generale, non coincide con l'aggregato ai fini della partecipazione a MGP e MI.

Apertura MSD (4/8)

Gli aggregati (**Unità Virtuali Abilitate – UVA**) possono comprendere:

- Unità di consumo (UVAC) o Unità di produzione non rilevanti inclusi i sistemi di accumulo (UVAP); Unità di consumo e unità di produzione non rilevanti inclusi i sistemi di accumulo (UVAM);
- Unità di consumo e unità di produzione inclusi i sistemi di accumulo anche rilevanti sottese allo stesso nodo sulla rete di trasmissione nazionale (UVAN), da approfondire con i prossimi progetti pilota.

Apertura MSD (5/8)

- Al momento, le unità di produzione rilevanti non possono essere aggregate ai fini della partecipazione a MSD fatte salve poche eccezioni (vds. prossime slide).
- Le unità di produzione non rilevanti che richiedono l'abilitazione possono essere aggregate (rimane facoltà di Terna definire la dimensione geografica ottimale), anche tra programmabili e non programmabili.
- Le unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD possono essere aggregate (con la medesima facoltà di Terna già richiamata).
- Terna dialoga con il BSP sulla base di modalità definite da Terna stessa. È cura del BSP rispettare gli ordini di dispacciamento movimentando le unità di consumo e/o le unità di produzione inserite nel proprio perimetro (in caso di mancato rispetto, si applicano apposite penalità).
- La regolazione degli sbilanciamenti nel caso di unità o aggregati oggetto di abilitazione facoltativa è la medesima prevista per le unità non abilitate. Trovano normale applicazione gli altri corrispettivi di dispacciamento.

Apertura MSD (6/8)

3. Il ruolo delle imprese distributrici

- Le imprese distributrici devono essere adeguatamente informate, nell'ambito del processo di abilitazione, in merito ai punti di immissione o di prelievo inclusi nelle unità virtuali per i quali viene presentata domanda di abilitazione.
- Esse possono segnalare a Terna e ai BSP interessati l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della definizione delle unità virtuali di produzione e consumo abilitate alla presentazione di offerte su MSD, avendo la possibilità di dichiarare – con adeguata giustificazione – l'impossibilità di includere una o più utenze connesse alle proprie reti, oppure indicare delle limitazioni ex-ante alla loro possibile movimentazione.
- In futuro le imprese distributrici dovranno avere un ruolo più attivo, potendo valutare in tempo reale, non solo ex-ante, l'impatto delle movimentazioni sulla propria rete. Ciò consentirebbe di evitare limitazioni troppo restrittive introdotte ex-ante solo per evitare possibili criticità in tempo reale.
- A tale fine diventa necessario definire le condizioni di comunicazione tra i diversi attori coinvolti (vds. prossima slide).

Apertura MSD (7/8)

4. I canali comunicativi

- Terna definisce le condizioni di comunicazione tra la medesima e il BSP per le unità o aggregati dal medesimo rappresentati. Tali condizioni non devono rappresentare barriere all'ingresso.
- Non vengono definiti standard comunicativi tra il BSP e i propri clienti, produttori o prosumer.

In futuro...

- In relazione alle condizioni di comunicazione tra BSP / distributore / produttore, il CEI sta definendo le specifiche tecniche del cosiddetto “controllore d'impianto” da installarsi presso impianti di produzione connessi alle reti elettriche di media e bassa tensione:
 - ✓ esso dovrebbe essere in grado di ricevere segnali dal BSP traducendoli in movimentazioni dell'impianto di produzione stesso sulla base di logiche condivise fra il produttore e il corrispondente BSP e di inviare al medesimo BSP segnali contenenti informazioni sullo stato di funzionamento reale dell'impianto;
 - ✓ i segnali inviati dal controllore d'impianto potrebbero essere utilizzati anche dal distributore per poter disporre di informazioni utili al corretto esercizio della propria rete (migliorando e integrando l'osservabilità).

Apertura MSD (8/8)

Con la deliberazione 300/2017/R/eel è stato consentito l'accesso a MSD nel caso di unità di produzione e unità di consumo precedentemente non abilitate, tramite progetti pilota che possono essere implementati rapidamente, senza ridefinire l'attuale assetto del dispacciamento. I progetti pilota consentono anche di raccogliere informazioni necessarie per la regolazione a regime.

- ✓ Terna predispone le modalità operative di un progetto pilota (anche sulla base di proposte degli operatori) e le consulta.
- ✓ A seguito della consultazione, Terna trasmette all'Autorità il regolamento del progetto pilota finale, per verifica e approvazione.
- ✓ Sono già stati approvati diversi progetti pilota: i più importanti sono il progetto pilota per la partecipazione della domanda e della generazione distribuita a MSD (UVAM, nato da UVAC + UVAP) e quello per la partecipazione delle unità di produzione rilevanti precedentemente non abilitabili a MSD.

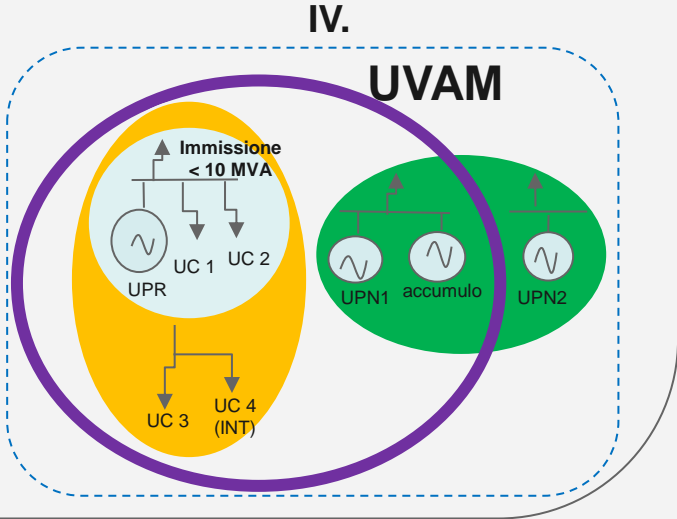
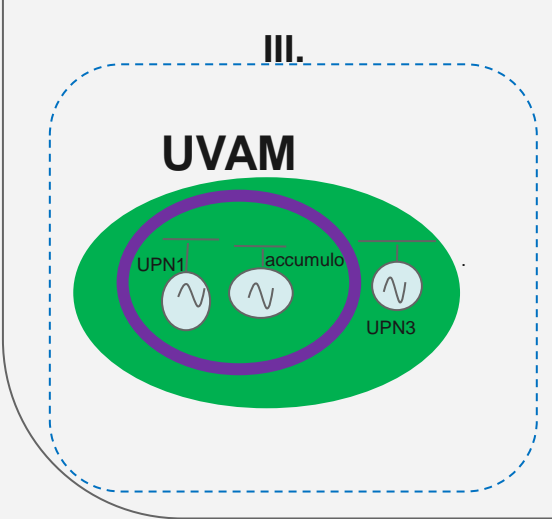
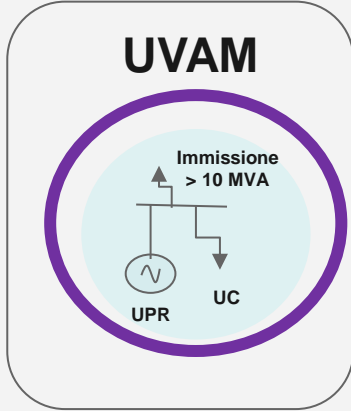
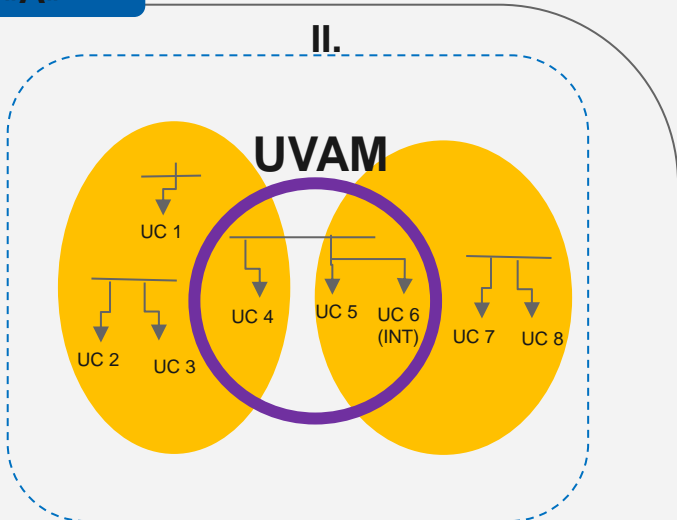
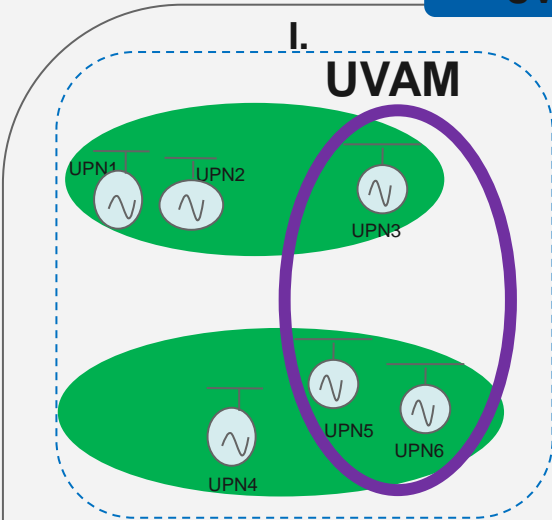
Progetto pilota domanda e GD (1/4)

Elementi principali per la partecipazione su base aggregata (UVAM)

- Aggregato (UVAM-A) caratterizzato dalla presenza di unità di consumo e di unità di produzione anche rilevanti la cui potenza in immissione non superi 10 MVA, anche se inserite in diversi contratti di dispacciamento: il perimetro di aggregazione, definito da Terna, è costituito da un insieme di province.
- Aggregato (UVAM-B) caratterizzato dalla presenza di unità di consumo e di unità di produzione anche rilevanti la cui potenza in immissione sia pari o superiore a 10 MVA, anche se inserite in diversi contratti di dispacciamento, che condividono il medesimo punto di connessione.
- L'aggregato assume rilievo ai soli fini della partecipazione a MSD, senza modificare i perimetri di aggregazione che identificano i punti di dispacciamento ai fini della partecipazione a MGP e MI e ai fini della regolazione degli sbilanciamenti.
- La controparte di Terna ai fini della partecipazione a MSD è il BSP (Balance Service Provider) che può essere un soggetto diverso dal BRP (Balance Responsible Party o Utente del Dispacciamento).

UVAM «A»

UVAM «B»




- Punto di dispacciamento per unità non rilevanti
- Punto di dispacciamento per unità di consumo
- SSPC

Progetto pilota domanda e GD (2/4)

Risorse che possono essere fornite dall'UVAM

- Aggregato con capacità modulabile, a salire o a scendere, almeno pari a 1 MW.
- Aggregato abilitato alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, riserva terziaria rotante e/o di sostituzione e di risorse per il bilanciamento, a salire e/o a scendere.
- Aggregato in grado di modulare in incremento (riduzione) l'immissione o modulare in riduzione (incremento) il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di risoluzione della congestioni, riserva terziaria rotante e servizio di bilanciamento, e sostenere tale modulazione almeno per 2 ore consecutive.
- Aggregato in grado di modulare in incremento (riduzione) l'immissione o modulare in riduzione (incremento) il prelievo entro 120 minuti per il servizio di riserva terziaria di sostituzione, e sostenere tale modulazione almeno per 8 ore consecutive.

Sintesi dei servizi per i quali le UVAM possono prestare risorse



Servizi	Modalità «a salire»	Modalità «a scendere»	Tempo di avvio modulazione dall'ordine di dispacciamento (sia «a salire» che «a scendere»)	Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere»)	Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere») per le UP obbligatoriamente abilitate
Risoluzione delle congestioni	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	<ul style="list-style-type: none"> 240 min (UP idro) Tempo illimitato per le altre UP
Riserva terziaria rotante	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	120 min
Riserva terziaria di sostituzione	✓	✓	Entro 120 min dalla ricezione ordine dispacciamento	480 min	Tempo illimitato
Bilanciamento	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	<ul style="list-style-type: none"> 240 min (UP idro) Tempo illimitato per le altre UP

Progetto pilota domanda e GD (3/4)

Elementi principali per la partecipazione su base aggregata (UVAM)

- Aggregato che rispetta gli ulteriori requisiti tecnici identificati da Terna ai fini dell'abilitazione (quali, ad esempio, la definizione per ciascuna UVAM di un punto di controllo che possa ricevere gli ordini di dispacciamento inviati da Terna e dal quale tali ordini siano attuabili; l'installazione presso il punto di controllo fisico dell'unità di un sistema di comunicazione telefonica continuamente presidiato).
- Lo stato di funzionamento dell'aggregato deve essere comunicato a Terna ogni 4 s (sulla base di misure o stime, a cura del BSP).

Sintesi dello scambio dati

Frequenza invio misure al BSP

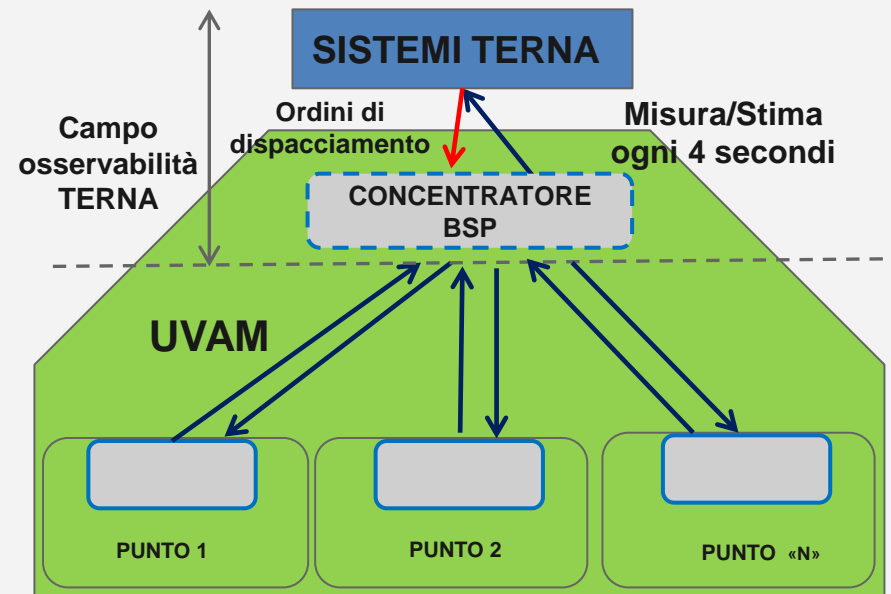


UNITA' DI PRODUZIONE	POTENZA	FREQUENZA INVIO MISURA
	≤ 250 kW	60 secondi
	> 250 kW	4 secondi



UNITA' DI CONSUMO	POTENZA	FREQUENZA INVIO MISURA
	≤ 1 MW	60 secondi
	> 1 MW	4 secondi

MODALITA' DI CONNESSIONE INDIRETTA



Progetto pilota domanda e GD (4/4)

I servizi resi dalle UVAM possono essere remunerati:

- 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. 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 posto pari a 30.000 €/MW/anno (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 su detto mercato.

Progetto pilota UP rilevanti (1/2)

Elementi principali per la partecipazione

- Nessun aggregato: ogni UP partecipa individualmente;
- UP abilitata alla fornitura della risoluzione delle congestioni a programma, della riserva terziaria rotante e/o di sostituzione e delle risorse per il bilanciamento, a salire e/o a scendere;
- UP che rispetta gli ulteriori requisiti tecnici identificati da Terna ai fini dell'abilitazione.

La controparte di Terna ai fini della partecipazione a MSD è il BSP (*Balance Service Provider*) che coincide sempre con il BRP (*Balance Responsible Party* o Utente del Dispacciamento).

I servizi resi da queste UP possono essere remunerati tramite la normale remunerazione derivante da MSD.

Progetto pilota UP rilevanti (2/2)

Elementi principali per la partecipazione

- ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, occorre essere in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione;
- ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria rotante, occorre essere in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta e di sostenere la modulazione per almeno 120 minuti;
- ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, occorre essere in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 5 MW entro 120 minuti dalla richiesta e di sostenere la modulazione per almeno 8 ore;
- ai fini della fornitura di risorse per il bilanciamento, occorre essere in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti dalla richiesta.

Come vengono reperite le risorse per il dispacciamento in Italia - sintesi

Controllo della Frequenza	Riserva Primaria	Obbligatorio	---
	Riserva Secondaria	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
	Riserva Terziaria	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
	Bilanciamento	Negoziato su MSD	Tempo Reale
Rispetto limiti elementi di rete	Risoluzione congestioni fase di programmazione	Negoziato su MSD	MSD ex-ante
Controllo della tensione	Regolazione primaria	Obbligatorio	---
	Regolazione secondaria		
Controllo della Frequenza, Tensione, Corrente	Interrompibilità del carico	Contratti	---
Emergenza	Rifiuto del carico	Obbligatorio	
	Rialimentazione del sistema elettrico		

UP abilitazione obbligatoria

UP abilitazione obbligatoria +
+ UP/UC progetti pilota

UP abilitazione obbligatoria +
+ UP progetti pilota

UP abilitazione obbligatoria

UC contrattualizzate

UP selezionate

UP = unità di produzione; UC = unità di consumo

Primi risultati dei progetti pilota

L'UVAM è l'evoluzione di UVAC (sole unità di consumo) e UVAP (sola GD).

- **40 UVAC** per una potenza complessiva di **422 MW** gestite da 17 BSP, localizzate soprattutto in zona Nord (34 UVAC). **Buon grado di affidabilità** con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 75% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) su un totale di 680,36 MWh di offerte accettate a salire. Le UVAC sono state movimentate **solo in tempo reale**. Numerose UVAC sono composte da unità di consumo per le quali le modulazioni dei prelievi di energia elettrica vengono gestite tramite la variazione interna di produzione;
- **15 UVAP** prevalentemente nella zona Nord e caratterizzate quasi solo da unità di produzione idroelettriche, per una potenza complessiva di **94 MW** e gestite da 15 BSP. Il 27% della potenza abilitata è riconducibile a unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (idroelettrico fluente). **Buon grado di affidabilità**, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 76% della modulazione richiesta, pari a 854,31 MWh a salire e 25,59 MWh a scendere. Anche le UVAP sono state movimentate **solo in tempo reale**.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Grazie per l'attenzione

*Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Direzione mercati energia all'ingrosso e sostenibilità ambientale*

*Piazza Cavour, 5
20121 Milano*

mercati-ingrosso@arera.it

www.arera.it

Tel: 02 – 655 65 351

Fax: 02 – 655 65 265