



Monitor
legislativo



Il Pacchetto Energia Pulita

L'evoluzione del mercato elettrico italiano

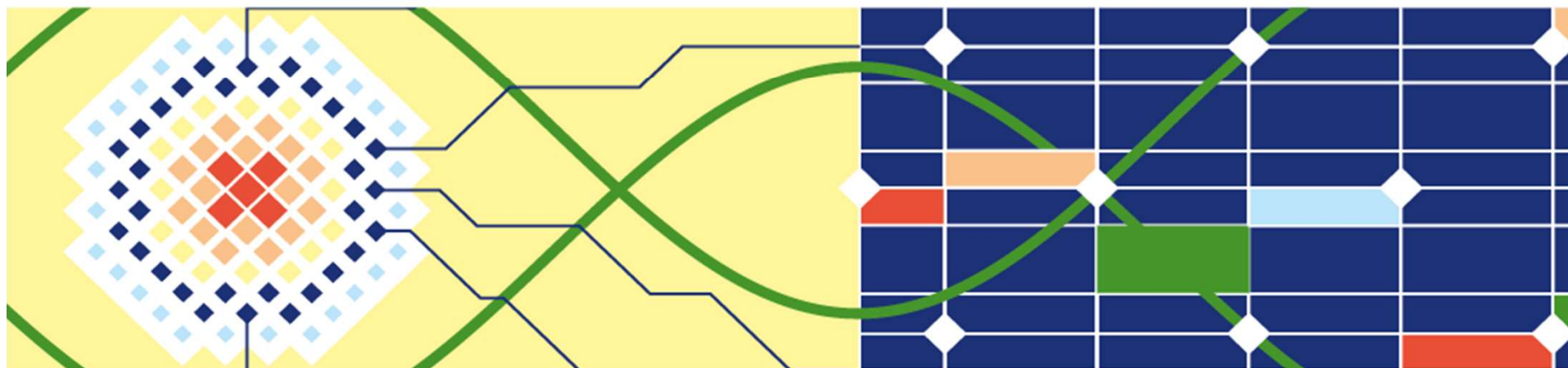


Market Design elettrico: lo stato delle riforme in Italia

Michele Cosimo Dalena, Responsabile Integrazione Mercati

Maddalena Cerreto, Integrazione Mercati

Terna



- **Attuale disegno del mercato elettrico *spot* italiano**

- **Evoluzione del disegno di mercato:**
 - a) **Mercato della capacità**
 - b) **Progetti pilota**
 - c) **Integrazione dei mercati**
 - d) **Sviluppo capacità di accumulo**

- **La consultazione ARERA sul nuovo TIDE**

- **Quale modello di dispacciamento per il futuro?**

- **Attuale disegno del mercato elettrico *spot* italiano**

- Evoluzione del disegno di mercato:
 - a) Mercato della capacità
 - b) Progetti pilota
 - c) Integrazione dei mercati
 - d) Sviluppo capacità di accumulo

- La consultazione ARERA sul nuovo TIDE

- Quale modello di dispacciamento per il futuro?

Architettura del mercato elettrico italiano

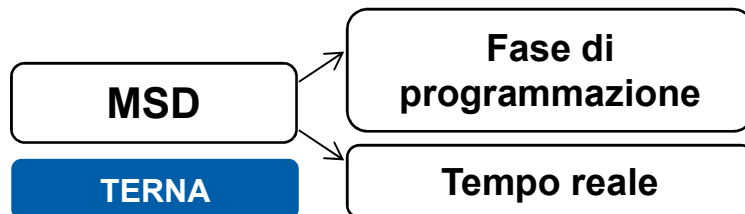
Prima dell'approvazione del *Capacity Market*, il Mercato Elettrico italiano si configurava come un mercato *energy only*

Mercato elettrico a pronti

- Mercati dell'energia

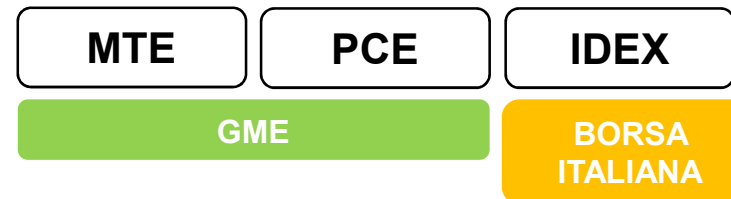


- Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)

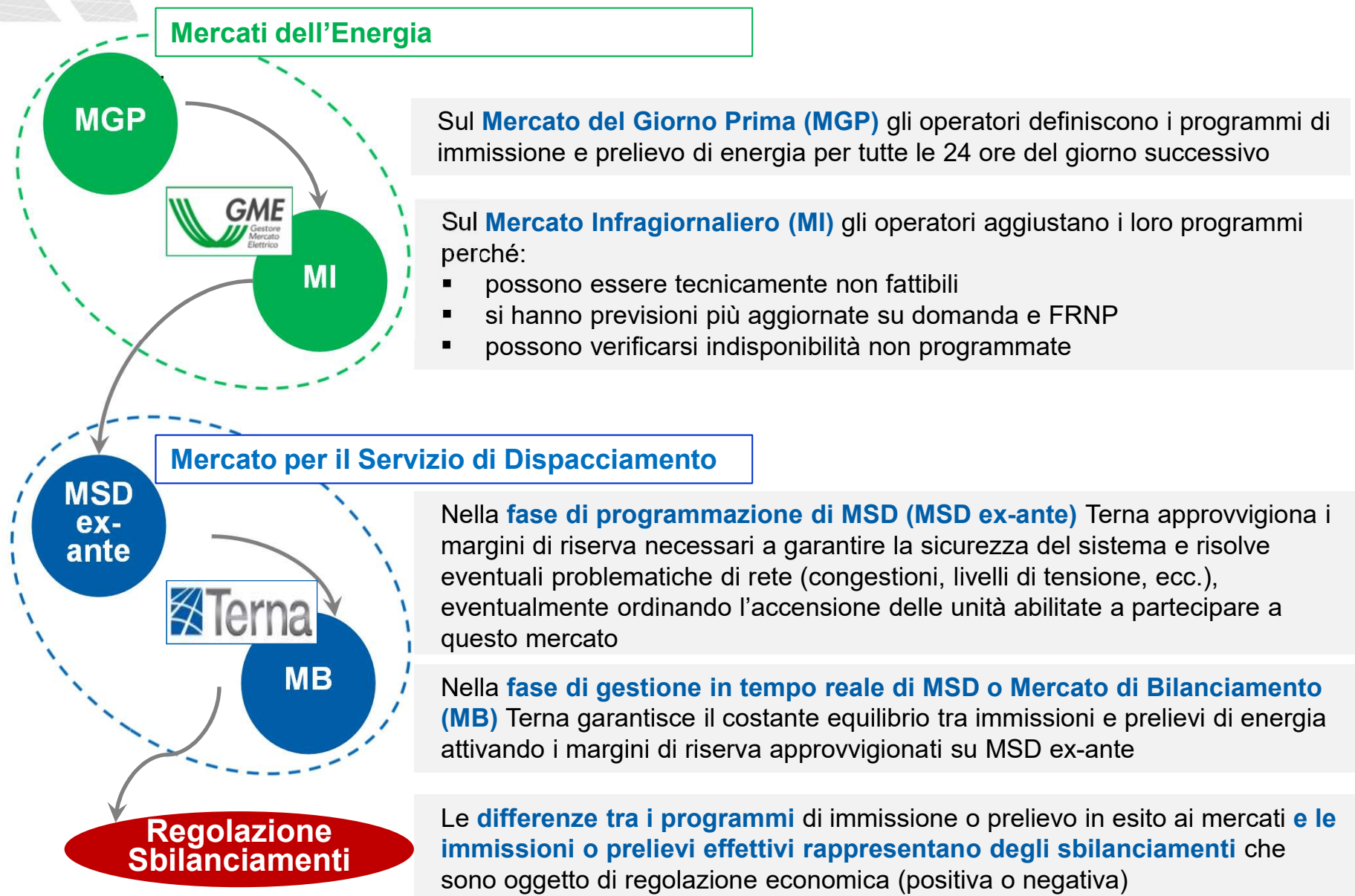


- Regolazione degli sbilanciamenti

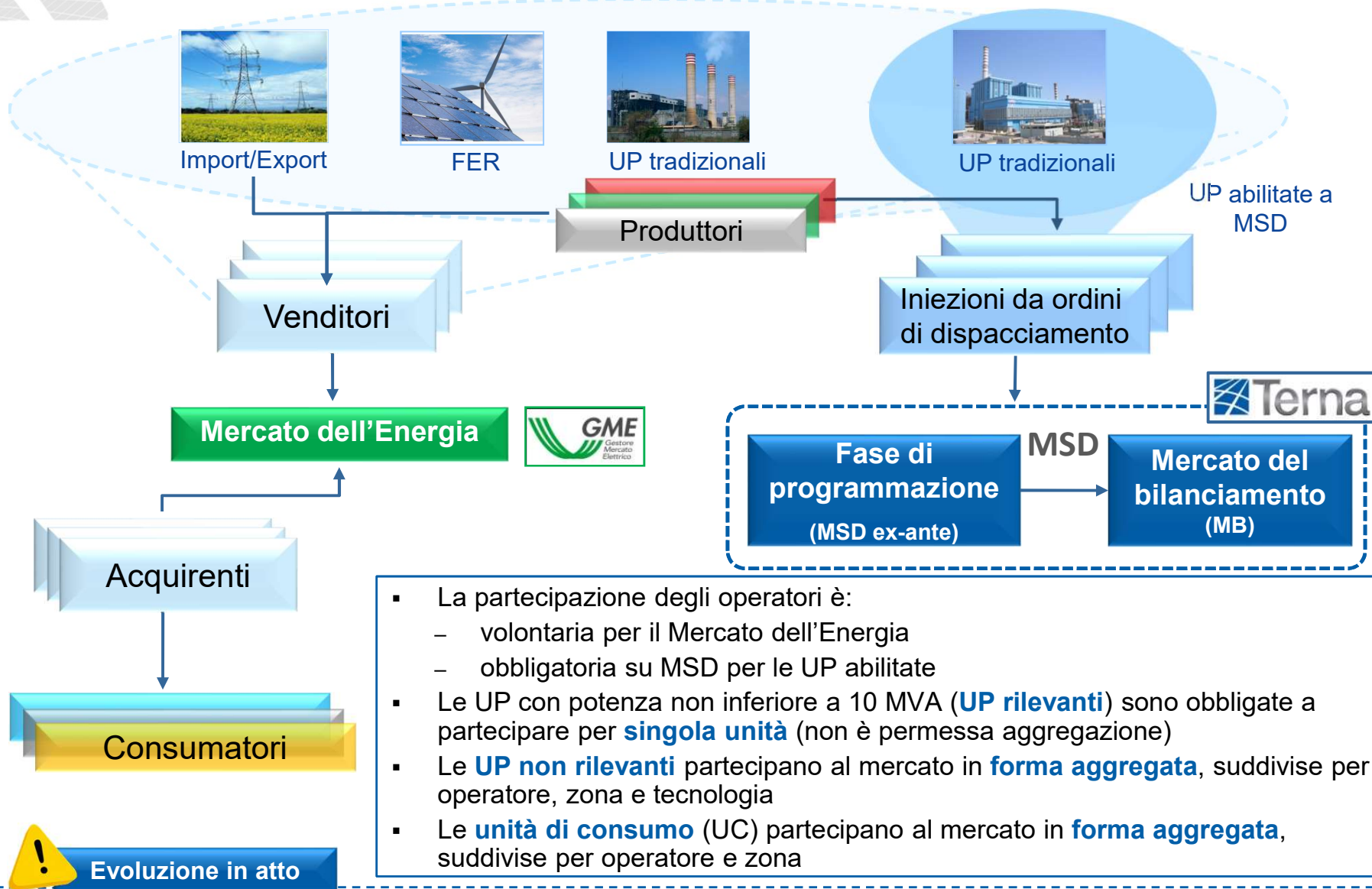
Contrattazione a termine



Architettura del mercato elettrico spot in Italia



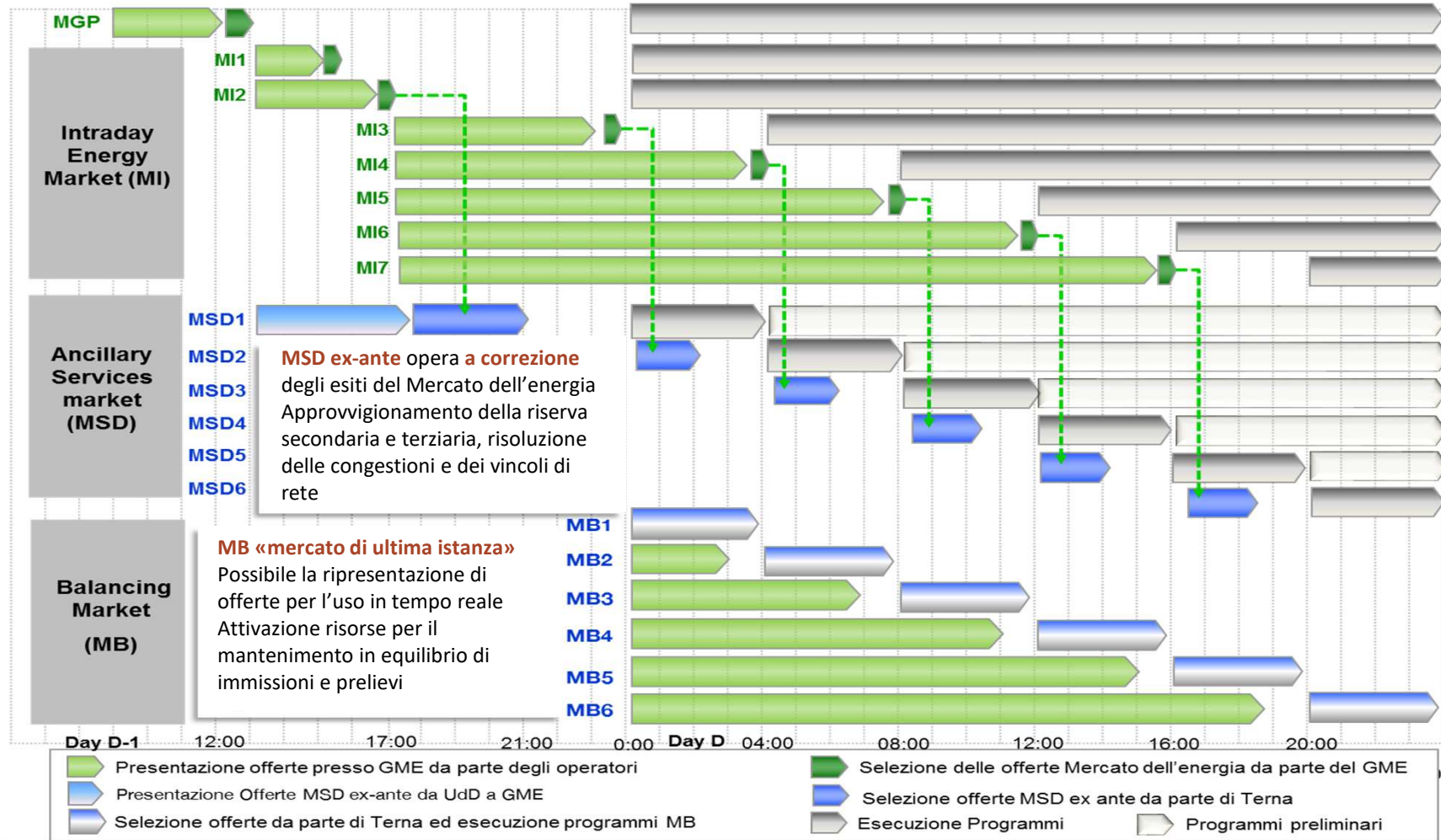
Partecipazione al mercato elettrico *spot* in Italia



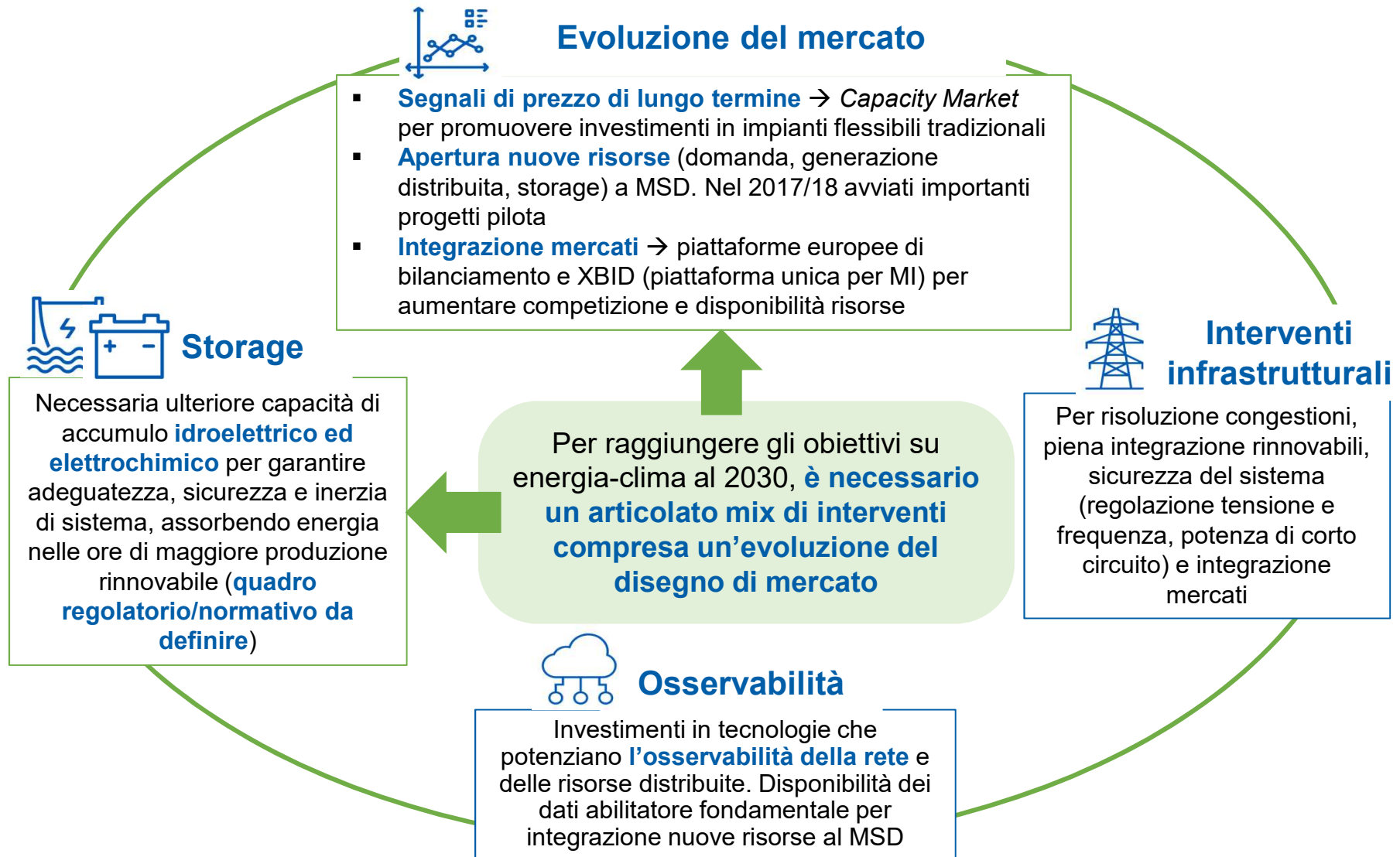
Con i progetti pilota ai sensi della Delibera 300/2017 avviata sperimentazione di nuove risorse, anche in forma aggregata

Tempistiche del mercato elettrico spot in Italia

Le **sessioni ad asta di MI** precedono sempre le sotto-fasi di **MSD ex-ante** attraverso le quali i programmi degli operatori vengono resi compatibili da Terna con la sicurezza del sistema. In Italia le aste MI hanno una **gate closure anticipata di alcune ore rispetto al tempo reale**, mentre nei paesi europei MI è basato su una sessione a negoziazione continua con *gate closure* in H-60'



Evoluzione del sistema elettrico



- Attuale disegno del mercato elettrico *spot* italiano

- **Evoluzione del disegno di mercato:**
 - a) **Mercato della capacità**
 - b) **Progetti pilota**
 - c) **Integrazione dei mercati**
 - d) **Sviluppo capacità di accumulo**

- La consultazione ARERA sul nuovo TIDE

- Quale modello di dispacciamento per il futuro?

Caratteristiche principali del mercato della capacità



Obiettivo

- Assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'**adeguatezza del sistema**
- **Tutelare i consumatori** dal rischio-prezzi attraverso una «polizza assicurativa» che consente di **proteggere i clienti finali dai picchi di prezzo** e di **ridurre il rischio di investimento**
- Permettere il **phase out** degli **impianti più obsoleti** e di quelli **a carbone**



Meccanismo

- L'approvvigionamento della capacità mediante **contratti di lungo termine** è basato su un meccanismo di **mercato centralizzato** in cui Terna è controparte centrale
- Il prodotto negoziato è un **contratto per differenza ad una via**
- Terna svolge **aste competitive** con la formazione di un Prezzo Marginale in ciascuna area che riflette l'effettivo valore della capacità in quell'area. Tale prezzo corrisponde al premio che sarà erogato agli aggiudicatari
- La partecipazione alle aste avviene per **portafogli** di impianti



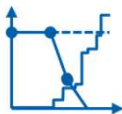
Ammissione

- La partecipazione è **volontaria**, ma soggetta alla presentazione di appropriate **garanzie** a Terna
- I Partecipanti, o società collegate ad essi, non devono avere **posizioni debitorie verso Terna**



Periodo di pianificazione e consegna

- **Periodo di Pianificazione**: il tempo intercorrente tra svolgimento dell'asta e il periodo di consegna
- **Periodo di Consegna**: periodo in cui la capacità aggiudicata in esito all'asta deve essere resa disponibile al sistema



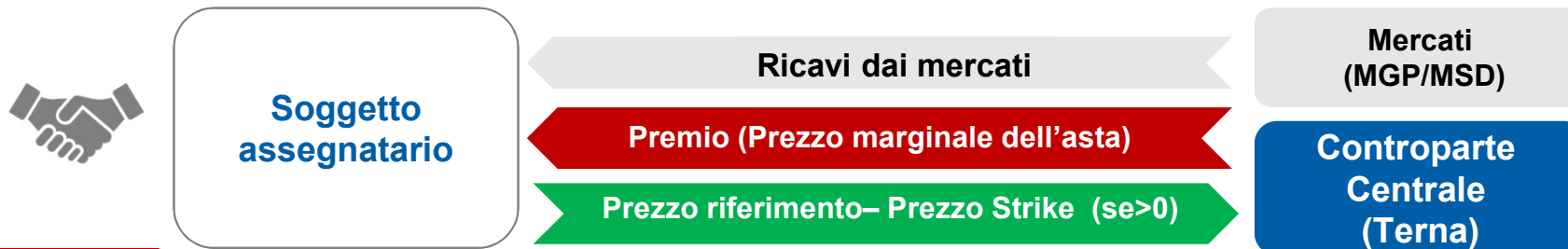
Cap/Bid Cap

- Per ogni asta l'**ARERA** stabilisce:
 - il **premio massimo di remunerazione** della **capacità nuova** tenendo in considerazione i costi fissi della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto)
 - il **premio massimo di remunerazione** della **capacità esistente** ed in caso di differenziazione il **premio massimo che può essere offerto** dalla capacità esistente (**BID CAP**)

Diritti e obblighi per la capacità contrattualizzata

Diritti e obblighi del contratto

Contratto per Differenza a una via

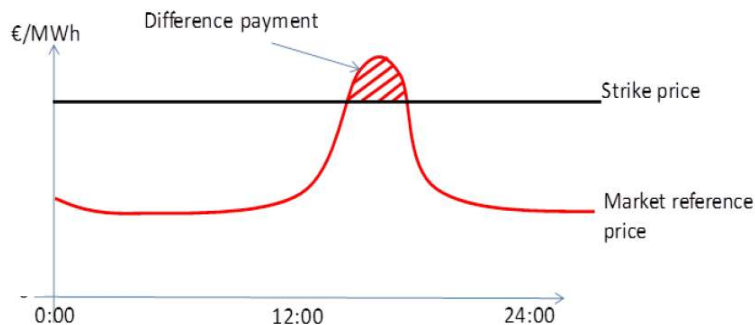


Diritti

- Il soggetto assegnatario ha **diritto** a ricevere il **premio marginale** (€/MW/anno) esito dell'asta per la capacità selezionata

Obblighi

- Obbligo di offerta:** Offrire sui mercati (MGP e MSD) la capacità impegnata
- Obbligo finanziario:** Pagare a Terna la differenza positiva tra il prezzo dei mercati ed il prezzo strike (**Corr. variabile**)







- Prezzo strike:** Pari al costo variabile della tecnologia marginale (Turbogas a ciclo semplice)

Progetti pilota ai sensi della Delibera 300/2017

La Delibera 300/2017 rappresenta il punto di riferimento regolatorio ai fini della **sperimentazione** delle **nuove risorse** e dei nuovi **servizi di dispacciamento**, tramite l'istituzione di **progetti pilota**



Driver e obiettivi

- **Incrementare la quantità di risorse disponibili** per garantire maggiore adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico in uno scenario di progressiva decarbonizzazione del parco di generazione e penetrazione delle fonti rinnovabili
 - **Diversificare la tipologia delle risorse abilitabili** al mercato dei servizi di dispacciamento:
 - in coerenza con il principio di neutralità tecnologica
 - che garantiscano **sufficienti margini di affidabilità**
- I progetti ex Delibera 300/2017:
- sono **individuati da Terna** o su **proposta degli operatori** del settore
 - possono coinvolgere un ampio spettro di nuove risorse, anche in **forma aggregata**, che includa la **domanda residenziale** e **industriale**, le **unità di produzione non già abilitate al mercato dei servizi** e i **sistemi di accumulo** già equiparati dalla Delibera 574/2014 a unità di produzione
 - hanno almeno una delle seguenti finalità:
 -  ➤ la sperimentazione di **nuovi servizi di dispacciamento**
 -  ➤ abilitazione nuove risorse al MSD, inclusi sistemi di accumulo e la domanda
 -  ➤ la sperimentazione di **modalità per la remunerazione** dei servizi di dispacciamento attualmente non remunerati esplicitamente (ad esempio, la regolazione di tensione)
 -  ➤ **testare forme di approvvigionamento a termine** delle risorse di dispacciamento per incentivarne la diffusione

Caratteristiche generali delle UVA

- La Delibera 300/2017 definisce le Unità Virtuali Abilitate («UVA») e declina dette unità in diverse tipologie, in funzione delle risorse che esse includono:



- unità virtuali abilitate di consumo (**UVAC**), caratterizzate dalla presenza di sole **unità di consumo**



- unità virtuali abilitate di produzione (**UVAP**), caratterizzate dalla presenza di sole **unità di produzione non rilevanti**, inclusi i **sistemi di accumulo**

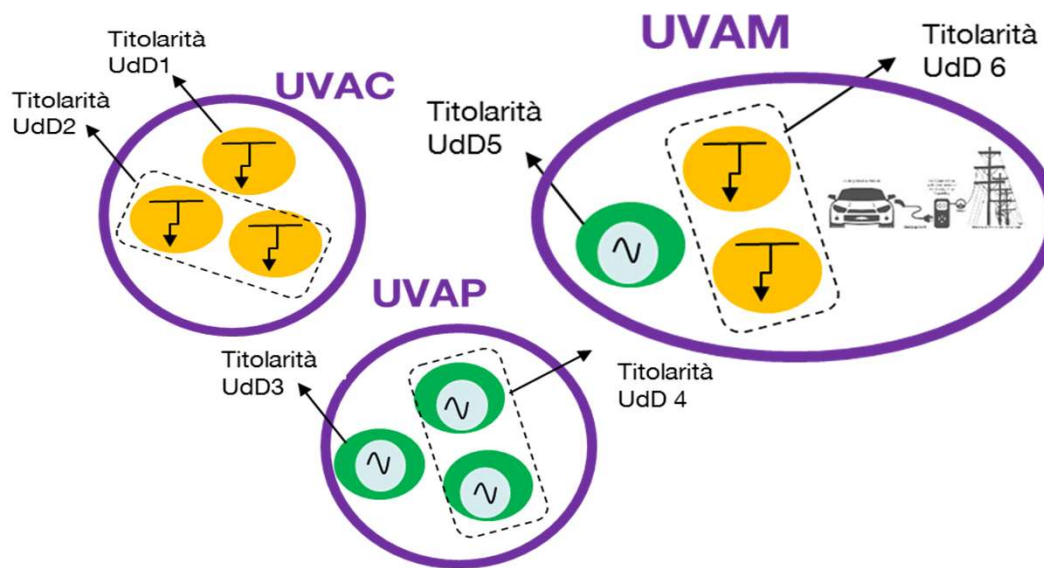


- unità virtuali abilitate miste (**UVAM**), caratterizzate dalla presenza sia di **unità di produzione non rilevanti** sia di **unità di consumo**

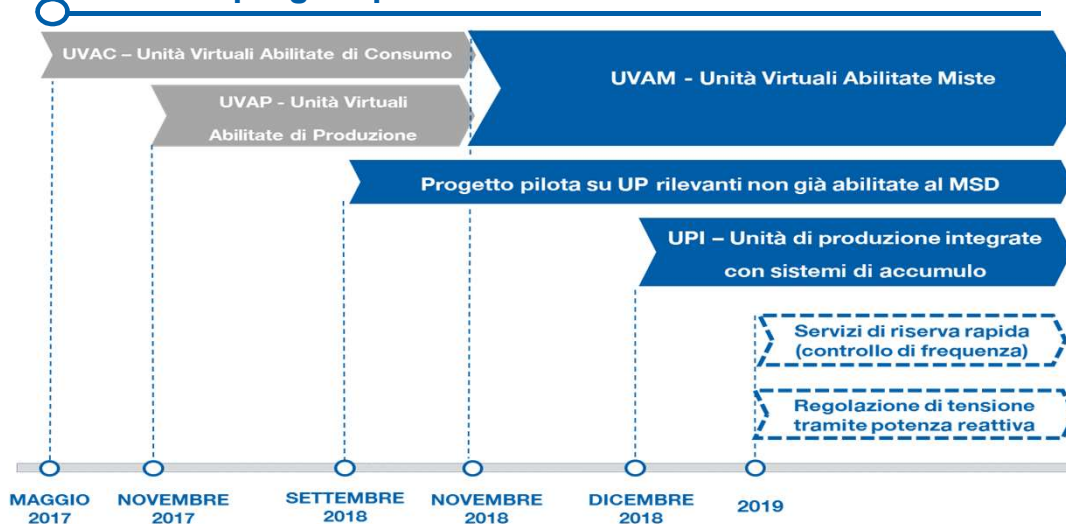


- **unità di produzione rilevanti** integrate con **sistemi di accumulo (UPI)**

- L'attribuzione di **unità «virtuale»** risiede nel fatto che l'aggregato viene equiparato ai fini del dispacciamento ad un'unica unità, sebbene da punto di vista fisico tale assunzione non sussiste necessariamente



Timeline progetti pilota



Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

L'UVAM è un **aggregato** di **unità di consumo, unità di produzione e sistemi di accumulo** (incluse le stazioni di ricarica funzionali alla «*e-mobility*»), ossia di punti connessi alla rete a qualunque livello di tensione, ciascuno dei quali:

- risieda nel **medesimo perimetro di aggregazione**
- con riferimento alle unità di consumo, non risulti inserito nel **contratto di dispacciamento di AU**
- sia dotato di una «Unità Periferica di Monitoraggio» (UPM) e di un **misuratore almeno orario**
- **non risulti qualificato** al Mercato della Capacità

La **soglia minima di modulazione** dell'aggregato UVAM è pari ad **1 MW** (soglia più bassa a livello europeo), al fine di favorire la partecipazione. Le UVAM hanno sostituito e inglobato le UVAC e le UVAP

UVAM
«A»

Aggregato contenente uno o più dei seguenti punti:

- **UP non rilevanti (UPNR)**
- **unità di consumo** (inclusi siti di consumo interrompibili con riferimento a carichi elettricamente distinti da quelli prestanto il servizio di interrompibilità)
- **impianti di accumulo** «stand alone» o abbinati a UPNR e/o a unità di consumo, inclusi i sistemi di accumulo impiegati nell'ambito della **mobilità elettrica**
- **UP rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al MSD** che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo con valore di potenza immessa al **punto di connessione con la rete < 10 MVA**

UVAM
«B»

UP rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al MSD che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo con valore di potenza immessa al **punto di connessione > 10 MVA**

Contrattualizzazione a termine UVAM

CORRISPETTIVO FISSO

Selezione soggetti titolari di UVAM tramite asta a ribasso («pay as bid») rispetto un corrispettivo massimo che è pari a:

30.000€ / MW / anno (per 4 ore consecutive di disponibilità)

15.000€ / MW / anno (per 2 ore consecutive di disponibilità)

CORRISPETTIVO VARIABILE

Massimo prezzo dell'offerta che il BSP può presentare sul MSD (Strike Price):

400 € / MWh

IMPEGNO DI OFFERTA

Offerte a salire in MSD per un quantitativo di risorse almeno pari alla quantità assegnata e a prezzi non superiori allo strike price:

4 ore/2 ore consecutive tra le 14:00 e le 20:00 dal lunedì al venerdì

QUANTITATIVO MASSIMO APPROVVIGIONABILE 2019

1.000 MW

800 MW

Area di assegnazione A
Zone di mercato Nord, Centro-Nord

200 MW

Area di assegnazione B
Zone di mercato Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna



La delibera 422/2018 di approvazione del progetto pilota prevede una **durata biennale della sperimentazione** (2019-2020) dell'approvvigionamento a termine con il vincolo di **durata massima del contratto pari a 1 anno**

Verso l'integrazione dei mercati elettrici spot europei

Terna partecipa attivamente a tutti i progetti europei per l'integrazione di MGP, MI e MB

I Regolamenti europei definiscono le linee guida per la creazione di un **mercato elettrico integrato a livello comunitario**:

- il Regolamento CACM (Regolamento 2015/1222) definisce le regole per l'**integrazione di MGP e MI**
- il Regolamento Balancing (Regolamento 2017/2195) definisce le regole **l'integrazione dei MB**

Integrazione del Mercato del Giorno Prima

Il progetto *Multiregional Coupling* (MRC) è il progetto di riferimento per l'**integrazione di MGP** tra le principali borse elettriche europee. Il *coupling* è operativo in Italia da febbraio 2015 con l'eccezione delle frontiere con Svizzera e Grecia

Integrazione del Mercato Infragiornaliero

Il progetto *Cross Border Intraday* (XBID) è il progetto di riferimento per l'**integrazione europea di MI** basato su negoziazione continua; l'avvio di XBID è previsto in Italia per la seconda metà del 2020

Integrazione del Mercato di Bilanciamento

L'integrazione **dei mercati di bilanciamento europei si basa su 4 progetti** la cui implementazione è compresa tra la fine del 2019-inizio 2020 (Progetti IGCC e TERRE) e la fine del 2021 (Progetti MARI e PICASSO):

- **IGCC** è il progetto per la compensazione degli sbilanciamenti di segno opposto delle aree dei diversi gestori di rete europei
- **TERRE** è il progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria di sostituzione
- **MARI** è il progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria rotante
- **PICASSO** è il progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva secondaria

Modalità di riforma del Mercato Infragiornaliero

Il modello europeo per l'**integrazione di MI** (definito dal Regolamento CACM) **richiede** sia la **negoziatura continua fino a H-60'**, sia **aste per l'allocazione efficiente della capacità di trasmissione**

Target model europeo per MI: negoziazione continua + aste implicite

**Negoziatura continua
(Progetto XBID - Cross Border Intra Day)**

- Meccanismo di **negoziatura continua**
- **Negoziazioni a ridosso del tempo reale** (60 minuti prima della consegna dell'energia)



Aste per allocazione efficiente e pricing della capacità di trasmissione

- Previste **tre aste**:
 - 15:00 del D-1 (copertura 24 ore di D)
 - 22:00 del D-1 (copertura 24 ore di D)
 - 10:00 del D (copertura dalle ore 12:00 alle ore 24:00 di D)

Riforma logica MSD ex-ante

Necessaria modifica attuale logica MSD *ex-ante*, che non può essere gestito dopo la chiusura della **negoziatura continua su MI** in quanto non vi sarebbe sufficiente tempo per ordinare eventuali accensioni delle unità abilitate e caratterizzate da tempi di accensione superiori ad 1 ora

Attuale MSD ex-ante

Sotto-fasi di **MSD ex-ante** eseguite sempre **a valle** delle **aste di MI**

Correzione degli **esiti di MI precedenti a MSD ex-ante** per garantire la sicurezza del sistema

Futuro MSD ex-ante

Sovrapposizione tra sotto-fasi di **MSD ex-ante** e **negoziatura continua sul MI**

Vincoli sugli **esiti di MI successivi a MSD ex-ante** per garantire la sicurezza del sistema

Stato dell'arte della riforma di MI

Terna la scorsa estate ha posto in **consultazione** ed inviato per approvazione ad ARERA una **proposta di modifica al Codice di Rete** per consentire la **modifica dei programmi MI fino ad H-60'**. La modifica proposta:

- prevede che Terna determini su MSD-ex ante **degli intervalli all'interno dei quali devono comunque ricadere i programmi delle unità abilitate a fornire servizi di dispacciamento** a valle di tutte le negoziazioni su MI fino ad H-60'
- non disciplina il tema delle eventuali **remunerazioni degli intervalli riservati su MSD ex-ante** in quanto di competenza di ARERA

Nel **DCO 322/2019 ARERA** ha espresso l'intenzione di voler definire **modalità transitorie** che consentano il coordinamento tra MSD e MI in tempo utile per la partecipazione dell'Italia alla piattaforma XBID (giugno 2020). A tal fine le **modifiche al Codice di Rete già consultate da Terna potrebbero essere transitoriamente implementate**, previa approvazione con dedicato provvedimento ARERA

Perché introdurre la negoziazione continua fino ad H-60' su MI

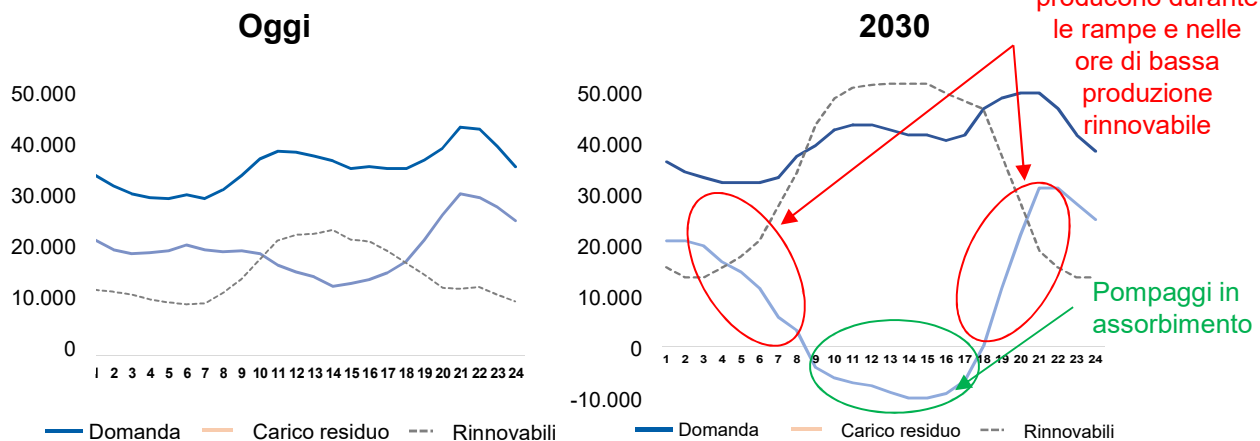
- Per favorire la piena integrazione nel mercato delle FRNP, consentendone l'aggiornamento dei programmi sulla base delle più aggiornate previsioni di produzione
- Per il rispetto del *target model* europeo

L'introduzione della **negoziazione intraday fino ad H-60'** comporta:

- una maggiore complessità del disegno del mercato
- un probabile **incremento dei costi MSD** per la remunerazione dei vincoli all'operatività degli impianti su MI. In assenza di tali vincoli il sistema non può essere gestito con gli stessi standard di sicurezza di oggi, in quanto gli esiti di MI non sono necessariamente compatibili con tutti i vincoli di rete

Ruolo degli accumuli nel sistema con alte rinnovabili

Curva di carico residuo con aumento rinnovabili

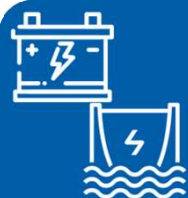


L'ulteriore aumento delle fonti rinnovabili previsto al 2030 accentuerà i seguenti fenomeni:

- **Aumento rampa serale di carico**
- **Riduzione potenza regolante**
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica**
- Maggiore esigenza di risorse rapide di **regolazione**
- **Periodi di overgeneration**

Al 2030, i **pompaggi assorbiranno energia durante le ore centrali della giornata** (con carico residuo negativo) e produrranno nelle restanti ore contribuendo a:

- **coprire il fabbisogno** nelle ore di alto carico e scarso apporto di solare/eolico
- **ridurre le congestioni di rete** e le ore di eccesso da produzione FRNP (**overgeneration**)
- fornire servizi di rete (**regolazione di frequenza e tensione**) anche con elevata rapidità di risposta ed **aumentare la potenza di corto circuito e l'inerzia del sistema**



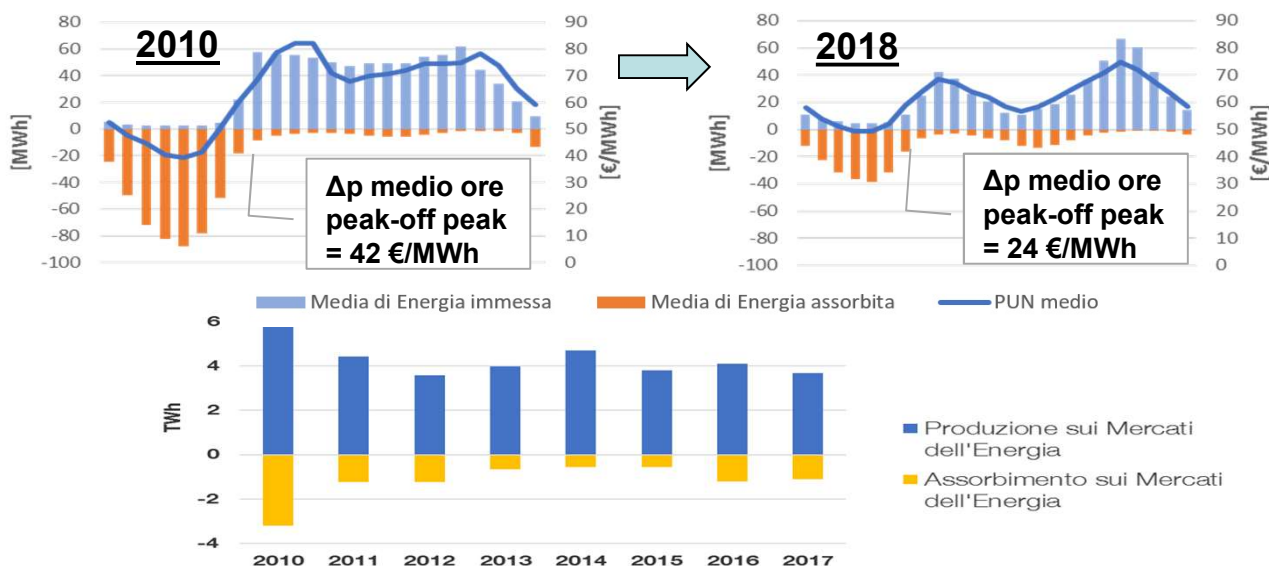
**ULTERIORE CAPACITA'
DI ACCUMULO AL 2030**

Terna ritiene necessario lo sviluppo di **ulteriori 6 GW di accumulo** al Centro, al Sud e nelle Isole (maggiore sviluppo rinnovabili e minore capacità di accumulo) per la gestione in sicurezza del sistema elettrico

Attuale modello di remunerazione dei pompaggi

- L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi (MGP e MSD) non permette lo sviluppo di nuova capacità in quanto non garantisce in modo adeguato la copertura dei costi:
- **MGP-MI**: l'attuale differenziale di prezzo tra ore di picco e fuori picco non consente di coprire i costi variabili e manca visibilità di lungo termine sull'evoluzione del differenziale di prezzo
- **MSD**: la sola potenziale marginalità su MSD non è sufficiente per avviare tali investimenti poiché incerta e volatile, e quindi difficilmente prevedibile

Andamento del differenziale di prezzo MGP e utilizzo pompaggi su MGP



▪ La modifica della curva di domanda residua, determinata dall'aumento delle FER, ha portato a una **riduzione del differenziale medio di prezzo MGP** tra ore di picco e fuori picco (media annua del differenziale medio tra i prezzi delle 5 ore giornaliere di prezzo massimo/minimo)

▪ La riduzione del differenziale di prezzo ha causato una **diminuzione dell'utilizzo complessivo dei pompaggi nei mercati dell'energia, specialmente in MGP**

- Il **Capacity Market**, a cui i pompaggi potranno partecipare, **potrebbe non essere sufficiente a promuovere investimenti** in tale risorsa perché disegnato con un orizzonte temporale (contratto per la capacità nuova di 15 anni) non coerente con vite utili di questa tipologia di impianto

E' necessario un modello di sviluppo che assicuri certezza della remunerazione su orizzonti di lungo termine

- Attuale disegno del mercato elettrico *spot* italiano

- Evoluzione del disegno di mercato:
 - a) Mercato della capacità
 - b) Progetti pilota
 - c) Integrazione dei mercati
 - d) Sviluppo capacità di accumulo

- **La consultazione ARERA sul nuovo TIDE**

- Quale modello di dispacciamento per il futuro?

Obiettivi del TIDE

Con il **Documento per la consultazione 322/2019** «Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) – Orientamenti complessivi», l'Autorità si pone **due obiettivi**:

1. **Rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico** in un **contesto di rapida e continua evoluzione** (per effetto della **diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili** e della generazione distribuita, nonché del venir meno degli impianti programmabili)
2. **Proseguire con l'integrazione del mercato all'ingrosso italiano con quello degli altri paesi europei**, in particolare tenendo conto del modello di Mercato Infragiornaliero basato sulla contrattazione continua con *gate closure* in H-60' e dell'obbligo di scambio transfrontaliero delle risorse di bilanciamento attraverso specifiche piattaforme europee di bilanciamento

- Il **primo obiettivo richiede** una **riforma delle modalità di approvvigionamento e remunerazione delle risorse di dispacciamento**, affinché non vi siano barriere tali da impedire l'utilizzo di tutte le risorse disponibili, ed una **valorizzazione degli sbilanciamenti coerente con il valore dell'energia nel tempo reale**, per evitare che si determinino esiti inefficienti dei mercati all'ingrosso
- Il **secondo obiettivo richiede** di tenere conto anche delle principali novità introdotte dalla nuova **Direttiva e dal nuovo Regolamento sul mercato interno** dell'energia elettrica di cui al **Clean Energy Package**

Partecipazione ai mercati e programmazione fisica delle unità

L'obiettivo dell'Autorità è quello di completare l'integrazione del mercato all'ingrosso italiano con quello degli altri paesi europei attraverso l'individuazione delle azioni da porre in essere a livello nazionale ai fini di preservare le specificità del mercato italiano (in particolare, il ruolo del MSD)

Proposte generali dell'Autorità

Evoluzione disegno mercato all'ingrosso

Separazione delle negoziazioni commerciali (MGP e MI asta e negoziazione continua) dalla programmazione fisica delle unità per consentire agli operatori la massima libertà nella partecipazione ai mercati, preservando la sicurezza del sistema

Prezzi negativi

Introduzione dei prezzi negativi sui mercati dell'energia (MGP e MI), ma non sul mercato dei servizi ancillari (MSD ex-ante e MB), per tenere conto del quadro regolatorio europeo secondo cui non possono esistere limiti superiori e inferiori dei prezzi dell'energia che si formano sui mercati all'ingrosso

Coordinamento MSD e Piattaforme EU bilanciamento

Consultazioni *ad hoc* da parte di Terna (eventualmente precedute da indirizzi dell'Autorità) per proseguire con il coordinamento tra MSD e le piattaforme europee di bilanciamento di cui ai progetti MARI e PICASSO (analogamente a quanto fatto per i progetti TERRE e IGCC)

Evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico

L'obiettivo dell'Autorità è quello di **rendere la regolazione del dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico** in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili

Proposte generali dell'Autorità

Razionalizzazione e servizi ancillari globali

Criteri in base ai quali Terna dovrà rivedere la **definizione dei servizi ancillari globali** (cioè quelli necessari per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale) **e dei relativi fabbisogni, nonché le loro modalità di approvvigionamento e remunerazione**, rispettando i principi di imparzialità, neutralità tecnologica ed efficienza e fatto salvo il **principio di co-ottimizzazione dei servizi tipico del modello *central dispatch***

Efficacia, efficienza e trasparenza MSD

Necessità, per il futuro, di revisione e aggiornare i modelli matematici attualmente usati sul MSD ed eventuale introduzione del *system marginal price* su MSD al fine di migliorare l'efficienza, efficacia e trasparenza, nonché la funzionalità del MSD

Disciplina degli sbilanciamenti

Introduzione dei prezzi marginali nodali per una corretta **valorizzazione degli sbilanciamenti** che rifletta il valore dell'energia in tempo reale (dopo ulteriori valutazioni e comunque non prima della definizione del quadro europeo sul tema)

Nuovi ruoli del DSO

Ruolo attivo del DSO nell'approvvigionamento di servizi (DSO facilitatore neutrale per l'approvvigionamento di servizi ancillari globali da parte del TSO e DSO acquirente di servizi ancillari locali, cioè quelli necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione) dopo opportuni progetti pilota e **approfondimenti per valutare se la disciplina dell'*unbundling* è sufficiente a garantire la neutralità dei DSO**

- Attuale disegno del mercato elettrico *spot* italiano

- Evoluzione del disegno di mercato:
 - a) Mercato della capacità
 - b) Progetti pilota
 - c) Integrazione dei mercati
 - d) Sviluppo capacità di accumulo

- La consultazione ARERA sul nuovo TIDE

- **Quale modello di dispacciamento per il futuro?**

Modelli di dispacciamento

Due **modelli di dispacciamento** attualmente adottati in Europa (centralizzato e decentralizzato)



Central Dispatching Model



Self Dispatching Model

Ruolo del TSO

Ruolo centrale del TSO nel definire un **dispacciamento ottimo delle risorse (processo di ottimizzazione integrato)**. Il TSO svolge **simultaneamente bilanciamento, risoluzione congestioni ed approvvigionamento della riserva**

Il TSO provvede al **bilanciamento «residuale» del sistema** in prossimità del tempo reale → Processo di **approvvigionamento delle risorse non integrato**

Approvvigionamento delle risorse

La **riserva** (capacità + energia) è **approvvigionata tramite mercato (MSD)** con un processo di ottimizzazione integrato → dispacciamento con l'obiettivo di **minimizzare i costi del sistema** (efficienza nell'**approvvigionamento delle risorse al minimo costo per il consumatore**)

Il TSO si assicura la disponibilità delle risorse in tempo reale mediante un **approvvigionamento a termine** (tramite asta) di capacità di riserva e, in alcuni casi, le risorse sono approvvigionate tramite **contratti ad hoc (non attraverso meccanismi di mercato)**

Balance Responsible Party (BRP)

Approccio per unità (**unit bidding**) in cui i BRP sono incentivati al rispetto del programma finale (in caso di mancato rispetto si applica la disciplina degli sbilanciamenti)

I **BRP sono responsabili dello sbilanciamento di ciascun «perimetro di equilibrio»**, che aggrega UP e/o UC

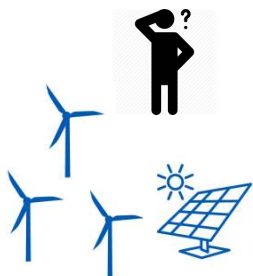
Calcolo degli sbilanciamenti

Lo sbilanciamento è calcolato **per singola unità** con riferimento a tutte le unità rilevanti, al fine di **incentivare il rispetto del programma post-MSD**

Lo sbilanciamento è calcolato **per portafoglio**. Il BRP è finanziariamente responsabile dello sbilanciamento complessivo all'interno di ciascun perimetro di equilibrio (**compensazione degli sbilanciamenti tra UP e/o UC**)

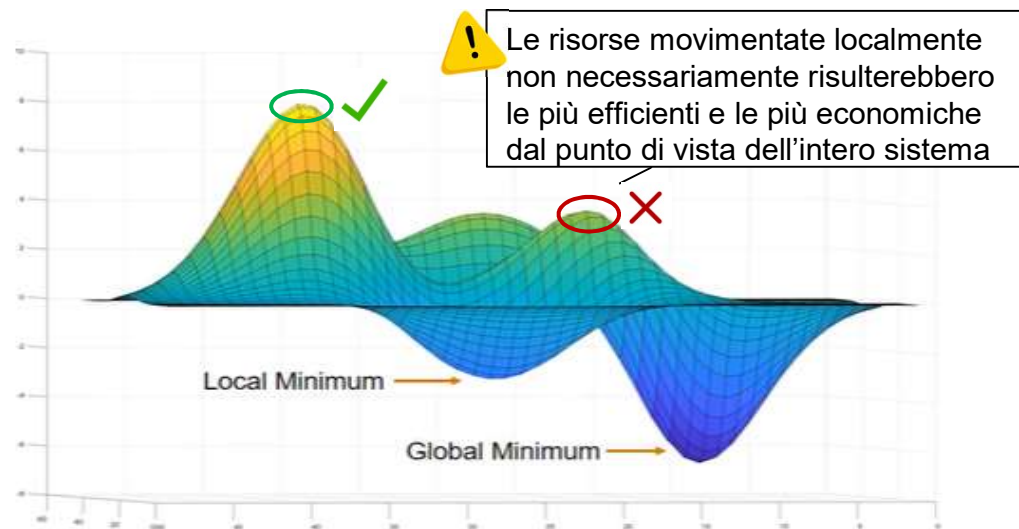
Il modello di dispacciamento per il futuro

Modello centralizzato o decentralizzato?



- Un sistema caratterizzato da una sempre più **crescente quota di risorse distribuite** comporta una **maggiore esigenza di coordinamento centralizzato da parte del TSO** affinché:
 - le **transazioni di energia** siano **rese compatibili con tutti i vincoli** del sistema
 - la **fornitura di energia** possa essere garantita con i dovuti standard di qualità ed **al minor costo per il consumatore**

- L'**esigenza di coordinamento** da parte del gestore è motivata da **ragioni di carattere tecnico ed economico**:
 - dal punto di vista tecnico, anche **in un sistema self dispatching** sarebbe comunque **necessario un intervento di regolazione centralizzato a valle delle movimentazioni locali** per garantire la sicurezza dell'intero sistema
 - dal punto di vista economico, in un contesto di forte crescita della quota di risorse distribuite prevalentemente rinnovabili, **un modello self dispatching sarebbe meno efficiente e più costoso**, in quanto un dispacciamento "locale" non tiene conto del contributo che le risorse localizzate in un'area possono fornire alle altre aree



Back-Up

Aste, negoziazione continua e *gate closure* su MI (1)

In Italia le aste MI hanno una *gate closure* anticipata di alcune ore rispetto al tempo reale, mentre nei paesi europei MI è basato su una sessione a negoziazione continua con *gate closure* in H-60'

È necessario separare due tematiche differenti:

- **modalità di negoziazione:** aste o negoziazione continua su MI?
- ***gate closure*:** quanto in anticipo rispetto al tempo reale si deve chiudere MI?

Differenza tra aste e negoziazione continua

- **Aste:** le offerte di vendita e acquisto di energia presentate dagli operatori vengono accettate simultaneamente dopo la *gate closure* per **ordine di merito economico** (prima quelle “più competitive”, poi quelle “meno competitive”)
- **Negoziazione continua:** le offerte di vendita e acquisto di energia vengono accettate progressivamente fino alla *gate closure* in base **all'ordine temporale di presentazione** e indipendentemente dall'ordine di merito economico (es. una data offerta di vendita viene subito accoppiata alla prima offerta di acquisto “compatibile” anche se poi ne giungerà una «più competitiva»)

Anticipo della *gate closure* rispetto al tempo reale

- ***Gate closure:*** una *gate closure* **più vicina al tempo reale** di MI **consente agli operatori maggiori possibilità di correggere i programmi** minimizzando gli sbilanciamenti e i relativi oneri, ma lascia al **gestore della rete minore tempo per approvvigionare le risorse necessarie a garantire la sicurezza del sistema**

Aste, negoziazione continua e *gate closure* su MI (2)

Italia

Perché MI ad asta

Con l'accettazione delle offerte per ordine di merito economico tutte le risorse compresa la capacità di trasmissione vengono utilizzate in modo efficiente (minori costi per la collettività)

L'uso efficiente della capacità di trasmissione è importante in presenza di numerosi vincoli di rete come in Italia (la rete è un bene scarso)

Perché *gate closure* MI molto prima di H-60'

I margini di riserva possono essere costituiti con anticipo correggendo i programmi di MGP e MI sulla base delle informazioni più aggiornate sullo stato del sistema

Ciò consente di minimizzare i costi del dispacciamento perché i fabbisogni di riserva possono essere ottimizzati e impedisce che modifiche ai programmi in MI intacchino i margini di riserva

Altri paesi europei

Perché MI a negoziazione continua

Possibilità di aggiustare immediatamente i programmi appena giungono nuove informazioni, ma allocando gratuitamente la capacità di trasmissione tra le zone

Nei paesi con reti fortemente magliate il valore della capacità di trasmissione residua da MGP è relativamente basso

Perché *gate closure* MI ad H-60'

I margini di riserva vengono approvvigionati e remunerati a termine prima dello svolgimento di MGP e MI

Vi è il rischio di approvvigionare e remunerare margini di riserva che poi si rivelano non necessari nel tempo reale ed è necessario ricorrere a risorse più veloci