



ARERA
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Evoluzione delle modalità di approvvigionamento delle risorse necessarie per i servizi ancillari

Lezione università di Genova

17 novembre 2020

Andrea Galliani

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

Agenda

1. Introduzione generale
2. Il dispacciamento: introduzione all'attività e ai servizi ancillari
3. L'evoluzione della regolazione del dispacciamento: progetti pilota e indicazioni per il futuro



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Agenda

- 1. Introduzione generale**
2. Il dispacciamento: introduzione all'attività e ai servizi ancillari
3. L'evoluzione della regolazione del dispacciamento: progetti pilota e indicazioni per il futuro



BRP, BSP e operatori di mercato

Balancing Responsible Parties (BRP):

Responsabili della definizione ed esecuzione dei programmi, della regolazione dei corrispettivi di dispacciamento e delle partite fisiche ed economiche afferenti agli sbilanciamenti

Balancing Service Providers (BSP):

Fornitori dei servizi ancillari, in relazione alle unità abilitate allo scopo

Operatore di mercato

Soggetto che partecipa a MGP e MI.

I BSP possono anche essere soggetti terzi rispetto ai BRP.

Gli operatori di mercato possono anche essere soggetti terzi rispetto ai BRP.

BRP + BSP = UdD (utente del dispacciamento)

Electricity market transactions vs system operations

- **Electricity market transactions:** gli operatori di mercato negoziano energia elettrica nei cosiddetti «mercati del giorno prima» e «mercati infragiornalieri», oltre che tramite contrattazioni bilaterali, fino alla «gate closure» prima del tempo reale.
- **System operations:** il system operator procura dai BSP la capacità di riserva necessaria per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica; opera affinché non siano violati i limiti di transito; garantisce il bilanciamento in tempo reale. Esso si approvvigiona di risorse tramite contrattazioni, imposizioni o strumenti di mercato («mercato per il servizio di dispacciamento»).
- Dopo il tempo reale trova applicazione la **disciplina degli sbilanciamenti** con l'obiettivo di chiudere le partite economiche relative alla differenza tra realtà e programma.



Agenda

1. Introduzione generale
- 2. Il dispacciamento: introduzione all'attività e ai servizi ancillari**
3. L'evoluzione della regolazione del dispacciamento: progetti pilota e indicazioni per il futuro



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 (pressoché) 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

I principali servizi ancillari (1/5)

Regolazione di frequenza

Riserva primaria: consiste nel rendere disponibile una banda di capacità asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza, sia in aumento che in diminuzione, in risposta ad una variazione di frequenza (ad esempio, in Italia, entro 15 s per metà banda ed entro 30 s per l'intera banda). Attraverso questa risorsa, è possibile correggere automaticamente in tempo reale, per qualche secondo, gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso. La riserva primaria deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile.

Riserva secondaria: consiste nel rendere disponibile una banda di capacità asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza, sia in aumento che in diminuzione, sulla base del segnale di livello ricevuto (ad esempio, in Italia, entro 200 s). La riserva secondaria, all'occorrenza, viene attivata automaticamente su tutte le unità già precedentemente selezionate e ha una durata di pochi minuti.

I principali servizi ancillari (2/5)

Regolazione di frequenza

Riserva terziaria: consiste nel rendere disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi dell'unità abilitata allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza. La riserva terziaria può essere ulteriormente divisa in diverse fattispecie che si differenziano in funzione del tempo entro cui viene erogata e della durata di erogazione (ad esempio, in Italia, si identifica la **riserva pronta** erogata entro 15 minuti con gradiente di 50 MW/min e sostenuta per almeno 120 minuti, la **riserva rotante** erogata entro 15 minuti e sostenuta per almeno 120 minuti e la **riserva di sostituzione** erogata entro 120 minuti con gradiente di 0,67 MW/min e senza limiti di durata).

Bilanciamento: consiste nell'attivazione, in tempo reale e al fine di garantire l'equilibrio tra domanda e offerta, della riserva terziaria approvvigionata.

I principali servizi ancillari (3/5)

Regolazione della tensione

Regolazione primaria: consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva di un gruppo di generazione (o dei gruppi afferenti a un impianto) ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza reattiva erogata dal gruppo di generazione (o dai gruppi) sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo gruppo di generazione (o sulle sbarre AT della centrale di produzione) rispetto ad un valore di riferimento.

Regolazione secondaria: consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva dei gruppi di generazione appartenenti al medesimo impianto ad un dispositivo automatico di regolazione centralizzato in grado di modulare la potenza reattiva erogata da ciascuno di tali gruppi sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti dal SO (nodi pilota).



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

I principali servizi ancillari (4/5)

Rispetto limiti operativi sugli elementi di rete

Risoluzione congestioni: consiste nel rendere disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi dell'unità abilitata affinché essi siano eseguibili nel rispetto dei vincoli di rete.

Ulteriori servizi per la sicurezza del sistema elettrico

Interrompibilità del carico: consiste nella disponibilità da parte di clienti finali abilitati ad interrompere il carico (ad esempio, in Italia, entro 200 ms nel caso di interrompibilità istantanea).

I principali servizi ancillari (5/5)

Emergenza

Rifiuto del carico: consiste nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione del gruppo di generazione stesso dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari.

Ripristino

Rialimentazione del sistema elettrico: consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione definito e coordinato dal SO.

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

Classe di servizi	Servizi ancillari	Risorse abilitate	Modalità di approvvigionamento	Remunerazione
Regolazione di Frequenza	Riserva Primaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	Obbligatorio	Facoltativa
	Riserva Secondaria	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid, Prodotto RS</i> €/MWh
	Riserva Terziaria pronta, rotante, di sostituzione	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid, Prodotto NRS</i> €/MWh
	Bilanciamento	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid, Prodotto NRS</i> €/MWh
Rispetto limiti operativi sugli elementi di rete	Risoluzione congestioni fase di programmazione	UP Rilevanti obbligatoriamente abilitate	MSD	<i>Pay-as-bid, Prodotto NRS</i> €/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



MSD in Italia (1/2)

Sul MSD, Terna è il soggetto che acquista, i BSP sono i soggetti che vendono.

Attualmente devono presentare offerte su MSD i BSP di unità di produzione rilevanti programmabili (cioè impianti termoelettrici e idroelettrici di elevata taglia). Queste sono le uniche unità attualmente classificate tra le abilitate. In relazione ad esse MSD è nodale.

Possono presentare offerte su MSD i BSP di altre unità, come meglio specificato nel seguito, per ora tramite progetti pilota. In relazione ad esse MSD non è necessariamente nodale perché subentrano degli aggregati.

Le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*) e comportano la modifica del programma di immissione e/o di prelievo del corrispondente BRP.

Se le offerte accettate su MSD non vengono eseguite si applicano i corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

MSD in Italia (2/2)

Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Il MSD ex-ante e MB si svolgono in più sessioni.

Il **MSD ex – ante** si articola in 6 sottofasi di programmazione. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna. **Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva (cd. azione di re-dispacciamento).**

Il **MB** è articolato in 6 sessioni. Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante. Per le altre sessioni del MB, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiudono 1 ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione. **Sul MB Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete (cd. azione di bilanciamento).**



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).

Agenda

1. Introduzione generale
2. Il dispacciamento: introduzione all'attività e ai servizi ancillari
3. **L'evoluzione della regolazione del dispacciamento: progetti pilota e indicazioni per il futuro**



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

La fase di sperimentazione

La fase di sperimentazione riguarda:

- la **partecipazione a MSD** della domanda e delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) in precedenza non abilitate;
- le **modalità di aggregazione**, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e a MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- l'utilizzo di **sistemi di accumulo** in abbinamento a unità di produzione rilevanti già abilitate alla partecipazione a MSD al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di rete;
- le modalità per la **remunerazione dei servizi ancillari** attualmente non remunerati esplicitamente (ad esempio, la regolazione di tensione);
- la **definizione di nuovi servizi ancillari** (per i quali vengono definiti i relativi fabbisogni e vengono individuate le relative modalità di approvvigionamento delle risorse, nonché la remunerazione spettante).



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Apertura di MSD - abilitazione

- **Abilitazione facoltativa a MSD** per le unità diverse da quelle obbligatoriamente abilitate (cioè unità diverse dalle unità di produzione termoelettriche e idroelettriche di potenza almeno pari a 10 MVA).
- L'abilitazione a MSD deve essere il più possibile basata, sin dall'inizio, sulla **neutralità tecnologica**. Le condizioni tecniche per l'abilitazione, definite da Terna, non devono costituire una barriera all'ingresso in modo da consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli, a favore della concorrenza.
- 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 di MSD - aggregazione

- Poiché la nuova apertura di MSD riguarda unità di produzione e unità di consumo anche di piccola taglia, diventa importante valutare le loro possibili aggregazioni, affinché il contributo che possono dare al sistema non sia trascurabile e sia più semplice la loro partecipazione a MSD. **Il BSP, che storicamente ha erogato servizi ancillari tramite impianti programmabili di elevata taglia, diventa anche un aggregatore di risorse diffuse.**
- **L'aggregazione ai fini di MSD non può trascurare i reali vincoli di rete** perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema. In generale, **l'aggregato ai fini della partecipazione a MSD (ove consentito) non coincide con l'aggregato ai fini della partecipazione a MGP e MI.**
- Infatti, dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari. Ogni sua movimentazione per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli.
- L'aggregato ai fini della partecipazione a MSD prende il nome di **UVA (Unità Virtuale Abilitata).**

I progetti pilota in corso - tipologie (1/2)

- Nei progetti pilota, le unità di produzione e di consumo possono essere aggregate in **UVA** (capacità di modulazione minima a salire o a scendere = 1 MW), nella responsabilità del medesimo BSP. Attualmente esistono due tipi di UVA:
 - ✓ **UVAM-A** con unità di consumo e di unità di produzione anche rilevanti la cui potenza in immissione non superi 10 MVA, anche se inserite in diversi punti di dispacciamento: il perimetro di aggregazione, definito da Terna, è attualmente su base provinciale (UVAM = UVA Mista di unità di consumo e di produzione).
 - ✓ **UVAM-B** con 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 punti di dispacciamento, che condividono il medesimo punto di connessione.
- Nei progetti pilota, le altre unità di produzione con potenza superiore a 10 MVA non possono essere aggregate: possono partecipare singolarmente a MSD (**UPR**).

I progetti pilota in corso - tipologie (2/2)

- Esiste il progetto pilota **UPI** che testa l'erogazione della riserva primaria per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti.
- Un esempio di nuovo servizio ancillare che sarà oggetto di sperimentazione è la **fast reserve**, cioè un servizio di riserva automatico ancora più veloce della riserva primaria (attivazione del servizio entro 300 ms ed erogazione a piena potenza entro 1 s, da mantenere per 30 s). Può essere utile in contesti ricchi di sistemi (dotati di inverter) con bassa inerzia in cui, a seguito di un evento perturbativo, la variazione di frequenza è più rapida e più marcata rispetto a sistemi ad alta inerzia. I sistemi di accumulo, soprattutto elettrochimici, possono prestare con facilità tale nuovo servizio.



I progetti pilota UVAM e UPR: servizi erogabili

- 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.

In futuro altri servizi potranno essere inclusi, come la riserva secondaria.

I progetti pilota UVAM e UPR: remunerazione

I servizi resi dalle UVAM e dalle UPR 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 (valevole solo durante la fase sperimentale e solo per le UVAM). In tal caso, i titolari delle UVAM devono offrire 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:
 - 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 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) o 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.



I progetti pilota UVAM e UPR: programmi e sbilanciamenti

- Nei progetti pilota UPR, i programmi che rilevano anche per gli sbilanciamenti coincidono con i programmi che rilevano per la verifica del rispetto degli ordini di dispacciamento.
- Nei progetti pilota UVAM, i programmi che rilevano anche per gli sbilanciamenti non coincidono con i programmi (chiamati baseline) che rilevano per la verifica del rispetto degli ordini di dispacciamento. I programmi sono infatti quelli tipici delle unità non abilitate (per lo più relativi ad aggregati zonali per BRP) mentre le baseline sono riferite al perimetro di aggregazione dell'UVA. Ciò può comportare difficoltà operative e distorsioni, rendendo necessaria la definizione di corrispettivi penalizzanti in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

I progetti pilota in corso - canali comunicativi

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

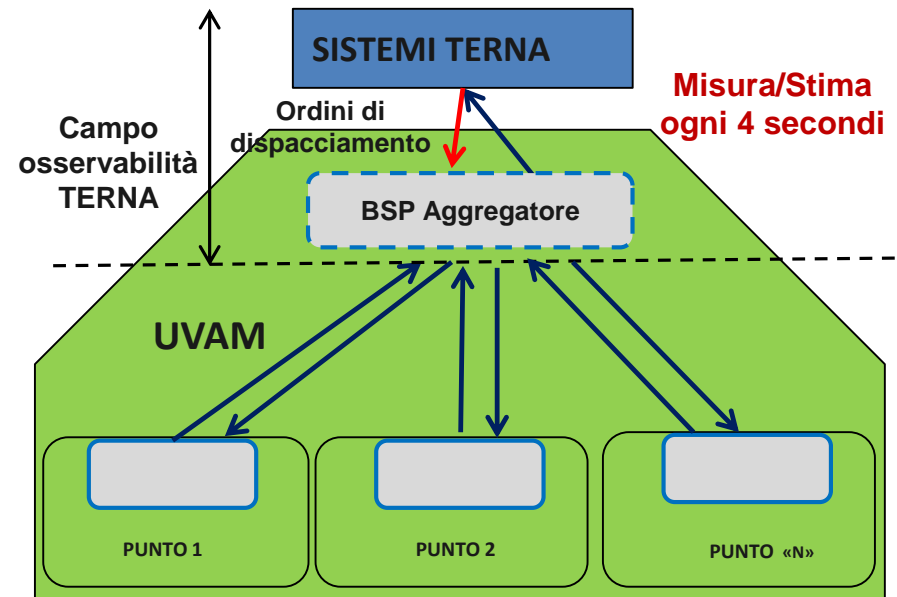


Tabella predisposta da Terna



Prime valutazioni dei progetti pilota

I progetti pilota si stanno rivelando sicuramente utili, indipendentemente dalla bassa incidenza delle offerte accettate rispetto a quelle presentate, in quanto:

- consentono l'accesso a MSD a unità di produzione e/o di consumo precedentemente escluse;
- consentono di sperimentare le modalità e le performance di erogazione dei servizi ancillari anche in modo aggregato;
- consentono di sperimentare l'operatività dei BSP (che spesso sono nuovi soggetti) e le modalità di interlocuzione con Terna e i singoli clienti finali e produttori facenti parte dell'aggregato.



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Primi risultati dei progetti pilota (1/2)

- Attualmente risultano abilitate **231 UVAM** per una potenza qualificata complessiva di **1349 MW** per il servizio “a salire” (di cui 1000 MW contrattualizzati a termine su base annuale) e di **207 MW** per il servizio “a scendere” gestite da **34 BSP**.
- Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord e Centro-Nord.
- Le UVAM sono per lo più costituite da unità di consumo in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica **per lo più 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).

Primi risultati dei progetti pilota (2/2)

- 58 UVAM sono caratterizzate da una sola unità. Solo 8 UVAM presentano almeno 10 unità. **Non vi sono ancora forme di aggregazione diffusa.**
- 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**; solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere.
- È bassa (3,2%) l'incidenza tra le offerte accettate per la fornitura di servizi ancillari e le offerte presentate (hanno inciso anche gli elevati prezzi di offerta).
- Nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un **buon grado di affidabilità delle UVAM**, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento superiore all'**80%** (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).



Altre attività di rilievo per il futuro

È necessario che i dati di misura siano **trattati su base oraria** anche in relazione ai punti di connessione < 55 kW (oggi non trattati orari) in modo che vi siano i dati necessari affinché ai rispettivi utenti possano pervenire, per il tramite dei loro intermediari, segnali basati sui prezzi orari dell'energia (utili non solo per fornire servizi ancillari ivi inclusa la demand response, ma anche per il demand side management, sempre più importanti con l'atteso aumento dell'utilizzo dell'energia elettrica anche tramite pompe di calore e auto elettriche).

Al momento è in corso la campagna di sostituzione degli odierni misuratori (anche domestici) con i cosiddetti smart meter 2G.

Occorre fare in modo che anche gli impianti di generazione distribuita **possano essere «osservati» in tempo reale** dai gestori di rete (distributori che inviano i dati di misura anche a Terna). L'attività è al momento in corso di definizione.

Ciò può arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (minore esigenza di margini di riserva), nonché in termini di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

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). Per tale attività rileva l'estensione dell'osservabilità;
- 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 (quali gestione emergenza, mantenimento profilo di tensione, gestione di congestioni derivanti da diffusione di climatizzatori e auto elettriche).



Prossimi passi

- 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:
 - ✓ revisione dei servizi ancillari attualmente esistenti e delle relative modalità di approvvigionamento; definizione di nuovi servizi ancillari;
 - ✓ definizione delle modalità con cui le fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita e la domanda possano fornire le risorse necessarie, anche aggregate;
 - ✓ valorizzazione degli sbilanciamenti nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale;
 - ✓ evoluzione del ruolo delle imprese distributrici.

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

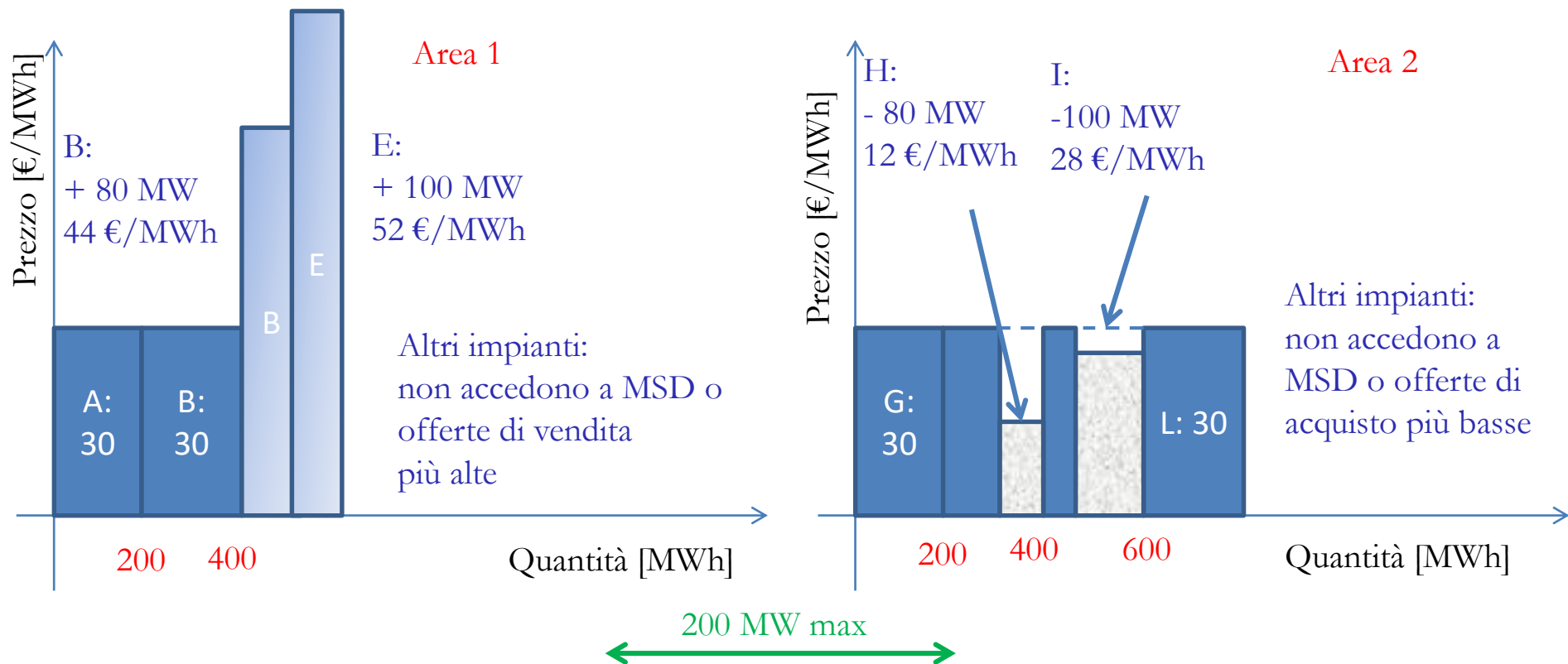
Tel: 02 – 655 65 290



Back up



Esempio di risoluzione di congestioni



Area 1: domanda di 780 MW; produzione programmata/prevista 400 MW, serve +180 MW

Area 2: domanda di 410 MW; produzione programmata/prevista 790 MW, serve - 180 MW

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

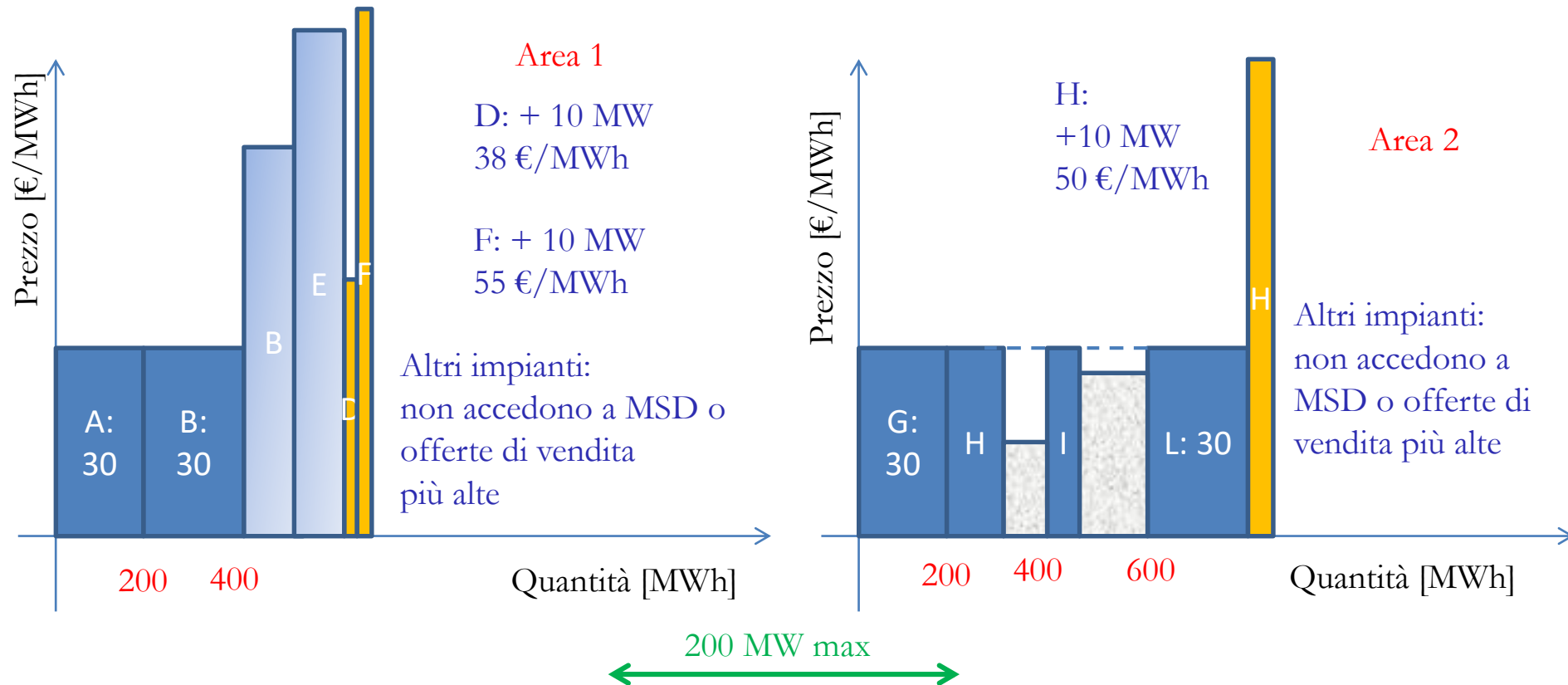
Esempio di ricostituzione di opportuni margini di riserva



Primi programmi di immissione: 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 in tempo reale.

Esempio di azione di bilanciamento



Area 1: domanda reale di 800 MW (+ 20 MW);

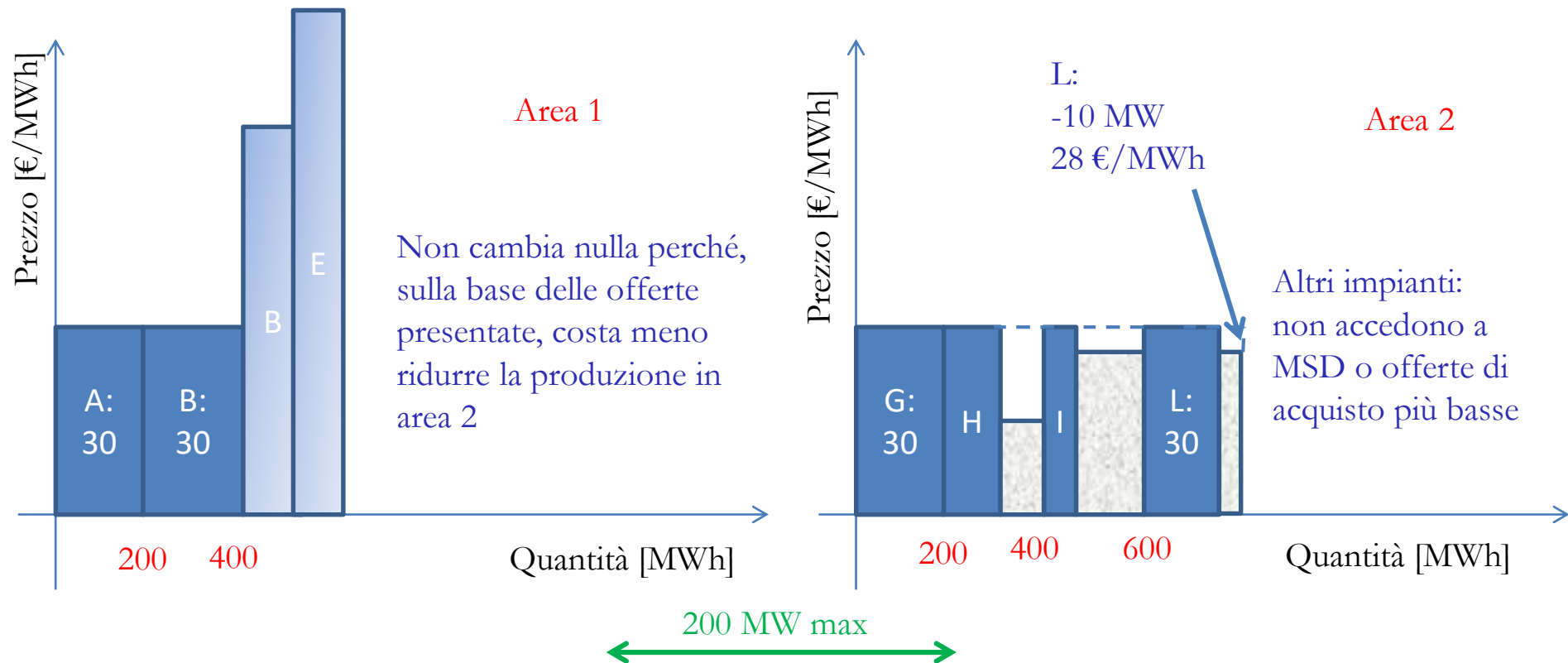
produzione programmata/prevista 580 MW, serve +20 MW

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

produzione programmata/prevista 610 MW, serve +10 MW

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

Un altro esempio di azione di bilanciamento



Area 1: domanda reale di 760 MW (- 20 MW);
produzione programmata/prevista 580 MW, non serve altro

Area 2: domanda reale di 420 MW (+ 10 MW);
produzione programmata/prevista 610 MW, serve -10 MW

Costo orario (ipotesi di PAB): $-10 \cdot 28 = -280 \text{ €}$



Andamento dei prezzi e dei volumi su MSD ex ante

Prezzi e volumi MSD ex ante

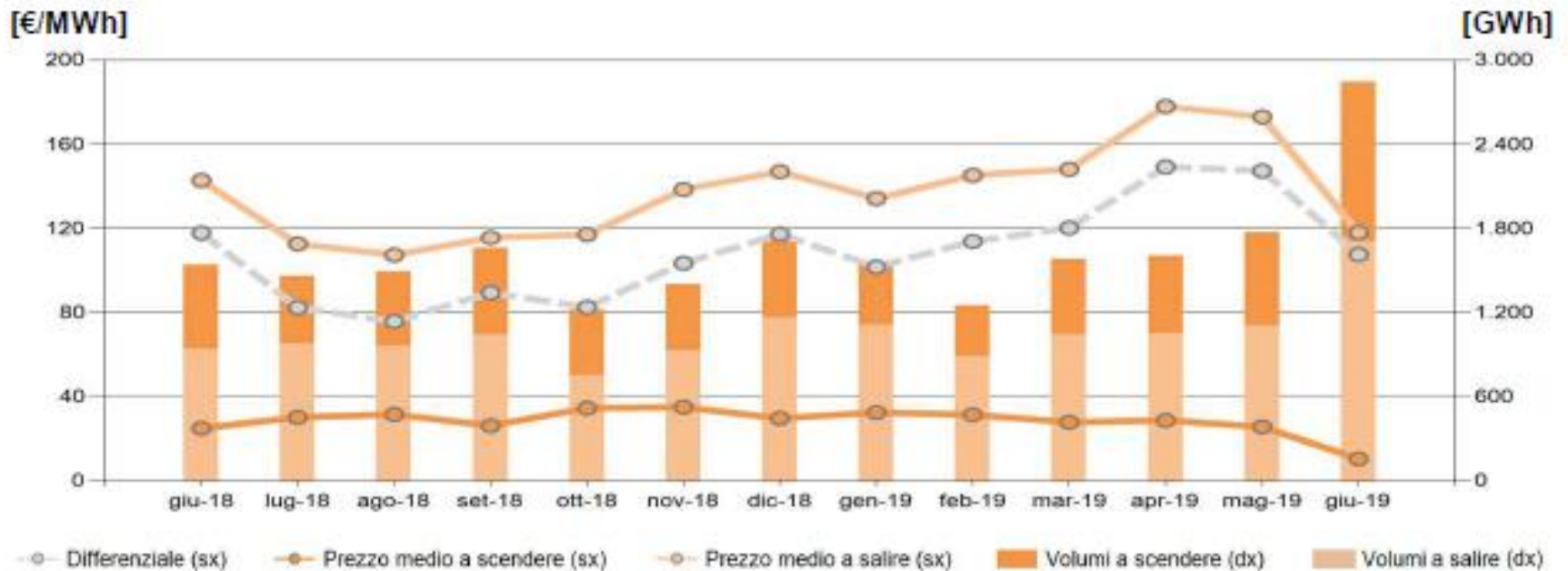


Grafico tratto dal Rapporto mensile sul sistema elettrico, www.terna.it



Andamento dei prezzi e dei volumi su MB

Prezzi e volumi MB

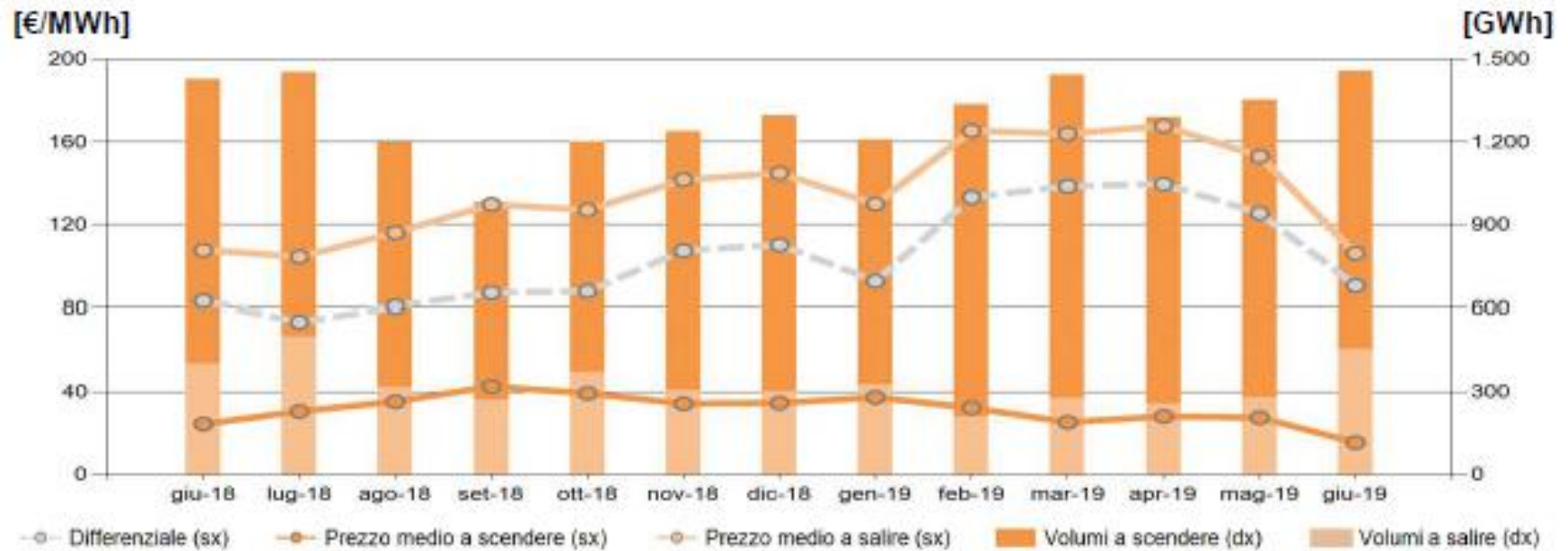


Grafico tratto dal Rapporto mensile sul sistema elettrico, www.terna.it

