UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Mercato elettrico problematiche ed evoluzione

-

Progetto UVAM

Prof. Ing. Arturo Lorenzoni

Simone Meneghetti

Matricola: 2024662

Anno Accademico 2021/2022

1 Abstract

Questa tesi ha lo scopo di analizzare il cambiamento in corso nel settore elettrico, dettato dagli accordi climatici siglati dai vari stati e dalla grande diffusione di impianti di produzione basati sulle fonti energetiche rinnovabili quali fotovoltaico ed eolico, in particolare, si pone l'attenzione sul cambiamento tecnico ed economico che avverrà nei prossimi anni, dato dall'evoluzione del parco produttivo italiano.
Per capire al meglio la portata del cambiamento, viene introdotta la regolazione potenza frequenza e come essa viene attualmente gestita e come cambierà nei prossimi anni. Successivamente viene introdotto il mercato elettrico ed i suoi meccanismi, dove i nuovi impianti ad energia rinnovabile agiscono, analizzando le varie risorse negoziate necessarie alla regolazione della rete.
L'analisi di questo elaborato ha lo scopo di porre in evidenza gli effetti della transizione energetica in corso e ciò che potrebbe comportare a livello economico da qui ai prossimi anni, in quanto una probabile riduzione di offerte sul mercato dei servizi e dispacciamento potrebbe portare ad un incremento dei prezzi di quest'ultimo mercato. Tale analisi si sposta sul progetto UVAM di Terna, progetto che ha lo scopo di sopperire tali mancanze sfruttando metodologie di regolazione differenti da quelle utilizzate finora, andando a coinvolgere non solo i produttori ma anche i consumatori finali, aggregandoli assieme, in modo da ottenere delle unità virtuali in grado di contribuire attivamente e sensibilmente alla stabilità della rete. Il progetto UVAM ha portato ad interessanti risultati in termini di negoziazioni e affidabilità, migliorando anno dopo anno, andando a risolvere alcune problematiche inziali.
I dati analizzati sono stati valutati e contestualizzati in base al periodo storico e tenendo conto della situazione sociopolitica del momento, ottenendo comunque risultati promettenti per il futuro. Attualmente il progetto UVAM è ancora in fase di test da parte di Terna e sottoposto a incentivazione, cosa che viene considerata nell'analisi dei dati. Tale progetto vedrà la sua conclusione con l'integrazione effettiva nel mercato dei servizi e dispacciamento.
Tale progetto ha le potenzialità di equilibrare l'instabilità delle fonti energetiche rinnovabili rendendo stabile la rete senza scostarsi dai parametri economici pre-covid. La tesi tratta, inoltre, di due scenari opposti quali il periodo covid caratterizzato da una scarsa domanda di fabbisogno ma una forte richiesta nel campo della regolazione servizi dispacciamento e lo scenario della guerra in ucraina che vede invece una scarsità di produzione con conseguente crescita dei prezzi nel mercato del giorno prima.

2 Indice

1 Abstract 3
2 Indice 5
3 Introduzione 8
3.1 Rete elettrica 9
3.2 ENTSO-E 9
3.3 Terna 10
3.4 Stabilità della rete 11
3.5 Generazione 2000 - 2020 13
3.6 Generazione e rete di domani 13
3.7 Scenario PNIEC 15
4 Legislazione italiana 17
4.1 DL 79/99 del 16 marzo 1999 (1999) 17
4.2 Conto energia (2005-2010) 17
5 Struttura del mercato elettrico 18
5.1 Introduzione 18
5.2 MGP 20
5.2.1 Configurazioni zonali più comuni 22
5.3 MI 23
5.4 MSD 24
5.4.1 Fabbisogno riserva secondaria 25
5.4.2 Fabbisogno riserva terziaria 26
5.4.3 Condizioni di mercato particolari 27
5.4.4 MSD – Abilitazione 27
5.4.5 Fase di programmazione 28
5.4.6 Algoritmo di selezione 29
5.5 MB 31
5.5.1 Selezione offerte 32
5.5.2 Algoritmo di selezione (OPF) 33
6 Effetto della transizione energetica sui mercati elettrici 34
6.1 Problematiche e possibili soluzioni 35

7 UVAM 38
7.1 Storia del progetto 38
7.2 Definizione e requisiti 40
7.3 Servizi dispacciamento & Obblighi 41
7.4 Incentivazione 42
7.5 Remunerazione 43
7.6 Esempio composizione UVAM 45
7.7 Struttura informatica 48
7.8 Test di verifica e penali 48
8 Dati 50
8.1 Periodo iniziale 50
8.2 Periodo COVID - Contesto 52
8.3 Periodo COVID - Dati 55
8.4 Periodo estivo 2022 - Contesto 56
8.5 Periodo estivo 2022 – Dati 59
8.6 Penali 63
8.7 Problematiche emerse 67
9 Futuri sviluppi 67
10 Conclusioni 68
11 Collegamenti 69
12 Indice immagini 70
13 Acronimi 71
14 Bibliografia 72

3 Introduzione

La rete elettrica si avvia verso una nuova modalità di funzionamento dettato da accordi climatici e conseguente decarbonizzazione del sistema elettrico. Con la grande diffusione del FER questo passaggio sarà possibile, ma non sarà una conversione indolore. Tra i vari motivi ci sono la difficile previsione di come cambieranno i consumi nei prossimi anni, il comparire di nuove tecnologie e il cambiamento di abitudini da parte della popolazione, basti pensare alla mobilità elettrica.
Per quanto riguarda la rete elettrica, il suo ruolo nella transizione energetica sarà fondamentale e quindi bisognerà assicurare standard di sicurezza ed affidabilità sempre maggiori. Un obbiettivo oggigiorno sempre più sfidante dato dalla grande diffusione delle tecnologie inverter-based, che non partecipano alla regolazione potenza-frequenza. Sono in corso studi per permettere anche a questi impianti la partecipazione a questo servizio, contribuendo attivamente alla sicurezza della rete. Una possibile soluzione in corso di sperimentazione è il progetto UVAM proposto e gestito da Terna. Il progetto consiste nel creare degli aggregati virtuali di unità di carico (UVAC) o di produzione (UVAP) oppure la combinazione dei precedenti nelle unità miste (UVAM). Il vantaggio di questi aggregati è la possibilità di sfruttare l'elevato numero di produttori non abilitati a MSD, in quanto non raggiungono i requisiti minimi ed il carico industriale e/o civile "interrompibile". Le modalità di funzionamento potranno essere a salire o a scendere, ossia ad immettere più produzione nel primo caso o a ridurla nel secondo. Il vantaggio di queste unità virtuali è il funzionamento anche come carico variabile: si riduce il carico in caso la rete necessiti più produzione o si aumenta il carico nel caso ci sia un eccesso di produzione. Maggiore sarà l'estensione di questo progetto, maggiore sarà il contributo dato dagli utenti al sistema. Il concetto è rivoluzionario se si pensa alla rete di trent'anni fa, in cui il carico era puramente passivo. Un altro aspetto che si deve considerare è l'aumento del numero di offerte nel mercato MSD, con conseguente riduzione del prezzo accettato in fase di selezione offerte. Su quest'ultimo aspetto bisogna tener conto anche della dislocazione geografica delle UVAM, in quanto più si è vicini all'origine del disturbo maggiore sarà l'efficacia delle azioni intraprese.
Questo lavoro si propone di evidenziare i vantaggi portati dal progetto UVAM, il quale si propone come integrazione alla regolazione dei gruppi tradizionali per la stabilità della rete con nuove soluzioni di flessibilità.
Partendo dalla rete elettrica e la sua suddivisione per competenze, si fa cenno alla regolazione potenza frequenza e delle risorse che servono per mantenerla stabile. Dopo un breve cenno legislativo, si introducono i vari mercati energetici, luogo dove vengo acquistate le risorse accennate. Si pone particolare attenzione al mercato MSD ed al mercato MB, in quanto sono i mercati dove si acquistano le risorse per garantire la regolazione secondaria e terziaria.
Una volta spiegati i meccanismi dei mercati si passa alla spiegazione dei possibili cambiamenti che avverranno nei prossimi anni, basandosi sui dati degli scenari PNIEC, introducendo le possibili azioni atte alla risoluzione in un prossimo futuro e quelle attualmente in fase di test.
L'analisi entra nel vivo parlando del progetto UVAM dal punto di vista tecnico e legislativo, passando all'analisi dei dati tecnici ed economici.
Si conclude infine con l'analisi del periodo Covid-19 e quello attuale della guerra in Ucraina, caratterizzati da condizioni anomale di mercato, ponendo il progetto UVAM in condizioni di lavoro interessanti.

3.1 Rete elettrica

Una rete elettrica è generalmente definita come l'insieme di impianti destinati al passaggio di energia elettrica dal fornitore, il quale fornisce i servizi, al consumatore. Più nel dettaglio si fa riferimento alle cosiddette reti elettriche di potenza connesse attraverso diverse strutture alla centrale elettrica. Queste ultime producono energia elettrica trasportandola ad alta tensione alle cabine elettriche e successivamente alla rete di distribuzione. In sintesi, dunque, una rete elettrica non è altro che l'insieme delle infrastrutture che permettono il passaggio dell'energia elettrica dai produttori ai consumatori attraverso la rete di trasmissione e distribuzione

3.2 ENTSO-E

ENTSO-E è la Rete elettrica europea che rappresenta 43 gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (TSO) di 36 Paesi europei; è stata istituita per il Mercato Interno dell'Energia dell'UE nel 2009, che mira a liberalizzare ulteriormente il mercato del gas e dell'elettricità.
Il ruolo dei gestori dei sistemi di trasmissione si è notevolmente evoluto con il Terzo Pacchetto Energia. A causa della disaggregazione e della liberalizzazione del mercato dell'energia, i TSO sono diventati il punto d'incontro tra i vari attori per interagire sul mercato.
I membri dell'ENTSO-E condividono l'obiettivo di creare il mercato interno dell'energia e di garantirne il funzionamento ottimale, nonché di sostenere l'ambiziosa agenda europea per l'energia e il clima.
Uno dei temi importanti all'ordine del giorno è l'integrazione di un alto livello di energie rinnovabili, lo sviluppo di una flessibilità consecutiva e un approccio molto più centrato sul cliente rispetto al passato.
L'ENTSO-E si impegna a sviluppare le risposte più adeguate alla sfida di un sistema energetico in continua evoluzione, mantenendo al contempo la sicurezza del sistema energetico con un approccio di Innovazione, approccio basato sul mercato, l'attenzione alle parti interessate, la sicurezza dell'approvvigionamento, la flessibilità e la cooperazione regionale.

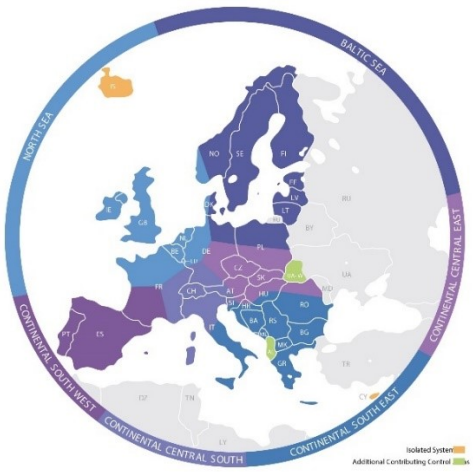


Figura 1 Rete ENTSO-E

3.3 Terna

Il Gruppo Terna fa parte dei 36 TSO europei è l'unico operatore e proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) italiana ad alta tensione. È titolare di una licenza governativa in regime di monopolio regolamentato. - È il primo operatore indipendente della rete di trasmissione in Europa e gestisce circa 73.000 km di linee elettriche. Gestisce la trasmissione di energia elettrica in Italia, 365 giorni all'anno, 24 ore al giorno. È una società quotata in borsa dal 2004, è una delle principali società industriali dell'indice FTSE-MIB.

Figura 2 Rete elettrica AT/AAT italiana nei diversi livelli di tensione gestita da Terna

Per soddisfare la richiesta di energia elettrica è necessario portare la produzione, generalmente dislocata a grandi distanze, ai grossi centri di carico (es. città). Per evitare grosse perdite dovute principalmente all'effetto joule si eleva la tensione di lavoro riducendo la corrente grazie ai trasformatori. Il livello di tensione tipico di generazione è attorno i 10/15 kV mentre nella rete di trasmissione la tensione varia dai 50 ai 380 kV in Italia; livelli di tensione che non sono utilizzabili dagli utenti, motivo per cui, man mano che ci si avvicina ai centri di carico, la tensione viene ridotta, sempre grazie ai dei trasformatori (AT/MT), per la rete di distribuzione. Su questa rete insistono delle utenze industriali che necessitano di potenze consistenti, che l'utenza domestica non riesce a soddisfare con standard qualitativi sufficienti. Infine, per poter servire i clienti domestici o industriali di piccola entità, si riduce la tensione a 380 V (trifase).

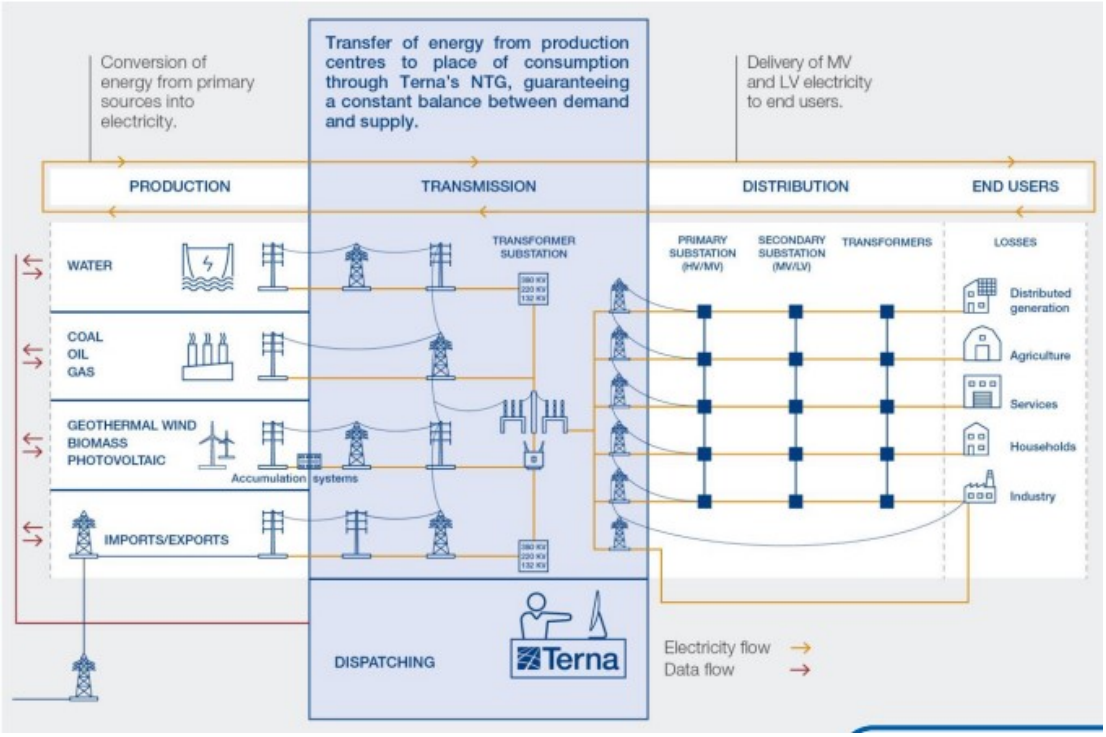


Figura 3 Rete elettrica schema funzionamento

3.4 Stabilità della rete

Il sistema elettrico si basa sul principio che ciò che viene prodotto in quell'istante deve essere contemporaneamente consumato (eccezione fatta per i sistemi di accumulo elettrochimici). Nel caso in cui questa condizione non sia rispettata la rete si porta, se possibile, in una condizione di equilibrio diversa da quella standard oppure collassa.

Per esempio, al verificarsi di un guasto (per semplicità un generatore) per cause esterne (fulminazioni, guasti meccanici, atti vandalici, errore umano ecc.), si ha la perdita di generazione pari alla produzione di quel gruppo nel momento del guasto. Posta questa condizione il fabbisogno non è più soddisfatto, in quanto c'è uno squilibrio tra potenza generata (<) rispetto alla potenza richiesta (>). Se andassimo a considerare la rete italiana isolata, il sistema si porterebbe in una condizione di instabilità, tale da non garantire più gli standard di qualità previsti. Per ovviare ciò, sempre nell'ipotesi di rete isolata, gli altri gruppi in servizio si fanno carico della mancata generazione del gruppo guasto aumentando la propria generazione distribuendo tale mancanza tra di essi. Questa banda di generazione addizionale viene definita come Riserva Primaria. Il suo scopo è quello di ripristinare l'equilibrio tra potenza generata e potenza assorbita. In base all'entità del disturbo, non è detto che una volta sfruttata la riserva primaria, il valore di frequenza e di tensione siano accettabili, per ripristinarli si utilizza una seconda riserva: la Riserva Secondaria. Per

ripristinare tale riserva si sfrutta la riserva terziaria che agisce in tempi più lunghi. Queste riserve vengono utilizzante solo nel paese in cui è avvenuto il disturbo (nel caso di rete interconnessa). La riserva primaria è un meccanismo automatico che è obbligatorio per tutti i gruppi con potenza superiore ai 10 MVA afferenti alla rete [1] e quindi non negoziabile, la riserva secondaria e terziaria invece sono negoziati nel mercato MSD sia in termini di capacità che di utilizzo.

Regolazione primaria - **Automatismo** entro secondi	Risposta a variazioni di frequenza	**Obbligatorio**
Riserva secondaria (Capacità)	Controllo degli scambi di potenza alla frontiera e ristabilimento frequenza nominale	Negoziato su MSD
Riserva secondaria (Utilizzo) - **Automatismo** entro decine di secondi		Negoziato su MSD
Riserva Terziaria (Capacità)	Ripristino secondaria	Negoziato su MSD
Bilanciamento (Utilizzo) - Manuale entro minuti/decine di minuti		Negoziato su MSD

Figura 4 Tabella riserve e negoziazione

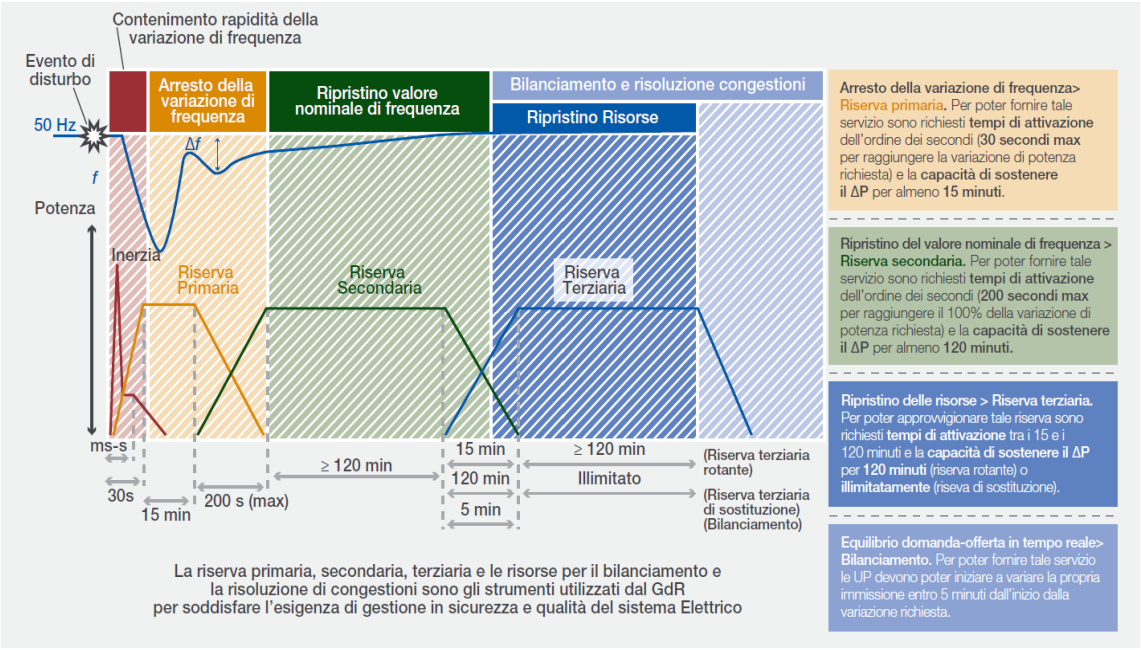


Figura 5 Andamento temporale riserva primaria secondaria terziaria su evento

3.5 Generazione 2000 - 2020

La produzione di energia elettrica in Italia avviene a partire dall'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili (i combustibili fossili quali gas naturale, carbone e petrolio in gran parte importati dall'estero) e in misura sempre più rilevante con fonti rinnovabili (come lo sfruttamento dell'energia geotermica, dell'energia idroelettrica, dell'energia eolica, delle biomasse e dell'energia solare); il restante fabbisogno elettrico (il 10,4% dei consumi totali nel 2020) viene soddisfatto con l'acquisto di energia elettrica dall'estero, trasportata nel paese attraverso l'utilizzo di elettrodotti e diffusa tramite la rete di trasmissione e la rete di distribuzione elettrica di cui si è accennato nel capitolo precedente.

Da una produzione basata per la maggior parte da termoelettrico agli inizi degli anni 2000 siamo arrivati a una forte presenza di fonti FER in particolare fotovoltaico (giallo) ed eolico (verde). Nel grafico sottostante si evidenzia come le quote siano cambiate egli anni, in particolare la crescita delle FER, una pressoché costante produzione di idroelettrico e una riduzione del termico. Dai dati è evidente come sia cresciuta la a potenza installata, suddivisa per le varie fonti, da 80 GW a 120 GW.

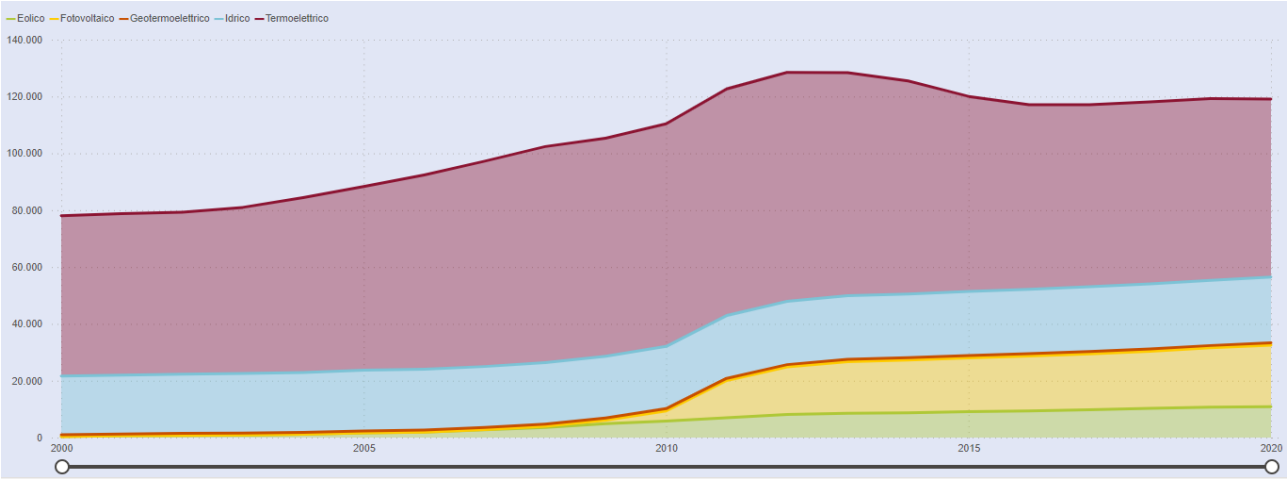


Figura 6 Evoluzione potenza elettrica installata [MW] in Italia (2000-2020)

Fonte: Terna.it

3.6 Generazione e rete di domani

Lo sviluppo degli impianti rinnovabili e le modalità con cui sta avvenendo comportano un radicale cambiamento per il Sistema Elettrico. Ciò a cui si sta assistendo è, infatti, un passaggio da un sistema "monodirezionale" basato su pochi grandi impianti termoelettrici connessi sulle reti di alta e altissima tensione e localizzati lontano dai punti di consumo, a un sistema "multidirezionale", estremamente più complesso. Per comprendere la portata di tale cambiamento, basti analizzare la

crescita della numerosità degli impianti di produzione di energia elettrica in Italia: da circa 3.000 unità di produzione agli inizi del 2000, si è passati a oltre 800.000 unità di produzione connesse al Sistema elettrico. La quasi totalità degli impianti di generazione (oltre il 99%) sono installati su reti a media e bassa tensione (la cosiddetta Generazione Distribuita - GD). Molto differente, invece, è la ripartizione della potenza di generazione, con la GD che nel 2019 copriva circa il 25% della potenza di generazione italiana, ossia circa 28 GW a fronte dei circa 117 GW installati complessivamente[2].

Il fotovoltaico rappresenta la quasi totalità degli impianti connessi sulle reti di distribuzione (822.000 impianti contro 837.000 impianti sulla GD), coprendo oltre il 65% della potenza installata GD. Ne emerge un parco solare estremamente frammentato, e prevaletemene caratterizzato da impianti di piccola taglia.

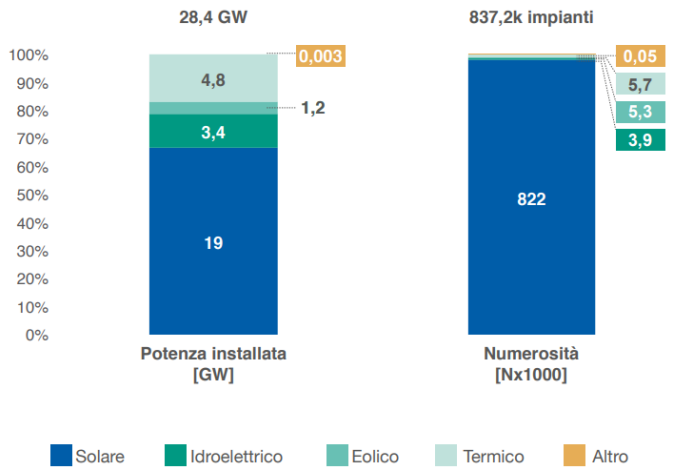


Figura 7 Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte [2]

Terna ritiene che una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, sia perseguibile solo tramite la realizzazione di un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro. Le azioni e gli interventi individuati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione sono riconducibili a quattro categorie di intervento:

- Investimenti nella rete di trasmissione e nelle interconnessioni con l'estero, che Terna pianifica perseguendo i fondamentali obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza, qualità, efficienza di mercato e sostenibilità.
- Introduzione di segnali di prezzo di lungo periodo, fondamentali per stimolare gli investimenti in nuova capacità efficiente (termica, FER e accumulo), in un contesto di mercato che non fornisce sufficienti garanzie per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali sempre più rilevanti rispetto ai costi/ricavi di esercizio.
- Evoluzione e integrazione dei mercati, allo scopo di esplicitare nuovi servizi necessari nel nuovo contesto e incentivare la partecipazione di nuove risorse di flessibilità ai mercati elettrici, favorendone al contempo l'integrazione a livello europeo.
- Investimenti in digitalizzazione e innovazione per la gestione di un Sistema Elettrico sempre più complesso, integrato e distribuito, contraddistinto da una molteplicità di soggetti e relazioni.

Figura 8 Previsione evoluzione rete elettrica al 2050 (Terna)

3.7 Scenario PNIEC

Il PNIEC o Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima per il periodo 2021-2030 è uno scenario di previsione dei consumi energetici per i prossimi anni. È stato stilato da un team di policy maker e tecnici che fanno parte di MATTM, GSE, MiSE, ENEA MIT, RSE, ARERA, ISPRA e Politecnico di Milano, vere autorità in materia di energia ed efficienza energetica

Il PNIEC prevede, nello scenario 2030 un fabbisogno annuo di energia elettrica pari a circa 330 TWh. L'andamento della domanda elettrica è principalmente funzione di tre fattori concorrenti:

- Crescita economica (effetto leggermente positivo)
- Elettrificazione dei consumi per i settori di riscaldamento e dei trasporti (effetto positivo)
- Efficienza energetica (effetto negativo) , correlata negativamente alla crescita della domanda elettrica: il PNIEC prevede un importante target di riduzione dei consumi di energia primaria del 43% al 2030 rispetto allo scenario PRIMES 2007 [3].

L'effetto combinato di tali fattori porta ad una previsione di domanda elettrica al 2030 di poco superiore rispetto al dato del 2018.

Allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la copertura dei consumi elettrici è affidato un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Nel 2030, infatti, il PNIEC prevede che le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4% vs 34,1% nel 2017), a cui corrispondono circa 187 TWh di energia prodotta. Parlando esclusivamente di generazione italiana (escluso saldo estero ed energia destinata ai pompaggi), si prevede che le FER copriranno oltre il 60% della produzione netta. Oggi tale quota è pari a circa il 39%. Ciò implica un'importante trasformazione del parco di generazione a favore di un forte sviluppo FER. Tale sviluppo sarà

principalmente guidato da impianti fotovoltaici ed eolici, la cui produzione dovrà rispettivamente triplicare e più che duplicare entro il 2030

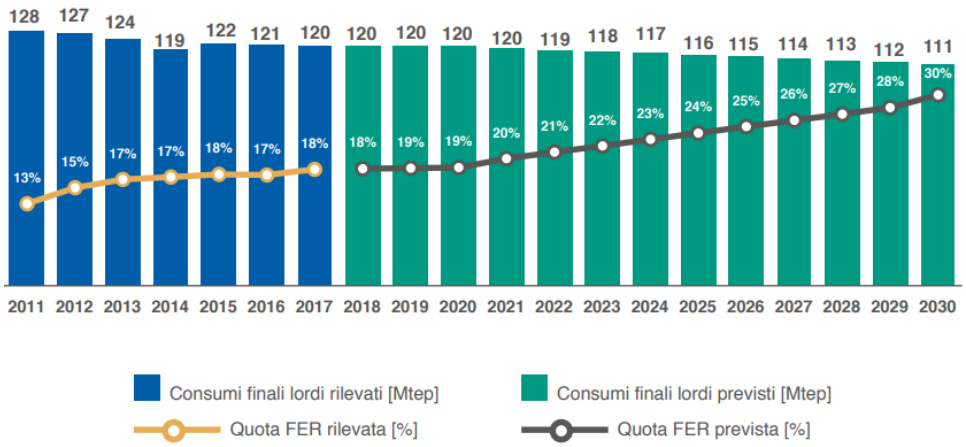


Figura 9 Andamento del valore e della quota percentuale FER sui consumi finali lordi di energia [2]

Dal punto di vista del settore elettrico, è prevista una crescita della capacità rinnovabile installata al 2030 nell'ordine di circa 40 GW rispetto al 2018 principalmente associata a eolico e fotovoltaico. A fronte di una crescita esponenziale delle rinnovabili, si conferma l'essenzialità del parco termico a gas, la cui capacità cresce nello scenario Scenari di produzione elettrica rinnovabile 2030 Scenari di capacità installata 2030 32 Contesto ed evoluzione del Sistema Elettrico PNIEC contestualmente alla dismissione degli impianti più inquinanti, principalmente impianti alimentati da carbone e olio.

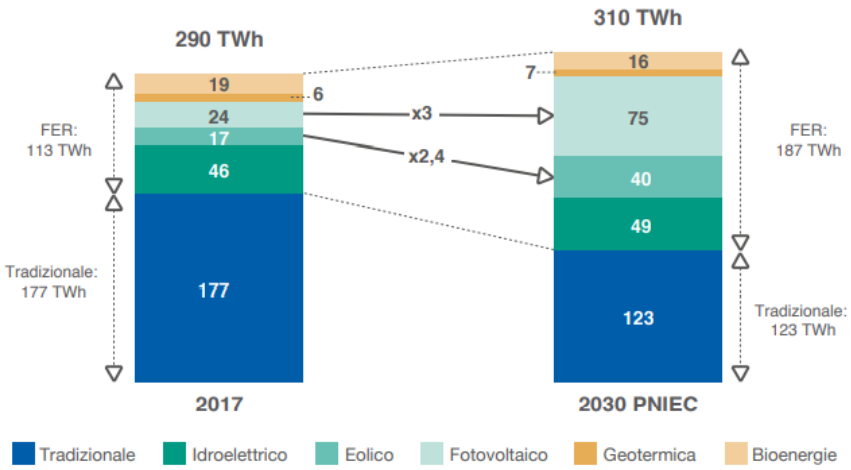


Figura 10 Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte [2]

Considerando gli attuali scenari sociopolitici, in particolare la guerra in Ucraina e la crescita del prezzo del gas, la dismissione di impianti alimentati da carbone ed olio ha subito un arresto in tutta Europa ed una rivalutazione dei mix energetici nazionali da parte degli stati membri [4].

4 Legislazione italiana

In questo capitolo vengono raccolte le leggi che maggiormente hanno cambiato il mercato elettrico italiano negli ultimi anni.

4.1 DL 79/99 del 16 marzo 1999 (1999)

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, detto anche decreto Bersani, è un atto normativo della Repubblica Italiana di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE [5].

Tale provvedimento introdusse la liberalizzazione del settore elettrico, dando la possibilità ad altri operatori di operare sul mercato diventano così concorrenti dell'allora monopolista Enel, garantendo imparzialità tramite particolari soggetti che hanno il compito di ottimizzare il funzionamento del mercato.

Il decreto Bersani suddivise le attività per la distribuzione di energia elettrica in quattro parti, ognuna assegnata a diverse società, dando vita al cosiddetto unbundling, ossia il superamento del monopolio verticalmente integrato esistente verso una separazione delle attività di:

- generazione di energia elettrica;
- trasmissione e dispacciamento di energia elettrica (assegnata a Terna)
- distribuzione di energia elettrica (assegnata a E-Distribuzione o un ente locale, ad esempio una municipalizzata)
- vendita di energia elettrica;

La prima e l'ultima delle attività sopradescritte sono gestite in regime libero di mercato, soggetto a concorrenza, fermi restando i vincoli imposti dal codice di rete, mentre le due fasi centrali sono regolamentate dallo stato e gestite in condizioni di monopolio (unica società, Terna, per la rete di trasmissione e diverse società con responsabilità locali per quanto riguarda la rete di distribuzione in media e bassa tensione).

4.2 Conto energia (2005-2010)

Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE e poi recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003 [6]. Questo meccanismo è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (I° Conto Energia) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.

Con il secondo Conto Energia (2007) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto, la semplificazione delle regole di

accesso alle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe in base all'integrazione e alla taglia dell'impianto

È stato inoltre previsto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2010 è entrato in vigore il terzo Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione.

Dopo l'emanazione del D.lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011 (IV° Conto Energia) che ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi.

Tali incentivi hanno permesso una diffusione capillare e massiccia degli impianti fotovoltaici domestici ed industriali assieme al diffondersi degli impianti eolici, quest'ultimi su rete di media e alta tensione.

5 Struttura del mercato elettrico

5.1 Introduzione

Il mercato elettrico è la sede in cui si incontrano la domanda e l'offerta di energia elettrica, mentre la rete di trasmissione è il mezzo che permette la consegna dell'energia al distributore o al cliente.

Affinché le immissioni (offerta) e i prelievi (domanda) di energia siano fisicamente possibili, il mercato deve tenere conto della rete elettrica e delle sue limitazioni. È importante ricordare che la rete non è sempre uguale in termini di assetti o generazione, infatti, alcuni elementi potrebbero essere fuori servizio oppure guasti e quindi indisponibili, influenzando significativamente l'assetto ed i vincoli della rete, portando alla necessità, da parte del gestore di rete, di attivare servizi che gli permettano di adattare i flussi di potenza agli effettivi vincoli.
L'organizzazione del mercato elettrico in Italia prevede un approccio di tipo zonale ossia la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) viene rappresentata attraverso una struttura semplificata che, aggregando i singoli nodi elettrici in zone di mercato tra loro connesse e limitandone opportunamente i possibili trasferimenti di energia tra di esse, consente di implementare negli algoritmi di selezione delle offerte i principali vincoli derivanti dalla limitata capacità di trasporto della rete.

Tale scelta consente di

- rendere immissioni e prelievi compatibili con i vincoli di rete (e dunque con l'eseguibilità fisica)

- definire dei segnali di prezzo che incentivano i produttori a localizzare efficientemente gli impianti
- fornire una misura del valore economico della capacità di trasmissione tra le zone
- ottimizzare i transiti di energia riducendo le perdite di rete.

Ai sensi del Regolamento Europeo su CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*) e della Deliberazione ARERA 111/06 [7], dal 1° gennaio 2019 la configurazione zonale prevede la suddivisione della RTN in 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centrosud, Sud, Sicilia e Sardegna) e un polo di produzione limitata (Rossano-ROSN) sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:

- la capacità di trasporto tra le zone deve risultare inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate.
- l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non deve dare luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento.
- la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non abbia significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

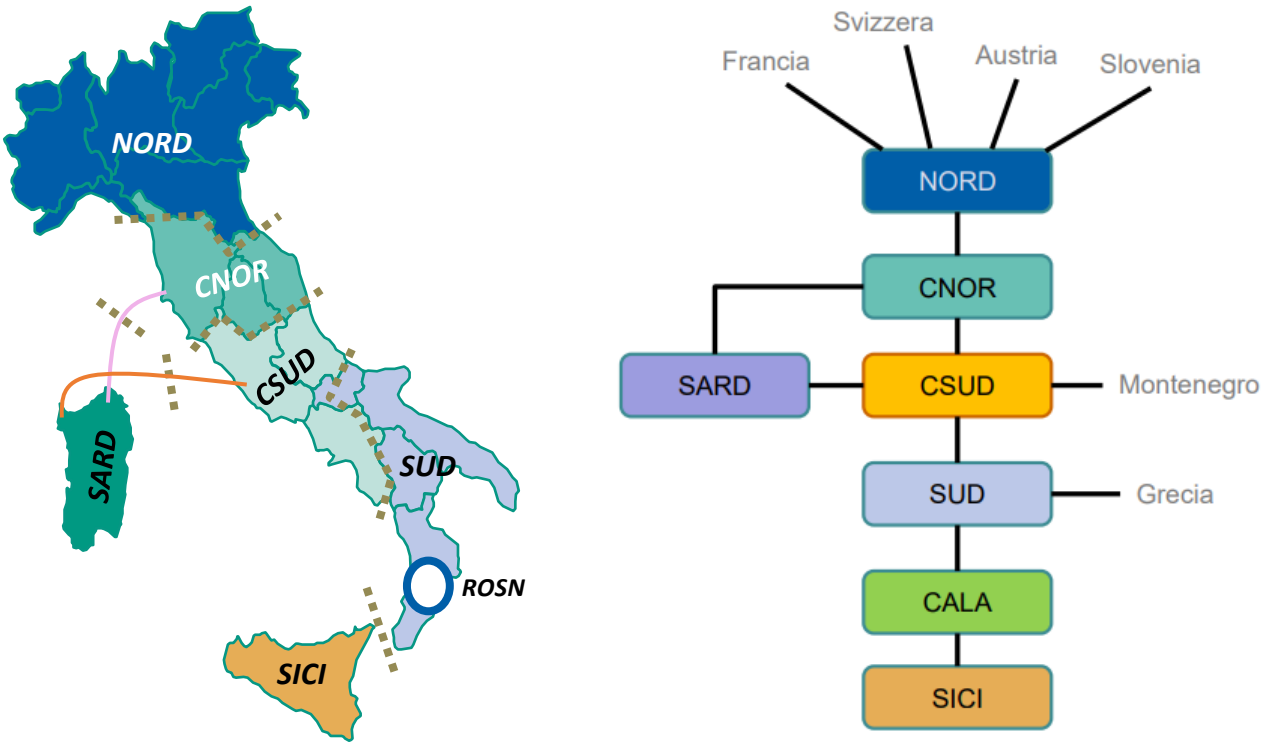


Figura 11 Zone del mercato italiano e interconnessioni con estero

Terna verifica gli esiti del Mercato dell'energia e approvvigiona eventuali risorse aggiuntive (per ragioni di sicurezza e stabilità della rete) e garantisce istantaneamente l'equilibrio Domanda ed Offerta, utilizzando le risorse disponibili.

5.2 MGP

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è il luogo di negoziazione tra le offerte di acquisto e di vendita maggiormente responsabile dei programmi di immissione e assorbimento degli operatori di mercato. Ogni produttore offre una determinata quantità di energia, tali offerte vengono ordinate in ordine crescente e si selezionano quelle con il prezzo più basso fino al raggiungimento dell'energia richiesta. Si ottengono così le curve di offerta aggregate e le curve di domanda aggregate, la cui intersezione determina il prezzo e la relativa quantità scambiata per un determinato intervallo temporale in una determinata zona

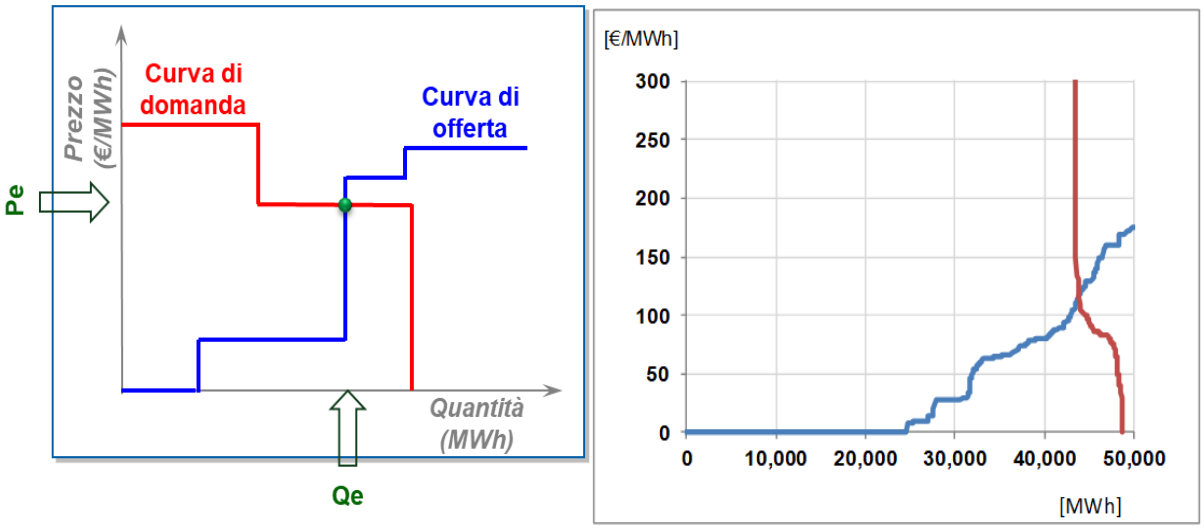


Figura 12 Grafico domanda e offerta

Tutte le offerte di acquisto con prezzo maggiore di **Pe** vengono accettate mentre le altre vengono rifiutate, per le offerte di vendita con prezzo minore di **Pe** vengono accettate mentre le altre vengono rifiutate. Si trova quindi un punto di equilibrio dove la quantità complessiva scambiata è pari a **Qe.**

Questo metodo però fa sorgere un problema, ossia I consumatori di zone ad alto costo di energia sono penalizzati rispetto a quelli di zone a basso costo, per questo motivo si utilizza il Prezzo Unico Nazionale (PUN) definito come media ponderata dei prezzi di ogni zona per la percentuale di energia acquistata in ciascuna zona rispetto all'energia totale acquistata.

Tutte le offerte di acquisto vengono valorizzate con il PUN, così gli utenti non subiscono penalizzazioni; invece, le offerte di vendita vengono valorizzate con il Pe in modo da incentivare i produttori a migliorare la distribuzione dei centri di produzione in quanto il prezzo zonale è più alto.

Nel caso i vincoli imposti dalla rete non permettano l'applicazione degli esiti del mercato si procede con un prezzo zonale.

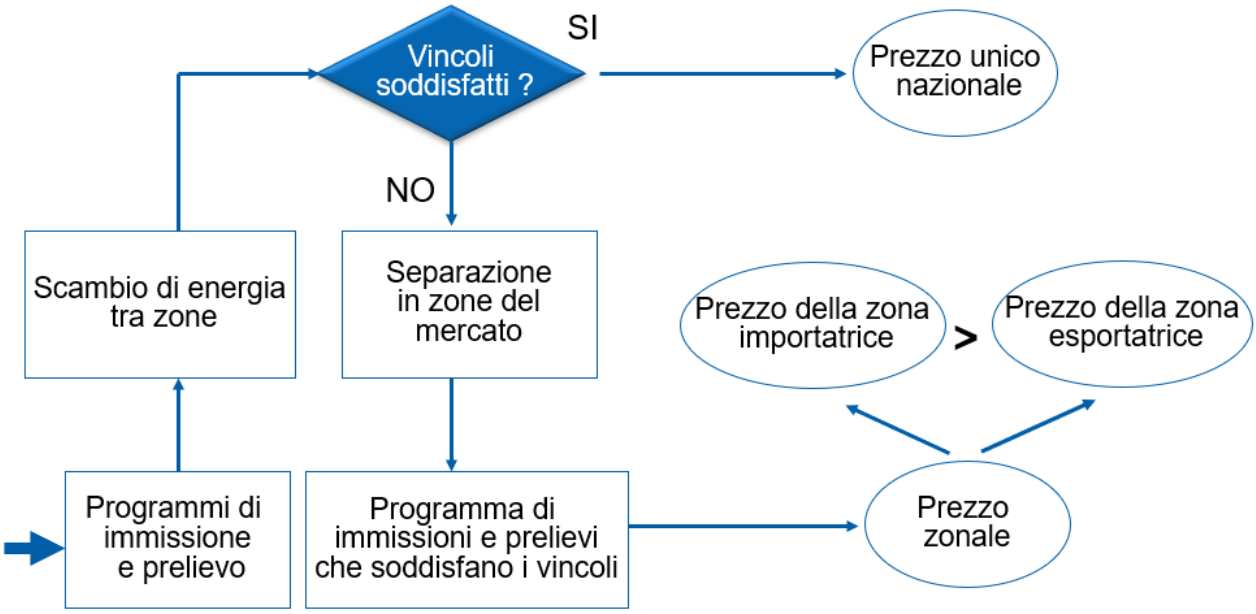


Figura 13 Diagramma di flusso Prezzo energia

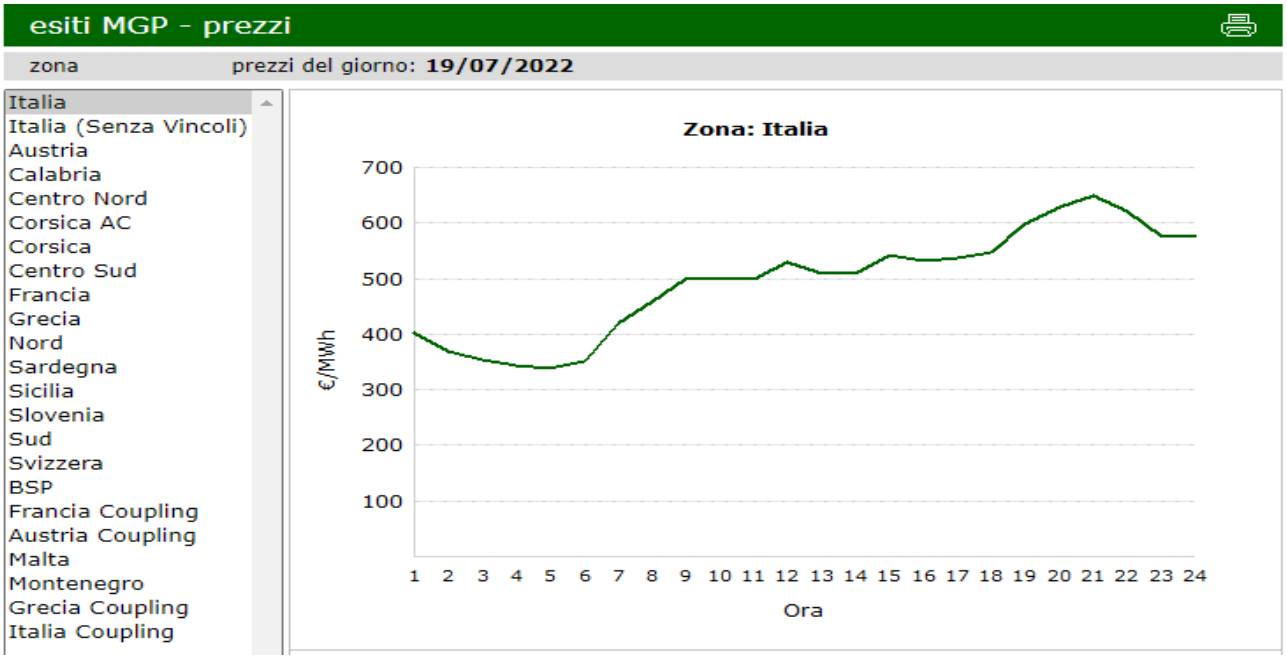
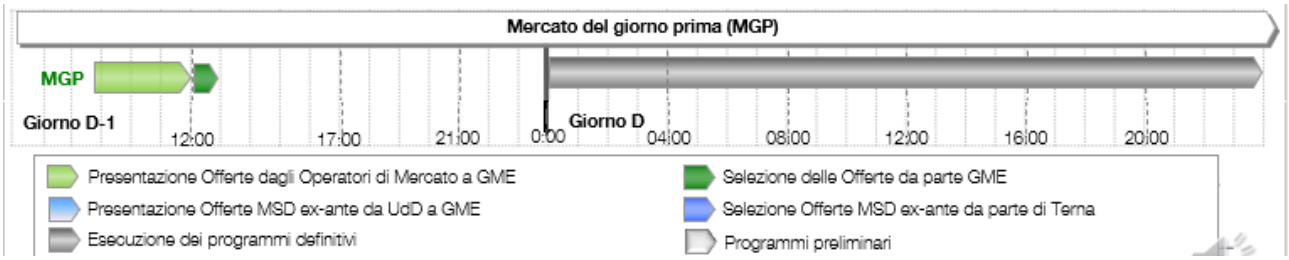


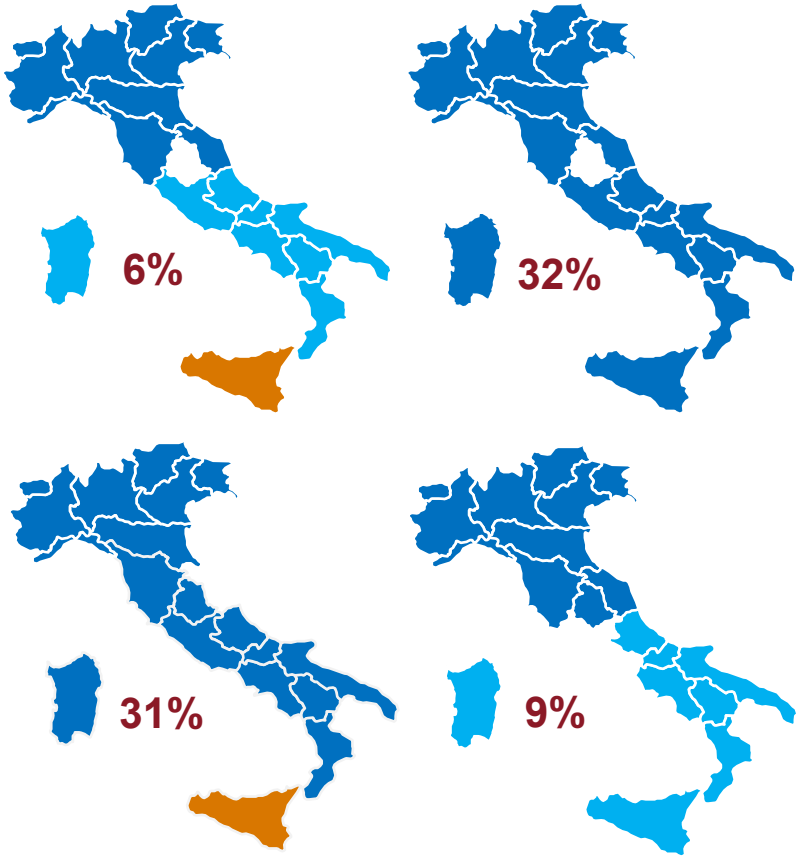
Figura 14 Esiti MGP – PUN dal sito GSE 2022

Il mercato MGP ha orari fissi e prestabiliti, la sua seduta si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna.
Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato, in un tempo di 55 minuti circa, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone.

Il MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua, il che significa che un partecipante a questo mercato deve attendere la chiusura della seduta di contrattazione per conoscere gli esiti e quindi il proprio programma di immissione/prelievo per il giorno seguente.



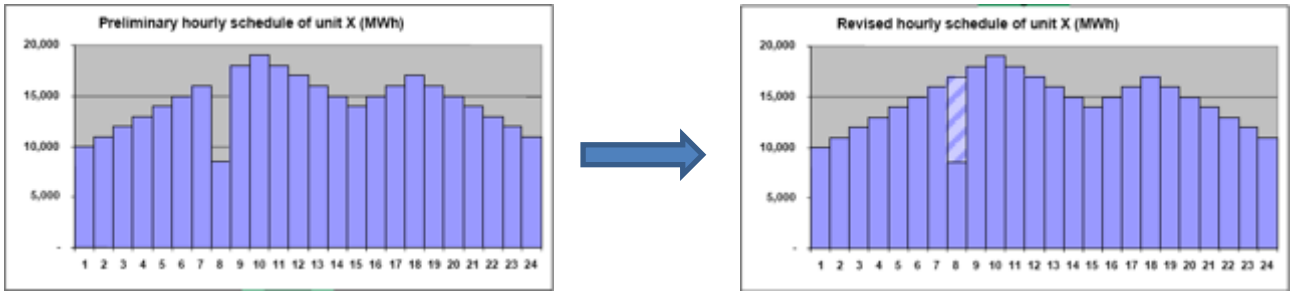
5.2.1 Configurazioni zonali più comuni



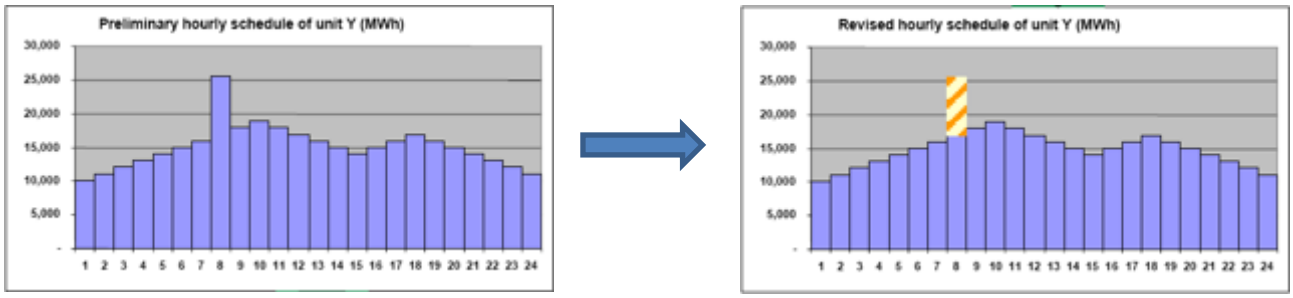
Le percentuali sono espresse in riferimento alle ore annue.

5.3 MI

Fino a settembre 2021, il Mercato Infra-giornaliero (MI) è stato articolato in sette sessioni per permettere agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Le offerte di acquisto e vendita sono selezionate con lo stesso criterio utilizzato nel MGP, ma sono entrambe valorizzate al prezzo zonale. Quindi in questo mercato non esiste il PUN. A partire dal settembre 2021, in un'ottica di allineamento alle direttive europee in merito al mercato interno dell'energia, la risoluzione di questo mercato è stata incrementata, arrivando a un mercato con contrattazione su base oraria e, di conseguenza, incrementando le opportunità di ri-programmazione delle unità da parte degli operatori.
In tale mercato anche i produttori hanno interesse ad acquistare energia per problemi di carattere tecnico, per esempio, nel caso in cui un impianto abbia un buco di produzione in un'ora soltanto nel programma giornaliero, è suo interesse acquistare energia per linearizzare il consumo.



Analogamente un impianto che prevede un surplus di produzione può decidere di vendere energia alla rete.



Prima della riforma, le sessioni di MI erano 7, dove nelle prime due (MI1 e MI2) si negoziavano offerte relative alle 24 ore del giorno dopo. Le successive sessioni hanno un lasso di tempo inferiore di quattro ore l'una dall'altra. Ogni sessione necessita di 15 minuti per validare i dati elaborati.

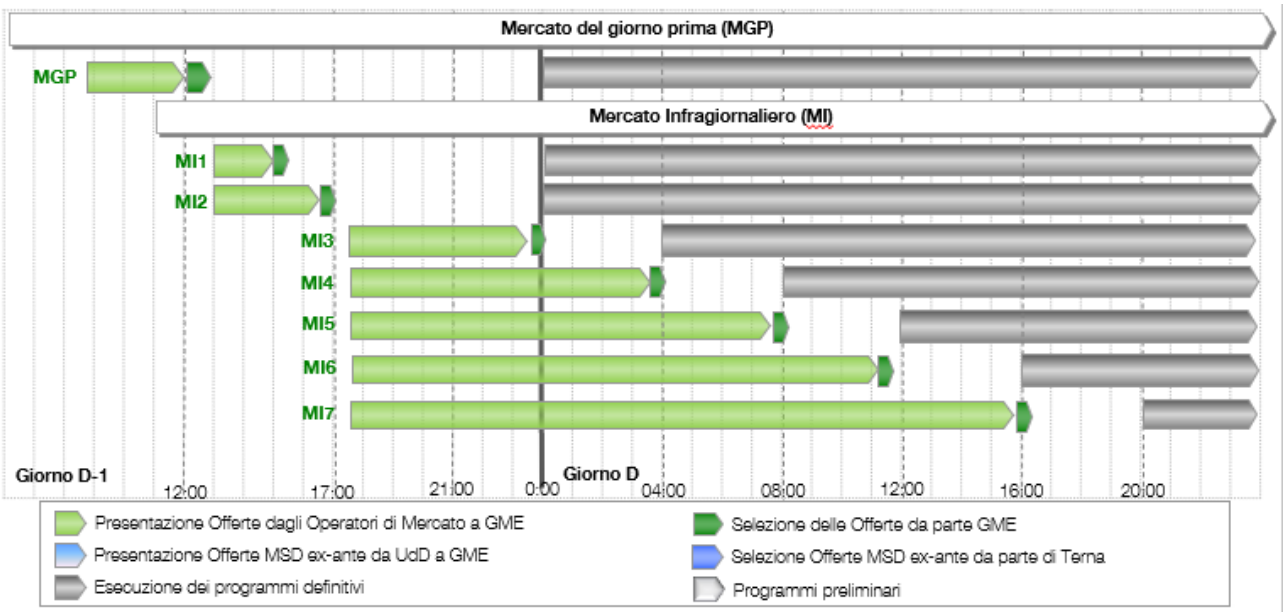


Figura 15 Tabella cronologica MGP

La riforma del 2021 si inserisce nel progetto europeo di attivare un mercato infra-giornaliero comune dell'energia (Single Intra-Day Coupling), che, oltre a mantenere un sistema di aste implicite volte all'allocazione della capacità di trasmissione interzonale, ha attivato una piattaforma di scambio continuo dell'energia, denominata X-BID (Cross-Border IntraDay). In quest'ottica, una piattaforma di contrattazione continua dell'energia nel mercato infra-giornaliero è stata attivata e permette l'abbinamento automatico delle proposte di acquisto e vendita di energia, con la possibilità di immettere nuove offerte in modo continuo durante le sessioni di contrattazione, che hanno durata oraria.

5.4 MSD

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna si approvvigiona le risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale) ad integrazione degli esiti del mercato infra-giornaliero, in quanto in MGP non ci sono vincoli di sicurezza rete ad eccezione dei transiti interzonali . Su MSD, Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). In particolare, su MSD Terna acquista riserva secondaria e terziaria.
Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). La prima fase è orientata principalmente alla costituzione dei margini di riserva utili a garantire l'affidabilità del sistema a fronte di possibili contingenze. Nel caso di MB, invece, le offerte vengono presentate dagli operatori che si rendono disponibili ad eventuale modifica ai rispettivi programmi di immissione/prelievo sulla base delle necessità in tempo reale da parte del gestore di rete. Il MSD ex-ante e MB si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.

È necessario riservare una finestra temporale nella giornata che vada dalla ricezione degli esiti del MI alla gestione in tempo reale. Come menzionato nel caso del MI, anche il MB risente della riforma entrata in vigore in Italia da settembre 2021 riguardante l'accoppiamento dei mercati che insistono sul giorno di consegna, estendendo anche all'Italia la contrattazione continua.
In precedenza, tale mercato aveva sei sessioni, dove la prima (MSD1) copriva tutta la giornata successiva, ma ha validità solo per le prime quattro ore e provvisoria per le restanti ore del giorno. Analogamente anche le successive sessioni di mercato sono definitive per un periodo di quattro ore, dopo le quali subentra la correzione dell'esito del MSD-iesimo+1 come si evince dalla figura sottostante. A seguito della già citata riforma, le 6 sessioni di MSD ex-ante sono state mantenute, mentre alcune variazioni alla gestione di MB sono state introdotte, come verrà esposto nel seguito.

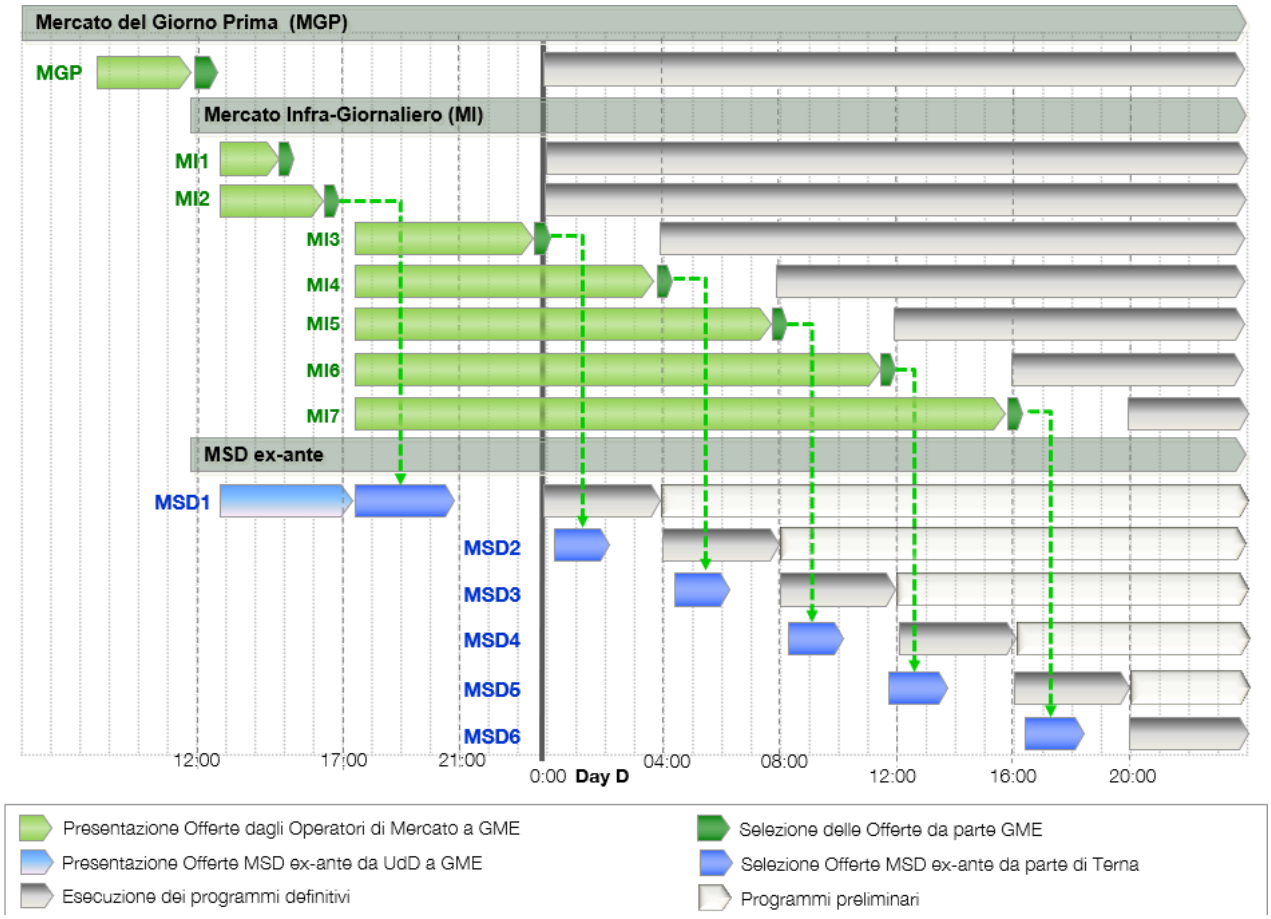


Figura 16 Tabella cronologica MGP – MSD

5.4.1 Fabbisogno riserva secondaria

Terna, per i motivi descritti in precedenza, si approvvigiona la riserva secondaria su MSD. La quantità da approvvigionare non è costante, viene calcolata secondo gli standard dell'Operational Handbook

dell'ENTSO-E [8] con una formula empirica che tiene conto esclusivamente del carico previsto in quell'aggregato di zone (Continente, Sicilia e Sardegna).

$$SCR = \sqrt{a * L_{max} + b^2} - b$$

SCR = Secondary Control Reserve

L_{max}= Carico Massimo previsto

a, b parametri trovati empiricamente (a=10 MW b=150 MW)

Tale valore è stato incrementato da Terna durante le ore inziali e finali del giorno e nelle ore corrispondenti alla rampa di presa di carico mattutina, caratterizzata da gradienti sempre più marcati. È immediato che sono necessarie previsioni di carico accurate per evitare un inutile approvvigionamento di risorse.

5.4.2 Fabbisogno riserva terziaria

Il fabbisogno di riserva terziaria si divide in:

- Fabbisogno di riserva terziaria di Sostituzione a salire
  Per dimensionarla si usa una combinazione tra Pmax UP di massima taglia in servizio nella zona, mancata produzione UP termoelettrica in collaudo e l'errore previsione fabbisogno e produzione da FRNP
- Fabbisogno di riserva terziaria di Sostituzione a scendere
  Per dimensionarla si usa una combinazione tra Pmax di una UP idroelettrica in pompaggio e l'errore previsione fabbisogno e produzione da FRNP
- Fabbisogno di riserva pronta
  È dimensionata per fronteggiare il completo ripristino della riserva secondaria
- Fabbisogno di riserva terziaria rotante
  È dimensionata per fronteggiare il completo ripristino della riserva secondaria e della riserva terziaria pronta
- Fabbisogno di riserva terziaria di Totale a salire
  È la somma tra il fabbisogno di riserva terziaria rotante e la riserva di sostituzione

La riserva terziaria da approvvigionare è significativamente influenzata dalla richiesta di carico prevista, dall'incertezza sulla previsione domanda e dall'incertezza sulla previsione di produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Di conseguenza, nelle ore centrali della giornata, dove si ha il maggior carico e la maggior produzione da impianti fotovoltaici, la quantità di riserva terziaria si incrementa rispetto le ore notturne, come si può notare dal grafico sottostante.

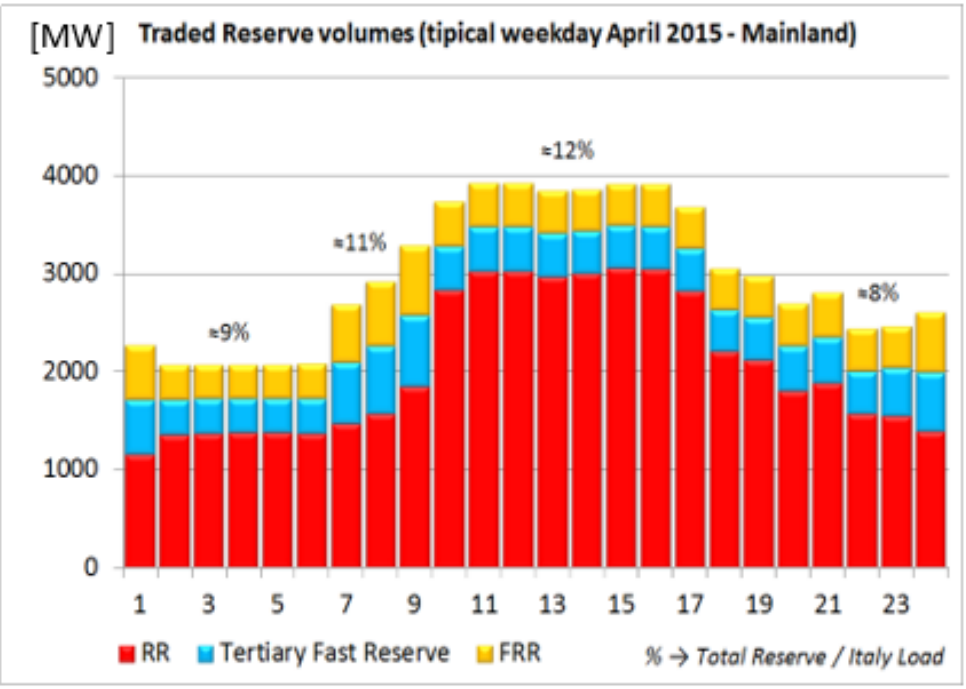


Figura 17 Riserva oraria di un fine settimana

L'incertezza sulle previsioni diminuisce man mano ci si avvicini al tempo reale. L'effetto di tali incertezze può essere mitigato (ma non annullato), con strumenti di previsione sempre più evoluti e con la disponibilità di dati capillari anche sugli impianti FRNP minori.

5.4.3 Condizioni di mercato particolari

Nel caso in cui, in corrispondenza di aree critiche per la gestione della rete (es. regolazione della tensione) e in condizioni di scarsa competitività (un'unica UP nell'area), si individuano le UP essenziali (IESS), che Terna può richiedere su MSD. In alternativa vengono stipulati dei contratti a termine con le UP su richiesta dell'unità di dispacciamento.

5.4.4 MSD – Abilitazione

Le unità di produzione rilevanti (≥10 MVA) tecnicamente in grado di **modulare efficacemente e prevedibilmente** la propria produzione hanno l'obbligo di partecipare a MSD [1]. Viene imposta questa condizione in quanto il sistema potrebbe incorrere in problemi di adeguatezza e/o sicurezza, nel caso di mancanza di risorse dispacciabili anche in nodi o porzioni specifiche della rete, come spiegato nel capitolo "Stabilità di rete".

Di seguito i dati suddivisi per zona di mercato delle UP abilitate a MSD aggiornati al 2019

	Hydro		Pumping		Thermal		Total number	Total MW	UVAM
Zona	Number	MW	Number	MW	Number	MW			Number
CNOR	6	538	-	-	8	1526	14	2064	17
CSUD	5	250	4	1747	24	7961	33	9957	15
NORD	60	5040	14	5015.2	55	20722	129	30777	130
ROSN	-	-	-	-	8	3506	8	3506	-
SARD	4	99	1	240	7	1196	12	1535	1
SICI	1	24	2	580	18	4020	21	4624	1
SUD	7	759	-	-	13	6210	20	6968	7
	83	**6710**	**21**	**7582.2**	**133**	**45140**	**237**	**59432**	171

Figura 18 Riserva disponibile suddivisa per zone

5.4.5 Fase di programmazione

La fase di programmazione del MSD inizia con la raccolta dati, con la ricezione dei dati tecnici delle UP abilitate e le offerte MSD, che saranno vagliate dal GME, il quale opera una prima raccolta e validazione delle offerte. Il GME comunica a Terna i programmi dell'UP in esito al mercato dell'energia, assieme agli esiti di domanda e la produzione di eolico e fotovoltaico.

Terna confronta tali dati con le proprie previsioni, adottando i propri dati per formulare i vincoli di rete, i limiti di transito sulle linee della rete e i limiti di transito tra le zone di mercato. Infine, comunica le indisponibilità degli elementi di rete alla fase di programmazione procedendo poi all'esecuzione della fase di programmazione stessa. Si procede con la validazione delle offerte adeguandole ai dati tecnici della rete. In contemporanea viene calcolato il fabbisogno di riserva in modo da avere tutti i dati utili per la selezione delle offerte. Sulla base dei dati citati si vanno a definire i programmi orari per tutte le unità di produzione abilitate a MSD. Come output di tale selezione si ottengono i programmi orari, le quantità accettate e riservate. Le semi-bande di riserva secondaria e i programmi vincolanti, che sono una quarta autorizzazione dei programmi orari in output alla selezione delle offerte, varranno comunicati al GME, agli utenti del dispacciamento ed altre divisioni di Terna.

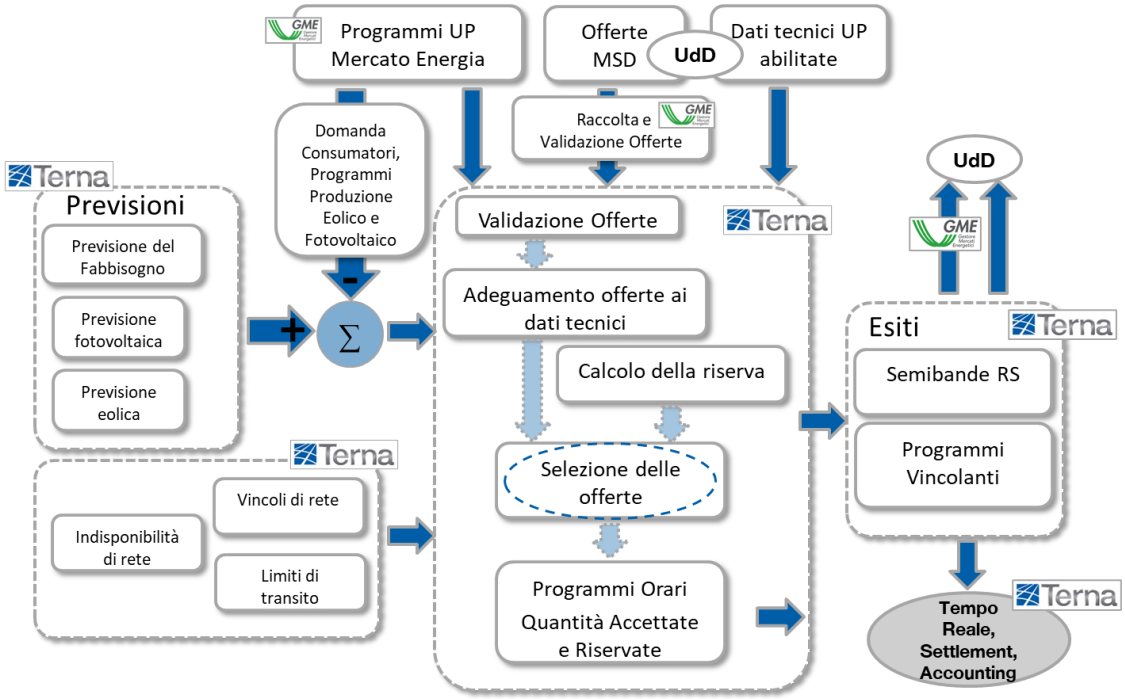


Figura 19 Diagramma di flusso MSD

5.4.6 Algoritmo di selezione

L'obbiettivo dell'algoritmo è la minimizzazione dell'esborso atteso nelle ore della fase in esame. Si punta a minimizzare la somma delle seguenti voci di costo:

- (+) Costo quantità accettate in vendita
- (-) Costo quantità accettate in acquisto
- (+) Costo avviamento
- (+) Costo cambio assetto
- (+) Costi atteso utilizzo riserva secondaria in tempo reale
- (+) Costo atteso azioni di bilanciamento in tempo reale

Tale somma viene minimizzata secondo diverse condizioni:

- I vincoli del sistema (dati dal bilancio di energia)
- I fabbisogni di riserva secondaria e terziaria
- Il rispetto dei limiti di transito tra le viarie zone di mercato
- Il rispetto dei vincoli di rete (tensione e corrente)
- Vincoli di offerta
- Verifica limiti di minimo tecnico (minima potenza ammissibile per ogni UP) e di spegnimenti

- Vincoli tecnici (es. rampa di avviamento, tempo di permanenza in servizio/fuori servizio gradiente di presa di carico)

Gli esiti principali di questa selezione su MSD sono le partenze e gli arresti delle UP termoelettriche, caratterizzate da una inerzia molto alta, e allocazione della riserva. Poiché l'algoritmo tiene conto di tutti i fattori sopra citati, le selezioni fatte sul mercato possono essere riferite a uno o più scopi diversi tra loro.

L'algoritmo, che utilizza Terna si chiama GE Optimization tool "E-Terra", è suddiviso in due moduli:

- Modulo di mercato (Market clearing engine – MCE) che si occupa della minimizzazione vincolata del costo in MSD
- Modulo di Sicurezza (Safety visibility testing – SFT) tiene conto dei dati della rete e i suoi vincoli e ne applica di ulteriori al modulo di mercato

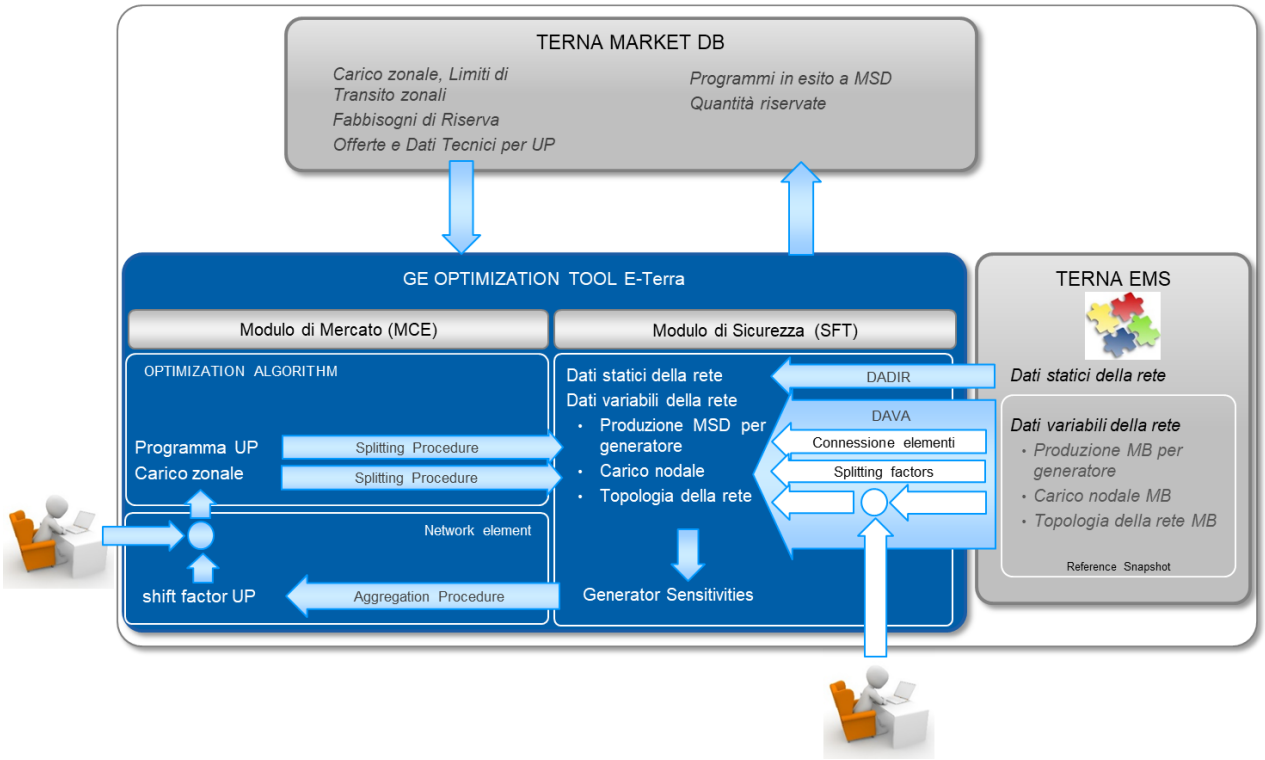


Figura 20 Diagramma di flusso algoritmo MSD

5.5 MB

L'ultima fase del mercato elettrico è quello del tempo reale o mercato bilanciamento (MB). Anche questo mercato è gestito da Terna tramite la sala controllo del centro nazionale di controllo (CNC). La sala controllo riceve i programmi di produzione dal MSD EX-Ante e li adatta in modo continuativo alle effettive condizioni di funzionamento in tempo reale, in quanto la rete potrebbe cambiare a seguito dell'indisponibilità improvvisa di un suo elemento (es. guasto).
Per il MB, come per MSD, prima della già menzionata riforma, erano definite sei sessioni separate, ciascuna delle quali faceva riferimento a quattro ore della giornata, a differenza del MSD dove facciamo riferimento, in ciascuna sottofase, a quattro ore per gli esiti definitivi e a tutte le altre della giornata come esiti preliminari, nel MB si fa riferimento esclusivamente alle quattro ore. Il MB rappresenta la gestione in tempo reale del sistema, che si basa sul mantenimento dell'equilibrio tra domanda e generazione (bilanciamento) e la riduzione delle congestioni, quindi la gestione della rete in tempo reale. Il MB si configura come un mercato di ultima istanza, ovvero è possibile una ripresentazione delle offerte per l'uso in tempo reale. In mancanza di offerte ripresentate in tempo reale dagli operatori si utilizzano le offerte presentate per MSD.
A seguito della citata riforma, il mercato di bilanciamento ha visto l'attivazione della contrattazione continua, per cui un operatore è libero di sottoporre in maniera continua offerte su MB a partire dalle 22.30 del giorno precedente a quello di consegna e comunque fino a 60 minuti prima dell'intervallo orario a cui si riferiscono.

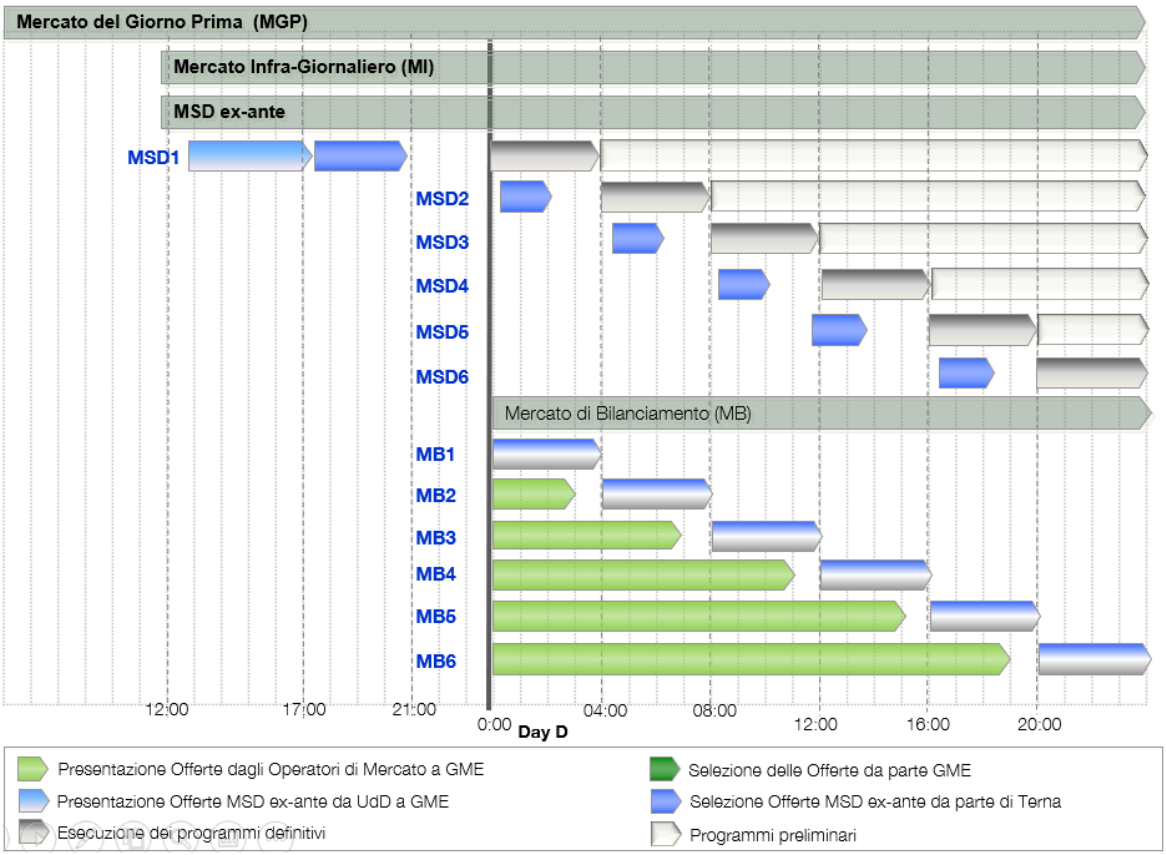


Figura 21 Tabella cronologica MGP – MSD - MB

5.5.1 Selezione offerte

Il processo della definizione delle offerte del tempo reale è analogo a quello della fase di programmazione, con la differenza che il programma che si va a definire tramite il mercato del bilanciamento, parte dai programmi in esito nel MSD EX-Ante, i quali fanno riferimento ai programmi dei mercati dell'energia. Gli input alla selezione delle offerte in tempo reale sono sostanzialmente gli stessi gli stessi dell'MSD; quindi, ad ogni sessione MB sono disponibili delle offerte degli utenti del dispacciamento, raccolte e validate preliminarmente dal GME e validato nuovamente da Terna, sulla base delle dei nuovi programmi definiti in MSD. Qualora si manifesti la necessità, l'utente di dispacciamento, ha la possibilità di modificare i dati tecnici delle UP abilitate. Il sistema di controllo di Terna, gestito dal centro nazionale di controllo (CNC), fornisce lo stato della rete all'algoritmo di selezione delle offerte. La selezione delle offerte si traduce in nuovi programmi vincolanti definiti "programmi vincolati modificati e corretti" e nuove quantità accettate. Questi programmi vengono comunicati tramite un ordine di dispacciamento (BDE) direttamente agli utenti di dispacciamento; infatti, le movimentazioni che vengono richieste nella parte di bilanciamento sono solitamente richieste in tempi molto più brevi; si rende quindi necessario adottare una via di comunicazione diversa da quella adottata in MSD e MGP. Queste informazioni vengono condivise anche con il Settlement e Accounting di Terna.

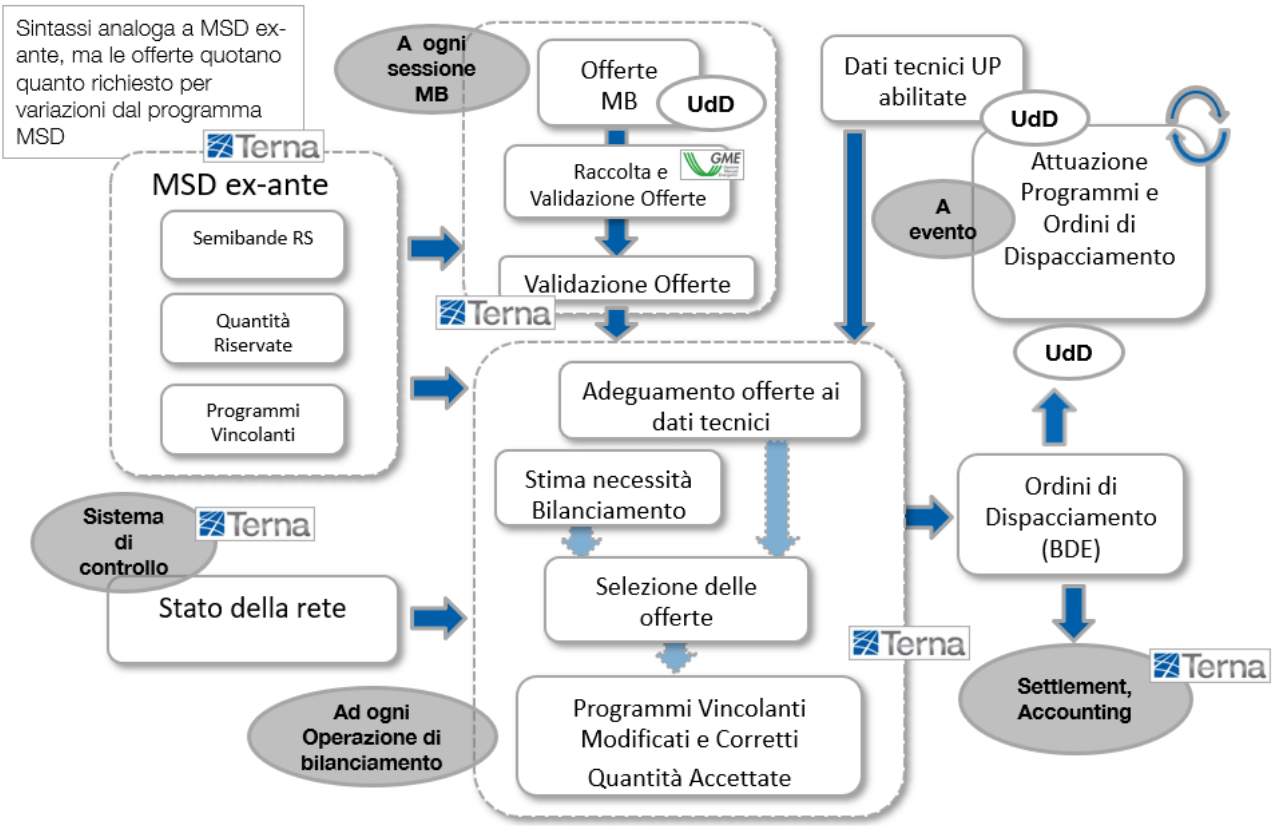


Figura 22 Diagramma di flusso MB

5.5.2 Algoritmo di selezione (OPF)

La selezione delle offerte per il mercato di bilanciamento ha come obiettivo la minimizzazione l'esborso atteso per il successivo quarto d'ora. L'algoritmo di ottimizzazione del tempo reale si chiama Optimal Power Flow (OPF) e viene eseguito un quarto d'ora prima per il quarto d'ora seguente. La struttura è più semplice rispetto all'algoritmo utilizzato per la fase di programmazione in quanto i vincoli che vi incidono sono meno numerosi; in particolare questo algoritmo minimizza

- (+) le quantità accettate in vendita
- (-) le quantità accettati in acquisto

sotto le seguenti condizioni

- vincoli di sistema (quantità richiesta in bilanciamento nei quindici minuti)
- rispetto dei limiti dei transiti zonali
- vincoli di rete
- vincoli di offerta (coerenza la quantità accettate con le quantità effettivamente offerte all'utente del dispacciamento)
- vincoli tecnici (potenze minime massima, i gradienti di carico, energia minima e massima producibili o assorbibili UP di pompaggio)

Non sono presenti ulteriori vincoli tecnici che vengono utilizzati nella fase di programmazione come, per esempio, il tempo di permanenza in servizio o fuori servizio specifici per ogni singolo impianto (dato con forte impatto per le UP termiche). L'OPF ottimizza solo sulle UP già in parallelo alla rete, operando a Delta sul programma che stanno attuando in quel momento. Gli ordini di dispacciamento vengono inviati via web tramite BDE come durante la selezione delle offerte della fase di programmazione. Come per MSD l'algoritmo potrebbe selezionare una o più UP per più scopi ovvero una selezione può servire sia a bilanciare la rete in termini di produzioni e consumo, sia a risolvere un vincolo di rete.

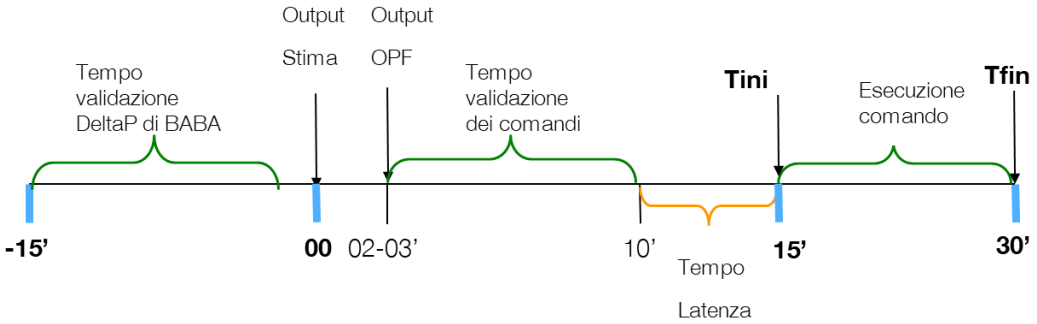


Figura 23 Linea temporale ordine bilanciamento

6 Effetto della transizione energetica sui mercati elettrici

A causa dell'aumento della capacità da fonti rinnovabili installati sul territorio nazionale, si sono creati due fenomeni:

- Aumento competizione sul mercato dell'energia
- Incremento incertezza nella gestione di rete

L'aumento di competizione è dato dai bassi prezzi delle UP basate su FER, dato il costo variabile quasi nullo di tali impianti; di contro, l'aumento di capacità rinnovabile, ha fatto sì che ci siano molte più incertezze nella gestione della rete in quanto queste fonti hanno una produzione che non è programmabile e non è completamente prevedibile.
Viste le nuove dinamiche di mercato, è sempre più importante che anche le unità termoelettriche siano il più flessibile possibili, ovvero che siano capaci di effettuare frequenti avviamenti con tempi compatibili con una gestione più vicino possibile al tempo reale e che abbiano dei gradienti in aumento e decremento in grado di seguire il fabbisogno. Tale evoluzione richiede un dispendio di risorse economiche e tecnologiche rilevanti da parte dei produttori.

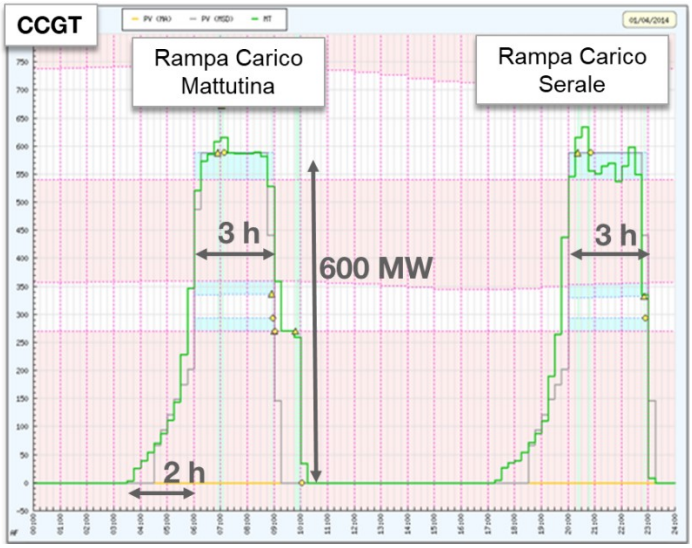


Figura 24 Rampa di carico di una centrale turbogas

In seguito a questa evoluzione del mercato elettrico e conseguente l'abbassamento del prezzo dell'energia, molti gruppi tradizionali vedono una finestra di attività più limitata rispetto al passato, ciò si traduce in una riserva rotante sensibilmente ridotta. Tale considerazione resta valida, anche in un periodo storico come questo dove la crisi energetica fa impennare i prezzi del MGP, in quanto un impianto FER non ha costi variabili legati all'acquisto di combustibile, anzi in un periodo come questo i loro introiti crescono ulteriormente.
Considerando le previsioni dello scenario PNIEC [9], dove si prevede una penetrazione delle FER fino al 30 % nel 2030, è necessario incrementare la flessibilità del sistema. Tale dato viene con fermato

anche da altri studi [10], che vedono una richiesta di flessibilità giornaliera aumentata del 40% e quella annuale del 10%.

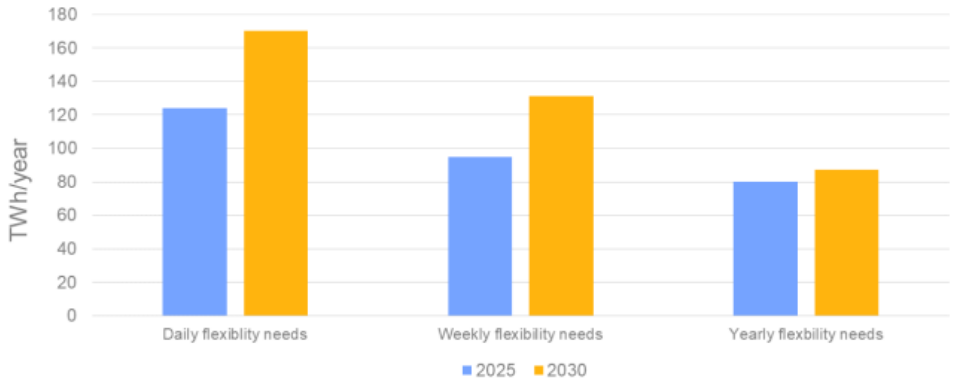


Figura 25 Previsione evoluzione flessibilità del sistema ACER [10]

Questa flessibilità porterà ad un incremento del costo MSD in quanto gli impianti attualmente in grado di sopperire tale domanda si ridurranno, per i motivi spiegati in precedenza.

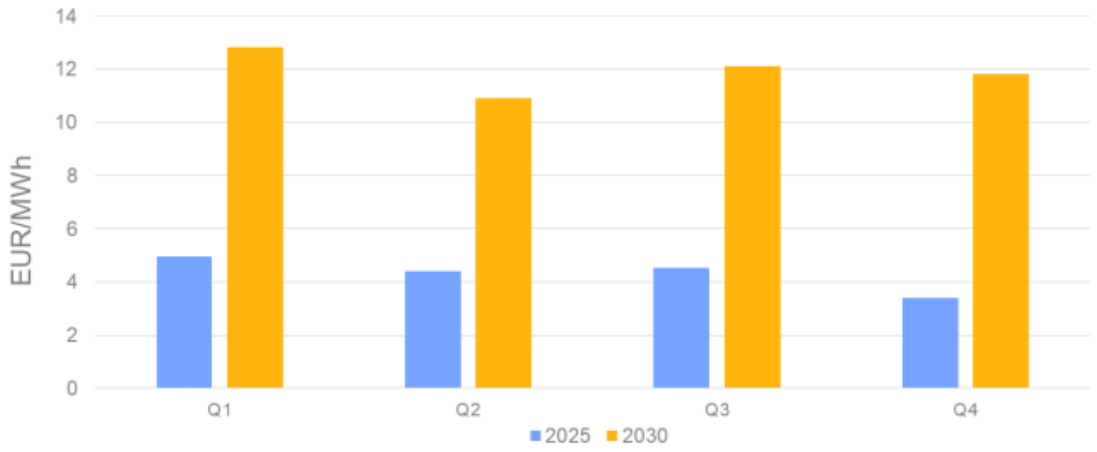


Figura 26 Previsione volatilità prezzo ACER [10]

Per il 2030, gli scenari del Piano decennale di sviluppo della rete dell'ENTSO-E sono stati adattati per riflettere la penetrazione della generazione rinnovabile intermittente prevista nello scenario MIX del pacchetto Fit-for-55. La volatilità è stata stimata utilizzando la deviazione standard dei prezzi all'ingrosso del giorno prima. La deviazione standard è stata calcolata per ogni zona di offerta per l'intero anno e poi mediata in tutta l'UE. Il grafico soprariportato si basa su offerte simulate.

6.1 Problematiche e possibili soluzioni

La transizione energetica in atto, discussa nei precedenti capitoli, non è a impatto zero per il Sistema Elettrico. Le variazioni del contesto (incremento FER, decommissioning termoelettrico, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi, e in misura maggiore negli scenari prospettici, significativi impatti sulle attività di gestione del Sistema Elettrico.

La principale differenza “tecnica” tra impianti FER e impianti termoelettrici è che i primi si interfacciano alla rete mediante l’utilizzo di macchine statiche (ad esempio gli inverter degli impianti fotovoltaici), i secondi mediante macchine rotanti.
Per le caratteristiche intrinseche di tali tecnologie, i gruppi statici presentano minore propensione a sostenere i parametri fondamentali per l’esercizio in sicurezza della rete rispetto ai gruppi rotanti. Tali caratteristiche tecniche fanno sì che la crescente penetrazione delle FER e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici generano i seguenti impatti sulla rete:

- Riduzione dell’inerzia del Sistema Elettrico, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete;
- Riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);
- Riduzione della potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico con effetti negativi sulla Power Quality e sulla sicurezza.

Per loro natura gli impianti FER sono caratterizzati da profili di produzione non programmabile. Ciò implica che l’energia elettrica prodotta da tali impianti non segua le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche delle singole fonti energetiche (es. la produzione fotovoltaica è massima nelle ore centrali della giornata e nulla nelle ore notturne).

Tali caratteristiche generano i seguenti impatti nella gestione della rete:

- Riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della frequenza ;
- Scarsità di risorse per coprire i picchi di carico, che si possono verificare in orari a bassa produzione di FER;
- Crescenti periodi di sovrapproduzione nelle ore centrali della, che possono portare a tagli dell’energia prodotta, se il sistema non è provvisto di capacità di accumulo o di riserva adeguate (es. idroelettrici a pompaggio);

Considerando gli impatti derivanti dalle caratteristiche di non programmabilità degli impianti FER si notano le seguenti dinamiche:

- Crescente ripidità della rampa serale del carico residuo, causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali, per cui è necessario un rapido aumento della produzione da impianti flessibili;
- Aumento del fabbisogno di riserva in assenza di un miglioramento nelle previsioni FRNP.

Infine, la crescita degli impianti FER è avvenuta in maniera disomogenea sul territorio italiano, sulla base della presenza della fonte (es. eolico principalmente al Sud Italia) e spesso non coerente con la localizzazione dei luoghi di consumo. In molti casi, in particolare per il fotovoltaico, l’installazione degli impianti si è concentrata su reti a Media e Bassa Tensione, che tradizionalmente erano caratterizzate dalla presenza di soli carichi elettrici.

Ciò comporta per il Sistema Elettrico:

- Aumento delle situazioni di congestioni di rete, a causa della loro dislocazione non coerente con i luoghi di consumo.
- Nuove problematiche di gestione del sistema legate alla crescente presenza di impianti di generazione sulle reti di media e bassa tensione.
- Aumento delle perite di rete date dalle grandi distanze tra generazione e consumo.

Oltre alla crescita delle FER, il Sistema Elettrico si trova ad affrontare ulteriori sfide derivanti dal contesto climatico. In particolare, negli ultimi anni si è assistito ad un aumento degli eventi climatici estremi, con importanti ripercussioni sulle infrastrutture e sui consumi, che ha portato ad un aumento di disservizi della rete elettrica e al raggiungimento di valori record di fabbisogno.

Per esempio, durante il periodo estivo appena passato, la forte siccità ha portato all'arresto di alcune centrali termoelettriche di grossa taglia, per alta temperatura allo scarico del condensatore, portando ad un'ulteriore riduzione della generazione e della riserva rotante [11].

Gli impatti delle criticità appena citate sono amplificati nei loro effetti dalla crescente elettrificazione dei consumi energetici finali. Infatti, già oggi, e con tendenze in salita nei prossimi anni, l'interruzione della fornitura elettrica comporta l'indisponibilità di servizi essenziali, come ad esempio la mobilità, il riscaldamento e la climatizzazione, la cottura e la conservazione dei cibi. Il vettore elettrico rappresenta quindi una delle componenti chiave della transizione energetica; ciò determina la necessità di una attenzione ancora maggiore nella gestione delle criticità e degli impatti derivanti dal nuovo paradigma energetico [2]

Una possibile soluzione a questi nuovi eventi e ai futuri scenari, in fase di analisi, è l'inerzia sintetica, ossia la partecipazione degli impianti inverter-based alla regolazione potenza-frequenza, tramite una emulazione, data da algoritmi, che simuleranno il comportamento di un gruppo tradizionale (da qui il nome inerzia "sintetica"). Attualmente sono in corso sperimentazioni riguardanti questa tecnologia, ma non ci sono ancora applicazioni pratiche per la rete di trasmissione nazionale in quanto alcuni aspetti di tipo economico e tecnico devono ancora essere affrontati: da un lato, sarà necessario identificare chi sarà chiamato a contribuire all'inerzia equivalente del sistema, regolamentando tale servizio, dall'altro dovranno essere specificate le logiche di regolazione richieste, gli schemi di controllo (DQCI, VSM) ed i valori di taratura applicati agli inverter, oltre che i livelli minimi di accuratezza dei sistemi di misura [12].

7 UVAM

Un punto di vista differente viene adottato dal progetto UVAM, secondo il quale la regolazione della rete potrà essere fatta, oltre che da macchine rotanti in servizio, anche dal carico e dalle UP non abilitate a MSD in forma individuale. Il progetto si basa su una larga installazione sulla rete sistemi di accumulo [13] anche domestico [14], inoltre con la decisione dell'elettrificazione dei trasporti intrapresa dalla comunità europea, secondo cui nel 2035 cesserà la produzione di automobili a combustione interna [15], viene da sé che il quantitativo di veicoli mossi da batteria cresceranno notevolmente, dando l'opportunità di avere un parco macchine, in carica durante la giornata, in grado da contribuire alla stabilità della rete [16].
Detto questo, i risultati dei progetti pilota italiani su larga scala non solo forniscono spunti per le prossime riforme del mercato italiano, ma allo stesso tempo possono servire come punti di riferimento (policy maker) anche per le reti estere.

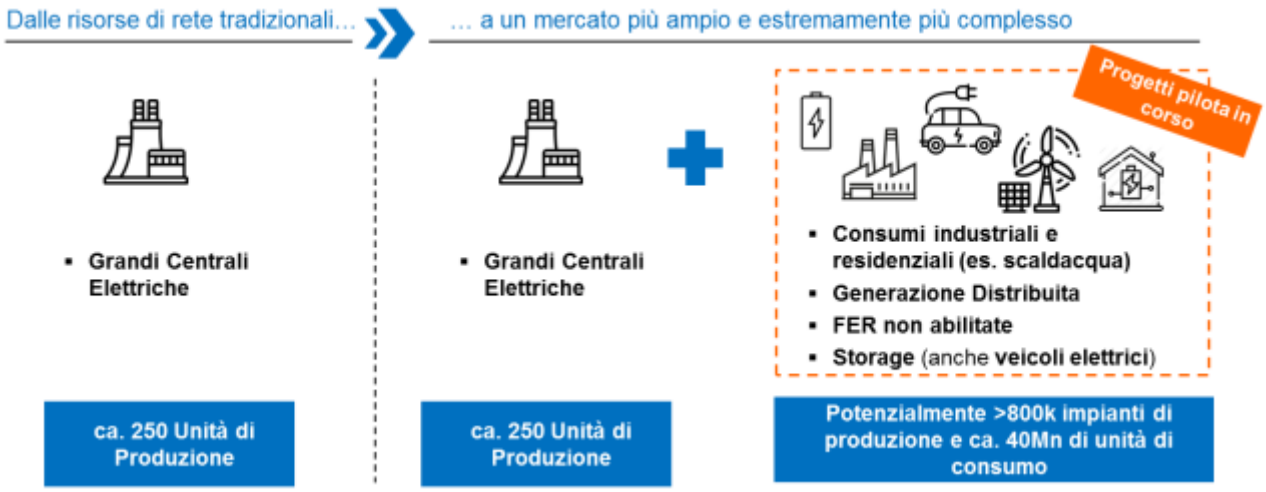


Figura 27 Evoluzione sistema elettrico - progetto UVAM

7.1 Storia del progetto

Durante la prima fase del progetto UVA (Unità Virtuale Abilitata) furono implementate le UVAC (Unità Virtuali Abilitate di Consumo) nel giugno 2017 [17]. Grazie a questo progetto, le unità di consumo possono aggregarsi in cluster, la cui dimensione minima è stata ridotta da 10 MW (taglia minima di gruppi per partecipare alla regolazione primaria e secondaria) a 1 MW, consentendo la partecipazione di operatori di piccole dimensioni. I servizi contrattualizzati erano la cosiddetta riserva terziaria (mFRR e RR nella terminologia ENTSO-E) e il servizio di bilanciamento.
Il secondo progetto, lanciato nel novembre 2017, è stato il progetto UVAP (Unità Virtuali Abilitate di Produzione)[17]. Questo progetto mirava a raggruppare i siti di produzione per fornire gli stessi servizi come le UVAC più il servizio di gestione delle congestioni.

Nel novembre 2018, i progetti UVAC e UVAP sono stati congiunti nel progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) [18]. Quest'ultima fase del progetto mira a consentire la partecipazione a MSD come aggregati virtuali di unità di consumo e di generazione distribuita, nonché di sistemi di accumulo.
Il perimetro delle singole UVAM è stato inizialmente definito dal TSO su base provinciale o regionale, senza considerare le caratteristiche fisiche della rete elettrica. Inoltre, l'UVAM è gestita da un BSP (Balance service provider, ossia il proprietario dell'UVAM), che partecipa con l'unità virtuale al MSD. Per la partecipazione agli EM, come il mercato del giorno prima e quello infra-giornaliero, invece, le singole unità di consumo o produzione all'interno dell'aggregato virtuale continuano ad appartenere ai BRP (Balancing Responsible Party, ossia l'utente del dispacciamento responsabile del bilancio tra posizioni commerciali e fisiche). Con questo scenario e in linea con le rispettive normative europee, BRP e BSP possono quindi coincidere o meno per un'unità virtualmente aggregata [19] . Mentre un solo BSP gestirà ciascuna unità virtuale sul MSD, potenzialmente più BRP potrebbero gestire il funzionamento EM di singole unità di carico o di generazione appartenenti all'aggregato. Ciò comporta una serie di difficoltà per quanto riguarda la loro gestione e remunerazione, come criticato dagli operatori [20] . Inizialmente i BSP necessitavano dell'autorizzazione di ogni BRP per le singole unità che entravano a far parte dell'aggregato virtuale. Tuttavia, l'autorità di regolamentazione ha modificato questa disposizione e i BSP ora si limitano a notificare ai BRP la partecipazione delle singole unità. Le UVAM devono avere almeno 1 MW di capacità scalabile (sia verso l'alto che verso il basso) e fornire gli stessi servizi delle UVAP: servizi di bilanciamento e servizi di gestione delle congestioni.

Progetto Pilota	Soglia minima di Potenza dell'UVA	SERVIZI E MODALITÀ	Granularità della misura per singolo punto	Frequenza invio dato aggregato UVA
UVAC	da 10 MW a 1 MW	▪ Riserva terziaria «a salire» ▪ Bilanciamento «a salire»	4 secondi	4 secondi
UVAP	da 5 MW a 1 MW	▪ Risoluzione della congestioni («a salire» e/o «a scendere») ▪ Riserva terziaria «rotante» («a salire» e/o «a scendere») ▪ Riserva terziaria «di sostituzione» («a salire» e/o «a scendere») ▪ Bilanciamento («a salire» e/o «a scendere»)	4 secondi	4 secondi
UVAM	1 MW	▪ Risoluzione della congestioni («a salire» e/o «a scendere») ▪ Riserva terziaria «rotante» («a salire» e/o «a scendere») ▪ Riserva terziaria «di sostituzione» («a salire» e/o «a scendere») ▪ Bilanciamento («a salire» e/o «a scendere»)	**60 secondi***	4 secondi misura/**stima**

Figura 28 Requisiti tecnici UVAM

7.2 Definizione e requisiti

Si intendono le Unità Virtuali Abilitate che soddisfano i seguenti requisiti tecnici:

1) un aggregato contenente uno o più degli elementi di cui ai successivi punti a,b,c,d
    a. unità di produzione non rilevanti;
    b. unità di consumo, incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità, con esclusivo riferimento a carichi elettricamente distinti da quelli impegnati per il servizio di interrompibilità istantanea e misurabili separatamente, ancorché indirettamente;
    c. impianti di accumulo, come definiti ai sensi della delibera dell'Autorità 574/2014/R/eel [21], "stand alone" o abbinati a UP non rilevanti e/o a unità di consumo;
    d. una o più UP rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD ai sensi del Codice di rete e che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo purché il valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete sia inferiore a 10 MVA;

1) una o più UP rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD ai sensi del Codice di Rete e che condividono il proprio punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo

Possono essere aggregati in una UVAM i punti di cui al precedente Articolo 2 connessi alla rete in alta, media o bassa tensione che rispettino i seguenti requisiti:

a) i punti associati all'UVAM dispongano di dati di misura validati almeno orari oppure siano punti non trattati su base oraria dotati di un'Apparecchiatura di Misura che consenta al Gestore di Rete competente di rilevare il dato di misura orario
b) tutti i punti associati all'UVAM siano compresi nello stesso perimetro di aggregazione;
c) le unità di consumo associate all'UVAM non siano inserite nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico;
d) le unità di consumo associate all'UVAM non siano inserite in un'Unità di Consumo per il Mercato della Capacità;
e) i punti di dispacciamento per unità di produzione in cui sono ricomprese le UP associate all'UVAM siano soggetti al meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti di cui all'Articolo 40.3 della Delibera ARERA n.111/06 [7];
f) i punti associati all'UVAM siano ciascuno dotati di una UPM come definita nell'Allegato 2.

L'UVAM deve inoltre:

1) essere caratterizzata dai seguenti attributi alternativi in termini di “Potenza Massima Abilitata” e “Potenza Minima Abilitata”, come di seguito definite:
    a) qualora sia richiesta l’abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento sia nella modalità a salire che a scendere, una “Potenza Massima Abilitata” e una “Potenza Minima Abilitata” non inferiori in valore assoluto a 1 MW;
    b) qualora sia richiesta l’abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a salire e non sia richiesta nella modalità a scendere, una “Potenza Massima Abilitata” non inferiore a 1 MW e una “Potenza Minima Abilitata” pari a 2 kW;
    c) qualora sia richiesta l’abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a scendere e non sia richiesta nella modalità a salire, una Potenza Minima Abilitata” non inferiore a 1 MW in valore assoluto e una “Potenza Massima Abilitata” pari a -2 kW;
2) rispettare i requisiti tecnici previsti per ciascuna risorsa per il dispacciamento secondo quanto previsto dai servizi di dispacciamento (art. 4) [22];
3) rispettare i requisiti tecnici minimi previsti nell’Allegato 2.
4) Ai fini del precedente comma per:
    a) “Potenza Massima Abilitata” si intende il massimo incremento di immissione che l’UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna;
    b) “Potenza Minima Abilitata” si intende il massimo decremento di immissione che l’UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna.
5) Qualora sia riscontrata la perdita anche di uno dei requisiti di cui al presente Articolo, l’aggregato di punti decade dalla qualifica di UVAM e Terna disabilita l’UVAM da MSD.

7.3 Servizi dispacciamento & Obblighi

1) I soggetti che richiedono la creazione e abilitazione dell’UVAM possono farlo con riferimento esclusivamente ai seguenti servizi di dispacciamento:
    a) risoluzione delle congestioni, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”;
    b) riserva terziaria rotante, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”;
    c) riserva terziaria di sostituzione, nella modalità “a salire” e/’o “a scendere”;
    d) bilanciamento, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”.
2) Possono essere abilitate ai servizi di dispacciamento di cui sopra nella modalità a salire e/o a scendere, le UVAM in grado di modulare in incremento e/o decremento l’immissione o il prelievo:
    - entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di riserva terziaria
    - entro 120 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di bilanciamento

e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a:

- 120 minuti per i servizi di cui alle lettere a), b), d) del punto 1;
- 480 minuti per i servizi di cui alla lettera c) del punto 1.

Saranno abilitate solamente le UVAM per cui risulti soddisfatta la seguente condizione

$$0{,}5 \geq \frac{\sum P_{mod_{FER_{NP}}}}{P_{MAX_{abilit}}}$$

$P_{modFERNP}$:Potenza modulabile da FER non programmabili

P_{MAX_abilit}: Potenza massima abilitata

I margini di riserva costituiti su una data UVAM dovranno avere verso congruente a quello della modalità cui l'unità stessa è abilitata. Al fine di costituire i margini di riserva, qualora un'UVAM sia abilitata alla fornitura del servizio di risoluzione delle congestioni in fase di programmazione solamente nella modalità a salire o a scendere, l'UVAM potrà esclusivamente incrementare l'immissione o ridurre il prelievo o viceversa a seconda della modalità offerta.

7.4 Incentivazione

Dopo i primi anni dall'avvio del progetto pilota, i risultati del progetto hanno dato evidenza della scarsa propensione dei partecipanti al progetto alla partecipazione effettiva al mercato, con offerte presentate nell'intervallo obbligatorio ma, in larga parte, con prezzi poco competitivi. La conseguenza è stata un volume molto basso dei servizi effettivamente attivati da Terna a seguito di offerte presentate da UVAM. Per incentivare la partecipazione al progetto UVAM sono stati in seguito definiti i seguenti prodotti, che suddividono gli intervalli obbligatori di offerta in:

1. "prodotto pomeridiano" con fascia di oraria 15-17:59 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, inclusi eventuali giorni festivi, caratterizzato da un impegno di offerta pari a 3 ore e facoltà per i BSP di ridurre l'impegno di offerta fino a due ore consecutive a fronte della riduzione lineare del premio (prodotto pomeridiano), con premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno da moltiplicare per il rapporto tra il numero di ore a cui è riferito l'impegno di offerta e 4 ore (con un CAP pari pertanto a 22.500 €/MW/anno) e strike price pari a 200 €/MWh;

2. un prodotto serale con fascia di disponibilità 18-21:59 di tutti i giorni compresi tra lunedì e venerdì, inclusi i giorni festivi, caratterizzato da un impegno di offerta pari a 4 ore e facoltà per i BSP di ridurre l'impegno d'offerta fino a due ore consecutive a fronte della riduzione lineare del premio (prodotto serale 1, con premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno e strike price pari a 400 €/MWh;

3. un prodotto serale con fascia di disponibilità 18-21:59 di tutti i giorni compresi tra lunedì e venerdì, inclusi i giorni festivi, caratterizzato da un impegno di offerta pari a 4 ore e facoltà per i BSP di ridurre l'impegno d'offerta fino a due ore consecutive a fronte della riduzione lineare del premio (prodotto serale 2), con premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno e strike price pari a 200 €/MWh.

Le Aree di Assegnazione sono :

• Area di Assegnazione “A”: costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord.

• Area di Assegnazione “B”: costituita dalle zone di mercato Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Lo strike price corrisponde all’incentivo dato da Terna alle UVAM qualora presentassero un’offerta in MSD.

Prodotto pomeridiano: 200 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale maggio-dicembre 2021	Aste mensili
Area “A”	112 MW	48 MW
Area “B”	28 MW	12 MW

Prodotto serale 1: 400 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale maggio-dicembre 2021	Aste mensili
Area “A”	224 MW	96 MW
Area “B”	56 MW	24 MW

Prodotto serale 2: 400 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale maggio-dicembre 2021	Aste mensili
Area “A”	224 MW	96 MW
Area “B”	56 MW	24 MW

Figura 29 Suddivisione aste annuali/mensili per zona

7.5 Remunerazione

In ciascuna procedura di assegnazione, TERNA si approvvigiona a termine delle risorse di dispacciamento mediante un’asta al ribasso rispetto ad un premio di riserva su base annuale pari a 22.500 €/MW/anno per il prodotto pomeridiano, pari a 30.000 €/MW/anno per il “prodotto serale 1” e pari a 30.000 €/MW/anno per il “prodotto serale 2”.

Per i soggetti che abbiano inoltrato valida richiesta di partecipazione potranno inviare, per ciascuna UVAM abilitata al MSD alla data di svolgimento della procedura, una sola offerta. La potenza complessivamente offerta non potrà essere superiore alla Potenza Massima Abilitata, dato definito nel Regolamento UVAM al momento della sottoscrizione, al netto delle eventuali quantità già assegnate in esito alle precedenti procedure riferite alla stessa fascia di disponibilità.

L'offerta è caratterizzata da una coppia quantità-prezzo dove:

a. la quantità rappresenta la capacità offerta dal titolare dell'UVAM espressa in termini di potenza (MW con una cifra decimale). Tale quantitativo non potrà essere inferiore a 1 MW;
b. il prezzo rappresenta il premio offerto, espresso in €/MW/anno, relativo al quantitativo di cui al precedente alinea per il periodo di validità del prodotto.

L'offerta si considera perfezionata solo qualora vengano inseriti sia la quantità sia il premio nei termini indicati da TERNA tramite comunicazione sul proprio sito web. Nel caso i dati forniti non siano completi, l'offerta non si considererà valida e non verrà considerata.

Le offerte sono considerate irrevocabili ai sensi dell'art. 1329 del Codice Civile [23]. Con riferimento a ciascuna procedura, TERNA ordina le offerte ricevute in ordine crescente di premio offerto e seleziona le offerte che rientrano nell'ordine di merito a concorrenza del valore disponibile per l'assegnazione. Il premio di assegnazione è posto pari al premio offerto. Qualora vi siano più offerte caratterizzate dal medesimo premio i cui quantitativi richiesti determinino il superamento della quantità disponibile, TERNA procederà alla ripartizione pro-quota come di seguito riportato.

a. calcola il coefficiente di razionamento pari al rapporto tra la capacità assegnabile e la capacità risultante dalla somma delle offerte validamente pervenute per il servizio;
b. applica tale coefficiente a ciascuna richiesta;
c. assegna la capacità a ciascun richiedente con arrotondamento per difetto al primo decimale di MW. Eventuali quantitativi minori di 1 MW verranno arrotondati a 0 MW.

La capacità residua non assegnata, rappresentata dalle parti decimali non considerate ai fini dell'assegnazione, sarà divisa in singole quantità da 0,1 MW. Tali quantità da 0,1 MW sono attribuite, in ragione delle relative parti decimali ordinate in senso decrescente, fino a concorrenza della potenza residua e fermo restando che il quantitativo minimo complessivamente assegnabile è pari a 1 MW. Qualora per l'attribuzione della potenza residua vi siano più richieste con uguale parte decimale si procederà a sorteggio [24]

La remunerazione delle offerte accettate è effettuata secondo le medesime modalità previste per le UPA, ai sensi di quanto indicato nel Capitolo 4 del Codice di Rete [25]. In particolare, Terna definisce, per ciascun periodo orario:

a) le quantità accettate e la loro remunerazione in esito alla fase di programmazione di MSD per ciascuna tipologia di offerta, secondo le modalità riportate nell'Allegato A.22 [26] del

Codice di rete “Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD”;

b) b. le quantità accettate e la loro remunerazione in esito al MB per ciascuna tipologia di offerta, secondo le modalità riportate nell’Allegato A.23 [27] del Codice di rete “Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento”.

La remunerazione del servizio avverrà con le modalità e i tempi previsti per la remunerazione di tutte le quantità accettate in MSD.

Una volta conclusasi la fase di test del progetto UVAM, quest’ultimo dovrebbe chiudersi con l’integrazione di quest’ultime nel mercato MSD diventando delle UPA a tutti gli effetti.

In merito alla remunerazione Confindustria ha posto l’attenzione sull’attuale sistema, che necessiterebbe un approfondimento ed una valutazione di efficienza rispetto all’obiettivo di movimentare risorse a scendere e a salire siano esse fornite tramite modulazione dei consumi o modulazione della produzione di energia elettrica. Da una loro analisi l’attuale sistema di remunerazione rende poco appetibile la partecipazione al servizio rispetto ai costi di partecipazione al servizio da parte dei clienti industriali.[20]

L’effetto che si ottiene modulando a salire o scendere di una UP non ha lo stesso impatto economico che modulare il carico. Confindustria propone di intervenire con delle clausole risolutivo in merito

7.6 Esempio composizione UVAM

Viene riportato di seguito la percentuale dei BPS che hanno aderito al progetto UVAM nel 2019.
Come si vede, quasi un terzo è di Enel X, un soggetto che offre al piccolo consumatore la possibilità di installare impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo domestici a prezzi vantaggiosi.
Un altro grande esponente è Burgo energia, ossia un operatore che offre svariati servizi energetici, tra cui stoccaggio gas e revampig di impianti termoelettrici (es. Toscolano del Garda https://www.burgoenergia.it/case-histories#revamping-della-centrale-cogenerativa-dello-stabilimento-di-mosaico-toscolano-del).

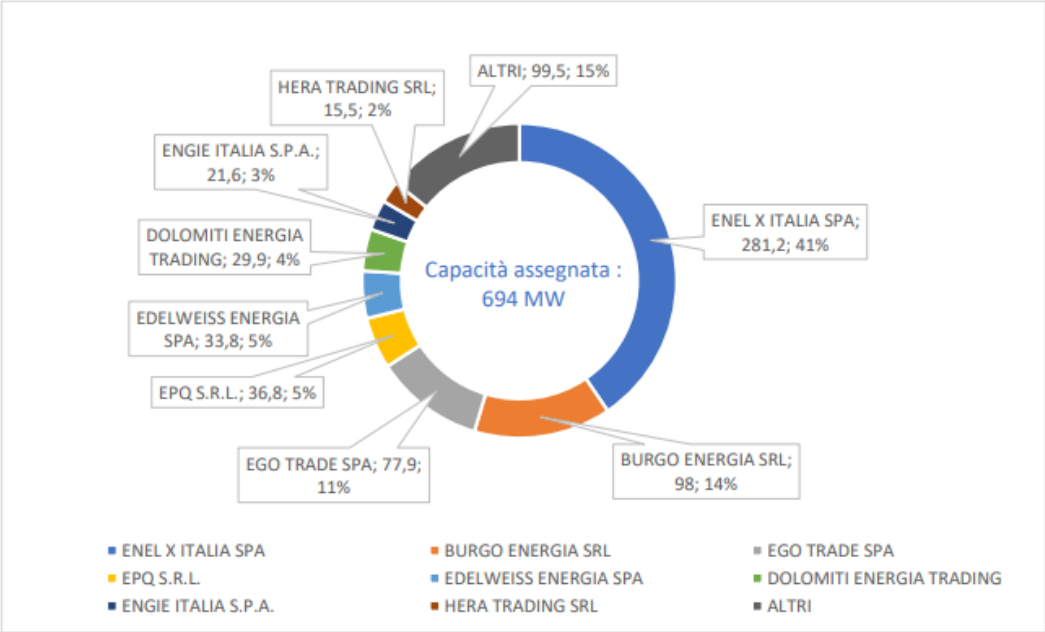


Figura 30 Assegnazioni contratti a termine UVAM (anno 2019)

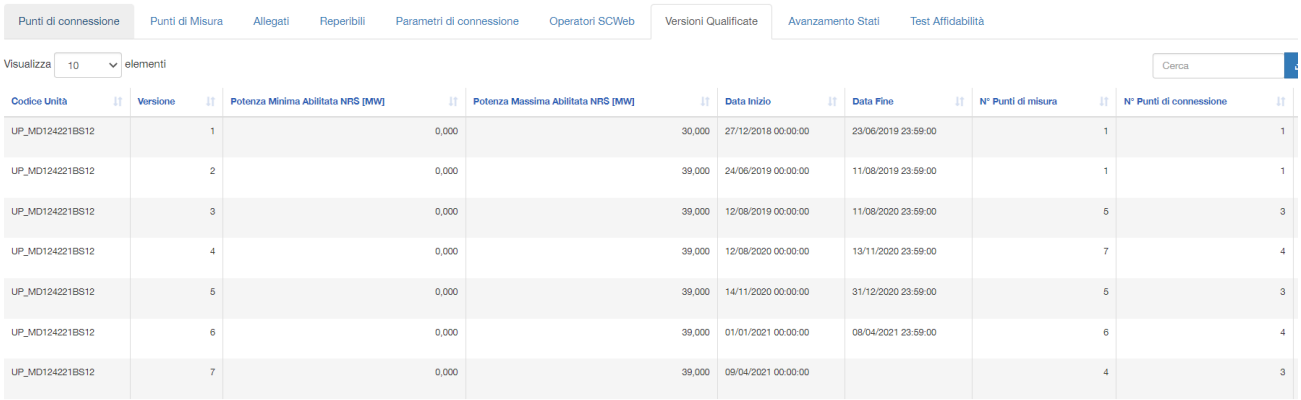
Punti di connessione | Punti di Misura | Allegati | Reperibili | Parametri di connessione | Operatori SCWeb | Versioni Qualificate | Avanzamento Stati | Test Affidabilità

Visualizza 10 elementi — Cerca: Cerca

Codice POD	Codice Punto di Misura	Codice Aggregato	Tipologia	Potenza Modulabile in Decremento [MW]	Potenza Modulabile in Incremento [MW]	Limite Quantità Immessa/Prelevata in Decremento [MW]	Limite Quantità Immessa/Prelevata in Incremento [MW]
IT001E00082491	IT001E00082491	UC_DP0060_NORD	Prelievo			45,000	0,000
IT001E00082491	UPN_0201816_01	UP_DI2634_NORD_C	Immissione	0,000	1,000	0,000	1,016
IT006E00790198	IT006E00790198	UC_DP1676_NORD	Prelievo			15,000	0,000
IT006E00790240	IT006E00790240	UC_DP2017_NORD	Prelievo			185,000	0,000

Figura 31 Punti di misura UVAM

Accedendo al sistema informatico di Terna (non disponibile al pubblico) ogni singola UVAM è descritta nel dettaglio, in particolare gli impianti, la loro tipologia e relativi dati tecnici (es. Potenza Massima, data inizio contratto ecc.)



Punti di connessione | Punti di Misura | Allegati | Reperibili | Parametri di connessione | Operatori SCWeb | Versioni Qualificate | Avanzamento Stati | Test Affidabilità

Visualizza 10 elementi — Cerca

Codice Unità	Versione	Potenza Minima Abilitata NRS [MW]	Potenza Massima Abilitata NRS [MW]	Data Inizio	Data Fine	N° Punti di misura	N° Punti di connessione
UP_MD124221BS12	1	0,000	30,000	27/12/2018 00:00:00	23/06/2019 23:59:00	1	1
UP_MD124221BS12	2	0,000	39,000	24/06/2019 00:00:00	11/08/2019 23:59:00	1	1
UP_MD124221BS12	3	0,000	39,000	12/08/2019 00:00:00	11/08/2020 23:59:00	5	3
UP_MD124221BS12	4	0,000	39,000	12/08/2020 00:00:00	13/11/2020 23:59:00	7	4
UP_MD124221BS12	5	0,000	39,000	14/11/2020 00:00:00	31/12/2020 23:59:00	5	3
UP_MD124221BS12	6	0,000	39,000	01/01/2021 00:00:00	08/04/2021 23:59:00	6	4
UP_MD124221BS12	7	0,000	39,000	09/04/2021 00:00:00		4	3

Figura 32 Cronologia evoluzione di una UVAM

La composizione delle UVAM può evolvere nel tempo, ma grazie a questo database, si può analizzare l'evoluzione di una UVAM specifica, individuando impianti che hanno aderito a questo progetto e altri utenti che hanno abbandonato.

Per motivi di privacy non si possono diffondere tali dati.

Viene riportato ora l'esito delle aste per il periodo di agosto 2022, suddiviso per le aree di assegnazione:

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

Approvvigionamento a termine UVAM
1 Agosto 2022 - 31 Agosto 2022
Prodotto Serale 1

Area di Assegnazione A

Premio medio ponderato: 26.767,8 €/MW/anno

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	4ENERGIA SRL	3,5
2	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	1
3	DOLOMITI ENERGIA TRADING SPA	4
4	EDELWEISS ENERGIA SPA	52,2
5	EGO ENERGY S.R.L.	6
6	ENEL X ITALIA S.R.L	6,4
7	ENGIE ITALIA S.P.A.	15
8	FLEXCITY SAS	2,5
	TOTALE	**90,6**

Area di Assegnazione B

Premio medio ponderato: 19.647,6 €/MW/anno

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	EDELWEISS ENERGIA SPA	3,2
2	ENEL X ITALIA S.R.L	5,8
3	EPQ S.R.L.	15
	TOTALE	**24**

Figura 33 Selezione MSD – UVAM

7.7 Struttura informatica

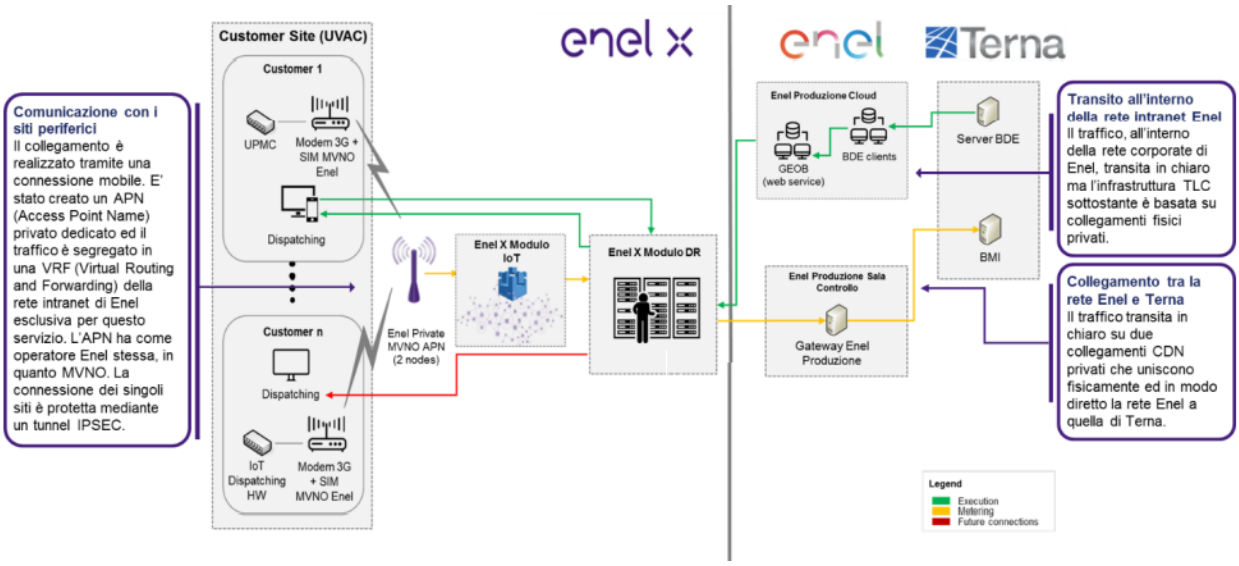


Figura 34 Diagramma flussi comunicazione tra apparati – caso UVAC

La struttura informatica coinvolge tre operatori:

- Terna
- Il distributore della zona (tipicamente e-distribuzione)
- Il BPS (in questo esempio Enel X)

Gli eventuali comandi di dispacciamento partono dal sistema di Terna (freccia verde), transitando sulla rete del distributore ed arriva al modulo DR del BPS. Questo modulo connette tramite una rete proprietaria (APN – Access Point Name) tutti i dispositivi ad essa collegati. Le informazioni scambiate sono i dati di misura (produzione e consumo) e lo stato dell'apparecchiatura (avarie e\o disconnessioni). Le misure vengono elaborate, compresse in un dato aggregato e mandate alla rete informatica di Terna tramite gateway del distributore (freccia gialla).
Grazie a questa infrastruttura, si possono inviare comandi di aumento della produzione e/o riduzione del carico in base alla composizione dell'UVAM e contemporaneamente avere l'informazione della produzione e\o carico della zona sottesa dall'UVAM.
Grazie alla diffusione di infrastrutture che offrono bande sempre maggiori (es. 4G e 5G), questi collegamenti sono affidabili e garantiscono il transito delle informazioni senza latenza.

7.8 Test di verifica e penali

Durante il primo periodo del progetto UVAM la partecipazione da parte dei BSP era molto alta, ma il risultato non era di qualità soddisfacente in quanto in caso di chiamata a partecipare al MSD un numero non trascurabile di UVAM non riusciva a soddisfare completamente o totalmente la richiesta di Terna.

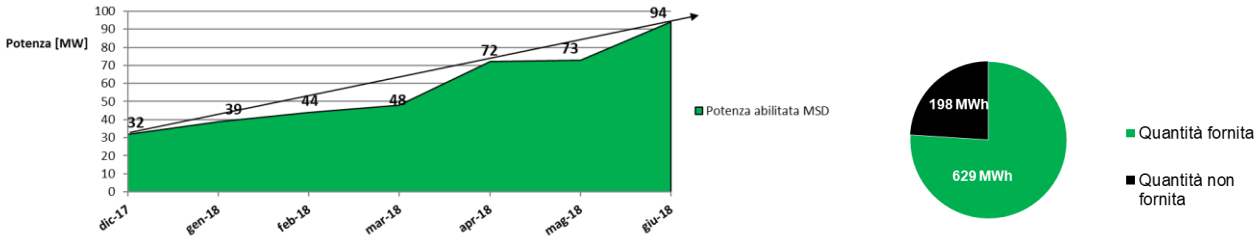


Figura 35 Affidabilità UVAP periodo dicembre 2017 – aprile 2018 (Dati Terna)

Per questo motivo sono stati introdotti dei test a campione sulle UVAM che avevano offerto sul mercato MSD.

Il test consiste nel trasmettere al punto di controllo fisico delle UVAM comandi di modulazione, con finalità di test, fino a un massimo di quattro test nel corso dell'anno solare. I test hanno una durata minima di 1 ora e massima di 2 ore.

Terna effettua con frequenza mensile le verifiche di coerenza tra le misure trasmesse dal BSP, come previsto dal regolamento UVAM, e le misure inviate dai Gestori di rete per i punti non trattati su base oraria inclusi all'interno di UVAM qualificate al MSD.

a) identifica a campione le UVAM qualificate al MSD;
b) con riferimento a ciascun punto appartenente alle UVAM identificate a campione, per le verifiche di coerenza, aggrega le misure trasmesse dal BSP con dettaglio quart'orario ciascuna ora del mese M oggetto della verifica; tali misure a costituiscono i cluster per la verifica di coerenza

Qualora la differenza tra ciò che viene dichiarato dal BSP e ciò che viene misurato, per l'ora presa in considerazione, risulti superiore al 10%, Terna attribuisce esito negativo al test.

Il BSP ha l'obbligo di corrispondere a Terna una penale pari al prodotto tra: a. 2.500 €/MW moltiplicato per il fattore:

- 1,5 nel caso di punti non trattati su base oraria inclusi in una UVAM contrattualizzata a termine, in tutto o in parte, per il periodo oggetto di verifica;
- 0,5 nel caso di punti non trattati su base oraria inclusi in una UVAM non contrattualizzata a termine per il periodo oggetto di verifica;

Nel caso in cui le verifiche diano esito negativo per due mesi anche non consecutivi appartenenti allo stesso anno solare, Terna elimina il punto non trattato su base oraria dall'UVAM di appartenenza con data di decorrenza pari al primo giorno del primo mese successivo al secondo mese in cui è stato riscontrato l'esito negativo della verifica di coerenza.

8 Dati

In questa parte del documento, vengono presi in considerazione gli esiti del progetto nelle varie fasi fino ad oggi. Per semplificare la lettura di questo documento verranno esposti solo i dati inziali del progetto in maniera aggregata e più nel dettaglio nell'ultimo periodo.

8.1 Periodo iniziale

Nella figura seguente è riportato l'andamento della potenza abilitata a MSD e della potenza contrattualizzata a termine per tutte le unità virtuali. Si è partiti da giugno 2017 (progetto UVAC), con una potenza di circa 100 MW fino ad arrivare ad ottobre 2018 al picco di 600 MW di capacità qualificata tra UVAC ed UVAP. La potenza abilitata ha poi subito un momentaneo crollo a novembre 2018 in vista delle nuove qualificazioni delle UVAM, ma nei primi mesi del 2019 si è già stabilizzata intorno ai 600 MW per raggiungere a giugno 830 MW , di cui più dell'83% contrattualizzata. Si è raggiunto infine i 1000 MW di capacità nel 2019 tramite procedure per l'approvvigionamento a termine.

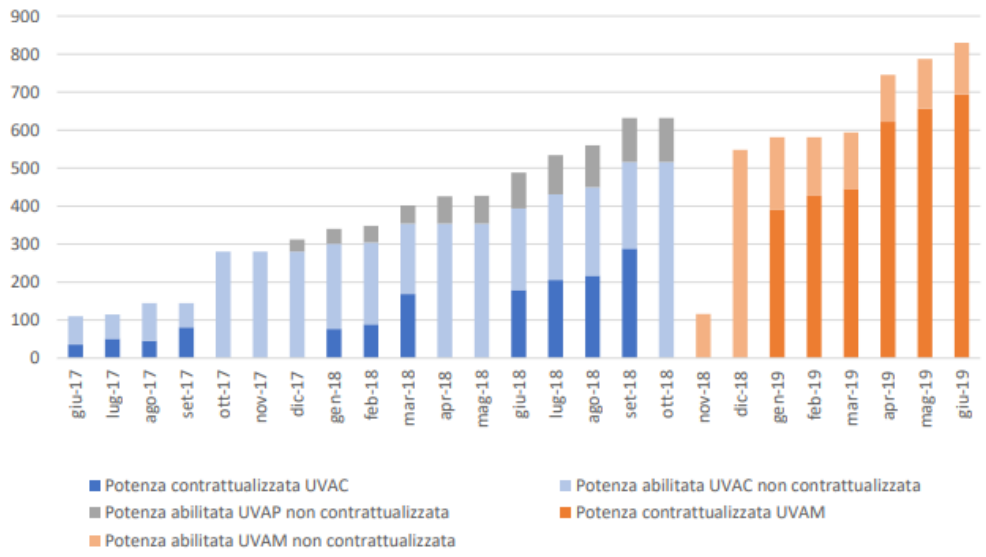


Figura 36 Potenza abilitata e contrattualizzata a MSD (MW) [28]

A dicembre 2021 risultavano qualificate più di 220 UVAM con una potenza di circa 1280 MW e con 1072 POD (Point of Delivery) coinvolti. In particolare, nel corso del 2021 per la prima volta si sono qualificati anche impianti di accumulo, sia stand-alone che di piccola taglia abbinati ad impianti di fotovoltaico domestico. A seguito delle aste a dicembre 2021 risultavano assegnatari di capacità 17 diversi BSP, responsabili delle prestazioni dei servizi negoziati sul mercato dei servizi.

Da dati Terna si evidenzia che:

- Circa il **27%** della potenza abilitata è riconducibile a unità di produzione alimentate da fonte non programmabile (idroelettrico fluente)
- Nel periodo dicembre 2017 – aprile 2018 le UVAP hanno mediamente fornito il **76%** dei volumi negoziati sul MSD

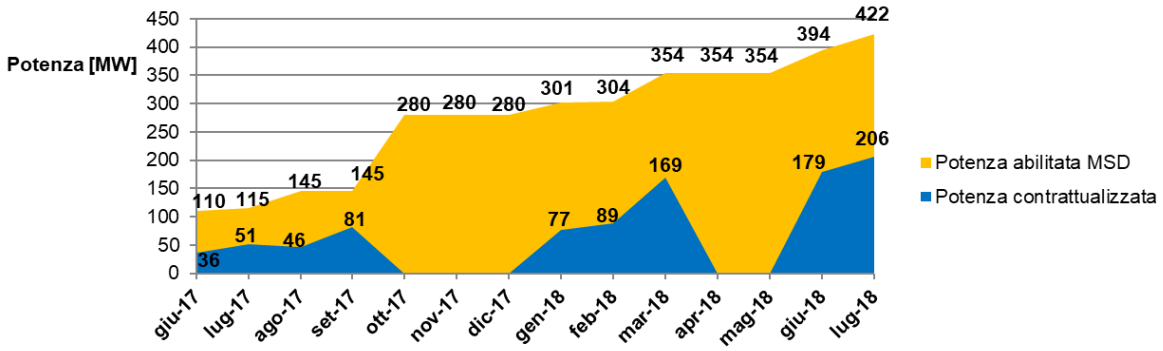


Figura 37 Andamento P UVAM (dati Terna)

I dati analizzati sono stati estratti da MSD, raggruppati per le UVAM nelle varie ore della giornata e poi analizzati nel complesso. Non vengono mostrati nel dettaglio in quanto la mole di dati è alta e non favorisce la lettura di tale documento. Come dato totale di volumi scambiati su MSD sono stati presi i dati pubblicati da terna nei report mensili .

Viene posta più attenzione all'ultimo periodo in quanto le condizioni sono le stesse nl periodo di ottobre, dando un grado di dettaglio più elevato.

8.2 Periodo COVID - Contesto

La crisi introdotta dalla pandemia COVID-19 nel 2020 ha portato ad una riduzione della domanda di energia elettrica, a fronte di un contributo costante delle FER, con conseguente riduzione degli impianti termici in servizio, come si vede dalle due grafici sottostanti.

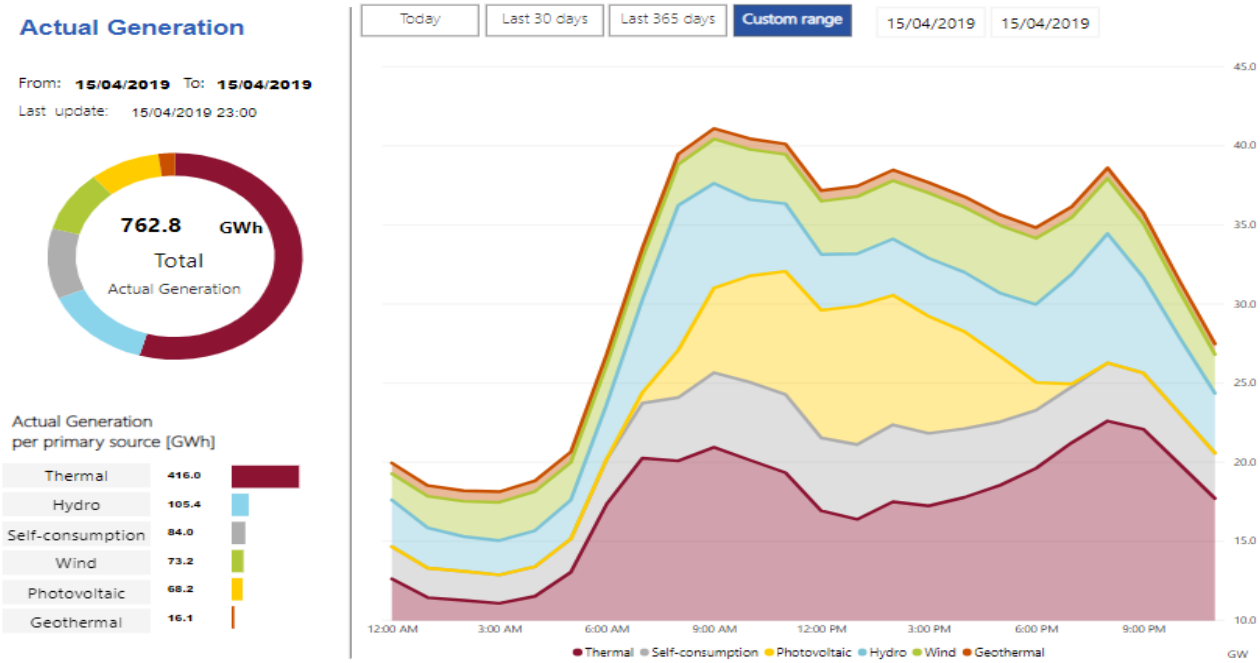


Figura 38 Produzione 15 aprile 2019 Fonte: Terna.it

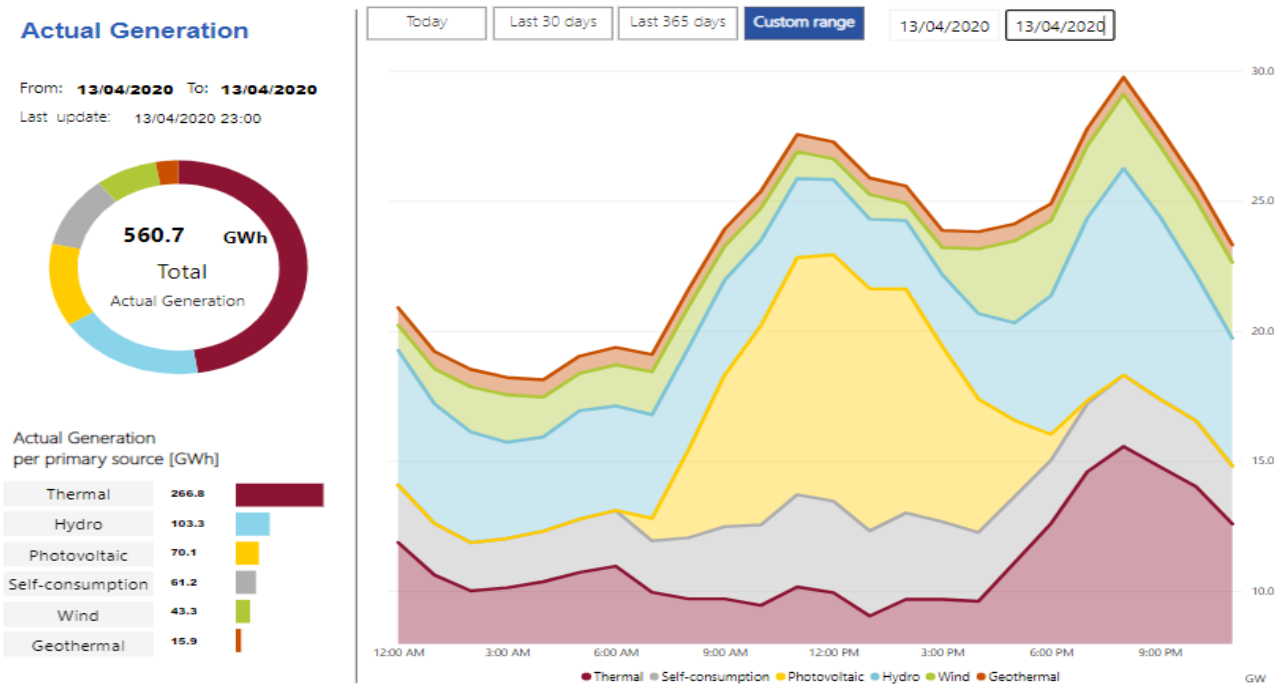


Figura 39 Produzione 13 aprile 2020 Fonte: Terna.it

Confrontando i due lunedì del mese di aprile del 2019 e del 2020 oltre alla differenza della potenza di picco (42 GW → 30 GW) la produzione termoelettrica si è ridotta di quasi la metà (416 GWh→267 GWh) a fronte di una quasi costante produzione elettrica da FER. Con l'aumento della quota di rinnovabili, la volatilità del sistema è aumentata e ha portato a un maggiore fabbisogno di MB, facendo aumentare la quantità accettate su MSD del 56%.

Nel mese di maggio 2020, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 43% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 51% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

L'incremento rispetto ad aprile deriva da un aumento dei volumi scambiati, mentre la riduzione rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una diminuzione del PUN medio passato da €50,7/MWh (maggio 2019) a €21,8/MWh (maggio 2020) [29]

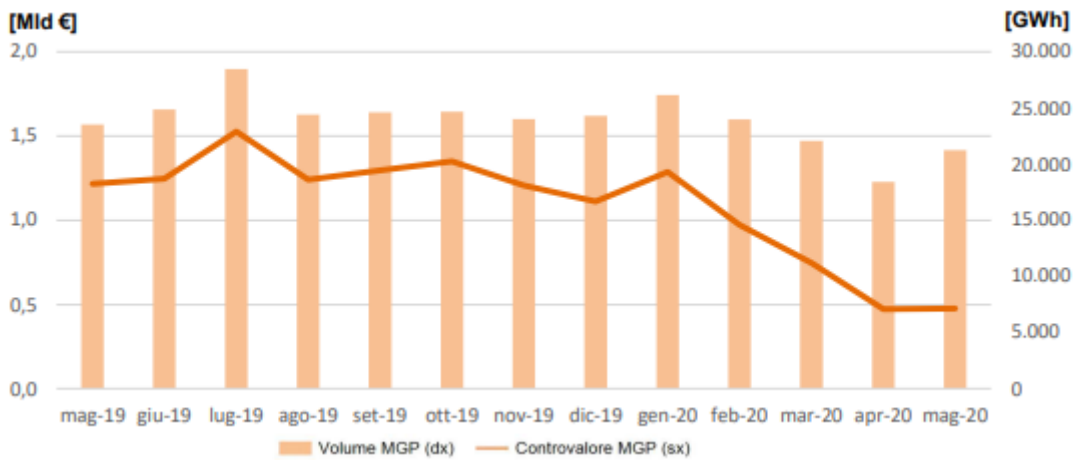


Figura 40 Andamento prezzo MGP maggio 19 – Maggio 20 [29]

I prezzi medi su MGP sono stati dettati dagli impianti termici rimanenti per rimanere in linea e sono scesi come evidenziato nella figura sottostante

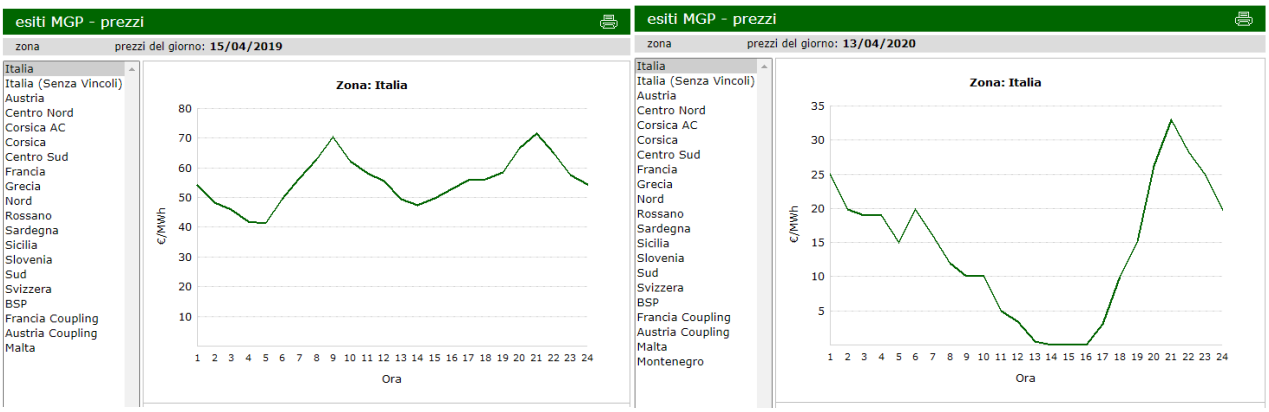


Figura 41 Esiti MGP aprile 2019 vs Aprile 2020 Fonte: mercatoelettrico.org

Per quanto riguarda le risorse su MSD durante il mese di maggio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €145,5/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 3% e rispetto a maggio 2019 del 1%. I volumi complessivi erano in riduzione rispetto al mese precedente (-6%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 5% e quelle a scendere del 7%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 37% e quelle a scendere del 75%.[29]

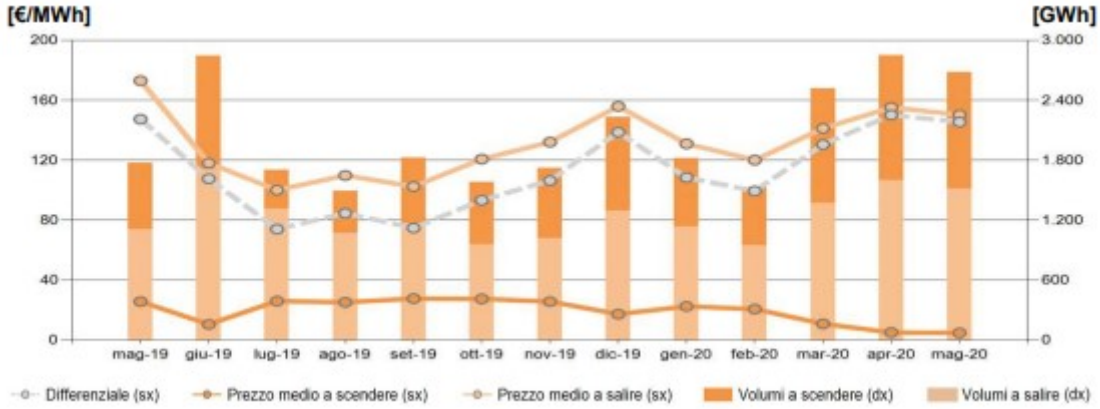


Figura 42 Prezzi e volumi MSD maggio 19 - maggio 20 [29]

Prezzo medio a salire a maggio 2020 pari a €150,2/MWh Prezzo medio a scendere a maggio 2020 pari a €4,8/MWh.

Durante il periodo Covid, in particolare nel mese di maggio 2020, a fronte di un volume scambiato in MSD di 2600 GWh [29], le UVAM hanno partecipato per 133,48 GWh, il 5% del volume totale, il 9,5% se si considera solo il volume a salire, per il quale c'era la quasi totalità delle offerte. Il dato può risultare basso, ma si devono tenere conto delle condizioni al contorno: le offerte in MSD in quel periodo erano decisamente più numerose del normale, caso dovuto al periodo particolare in

cui il prezzo MGP era sceso, con una riduzione da €50,7/MWh (maggio 2019) a €21,8/MWh (maggio 2020).

8.3 Periodo COVID - Dati

CALA = Calabria
CNORD = Centro Nord
CSUD = Centro Sud
NORD
SARD = Sardegna
SICI = Sicilia
SUD

Etichette di riga	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	Totale complessivo
mar	8024,4	17291,688	14045,843	81384,835	3873,801	3600,965	12505,906	140727,438
apr	7776	18170,308	13571,326	80440,996	4456,388	3509,872	12290,184	140215,074
mag	8016,024	18603,119	12881,4	74779,583	3909,097	3410,4	11880,595	133480,218
Totale complessivo	23816,424	54065,115	40498,569	236605,414	12239,286	10521,237	36676,685	414422,73

Figura 43 Dati UVAM Periodo Covid Marzo - Maggio 2020

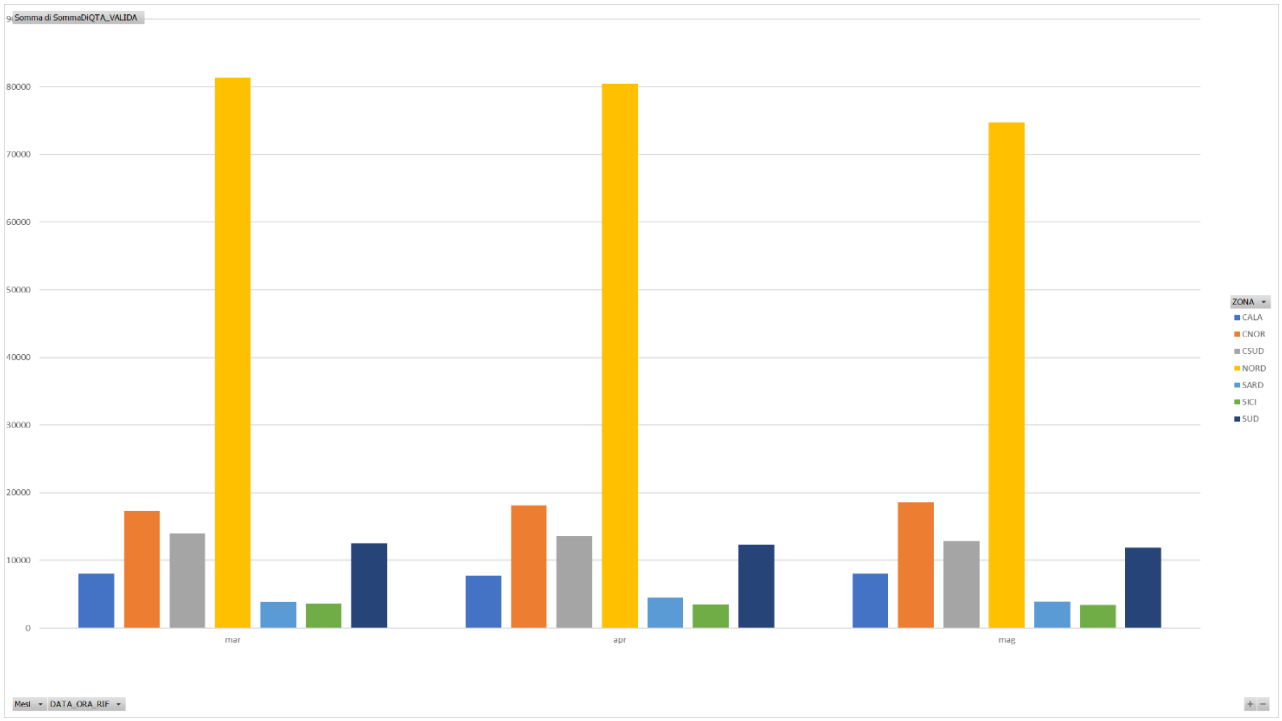


Figura 44 Energia scambiata dalle UVAM nei mesi di marzo aprile e maggio 2020

Come evidenzia la figura 37, le offerte su MGP delle UVAM sono concentrate prevalentemente al Nord Italia, cosa che ad oggi è cambiata, evidenziando una crescita delle UVAM al SUD.

Nonostante il periodo particolare come quello del COVID, le UVAM hanno dato un consistente contributo al sistema elettrico garantendo una disponibilità di volumi a salire e a scendere non indifferente.

8.4 Periodo estivo 2022 - Contesto

Il 24 febbraio del 2022 la federazione Russa invade militarmente lo stato dell'Ucraina riportando la guerra nel continente europeo dopo settant'anni. A fronte di ciò l'unione europea emise delle sanzioni economiche contro lo stato invasore, ponendo dazi sui prodotti importati.
L'elenco dei prodotti sottoposti a sanzioni comprende, tra l'altro:

- petrolio greggio e prodotti petroliferi raffinati, con limitate eccezioni (con eliminazione graduale nel corso di 6-8 mesi)
- carbone e altri combustibili fossili solidi (dato che i contratti esistenti prevedono un periodo di liquidazione, questa sanzione si applicherà a partire dall'agosto 2022)
- oro, compresi i gioielli
- prodotti siderurgici
- legno, cemento e alcuni fertilizzanti
- prodotti ittici e liquori (ad esempio caviale, vodka)

Dall'entrata in vigore di tali sanzioni il prezzo del metano è cresciuto costantemente come si può vedere dal grafico sottostante facendo registrare un +181,95% da inizio anno.

DATI MERCATO

Apertura	0,0371	Prezzo di riferimento	0,0362 - 02/09/22
Max oggi	0,0375	Max Anno	0,0417 - 23/08/22
Min oggi	0,037	Min Anno	0,0132 - 03/01/22
Prezzo asta di chiusura odierna		Performance 1 mese	+13,64%
Numero Contratti	54	Performance 6 mesi	+95,31%
Controvalore	413.984,802	Performance da inizio anno	+181,95%
Volume totale	11.132.913	Performance 1 anno	+118,02%

Legenda

Figura 45 Andamento prezzo Gas naturale Fonte: Borsaitaliana.it

Essendo il metano la principale fonte energetica italiana per la produzione elettrica (con la decarbonizzazione in corso, la maggioranza del parco produttivo termoelettrico italiano sono cicli combinati a gas) è inevitabile che il prezzo dell'energia si sia impennato come si vede dai dati ottenuti dal sito GME, nonostante il numero di operatori sia cresciuto negli anni.

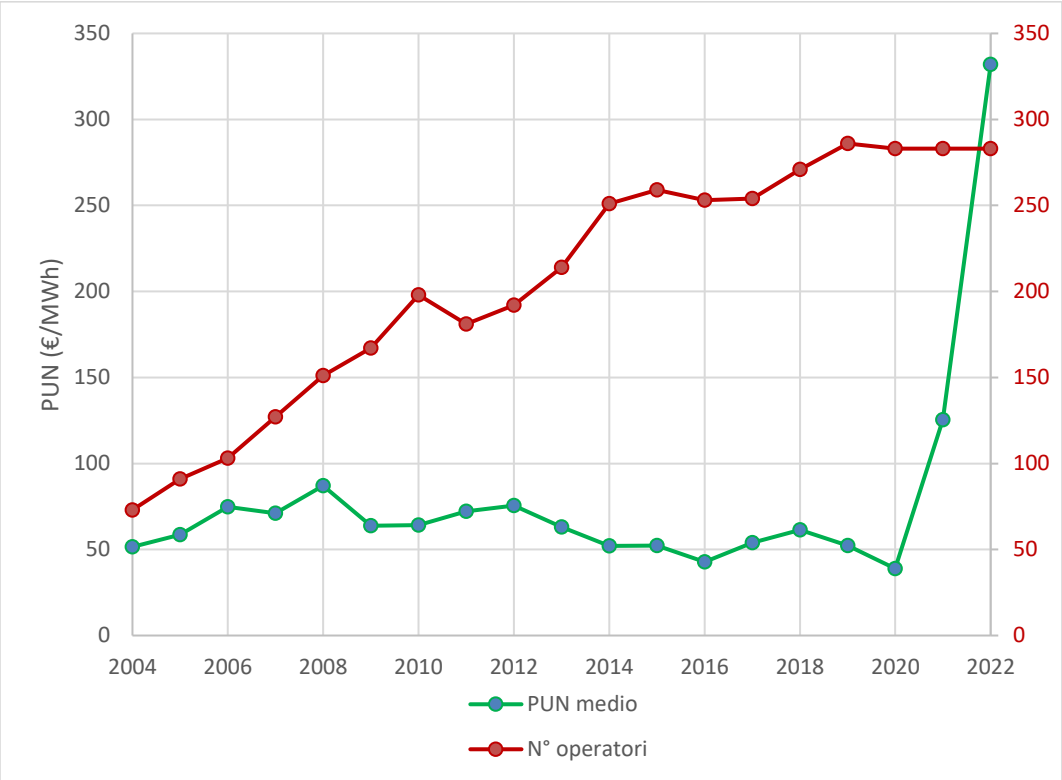


Figura 46 Andamento PUN dal 2004 al 2022 [GME]

Controvalore e volumi MGP

[Mld €] [GWh]

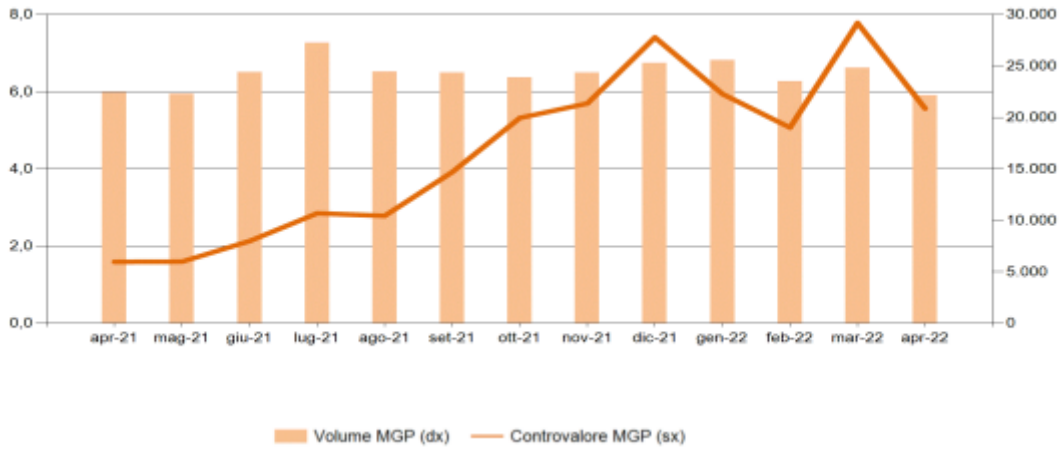


Figura 47 Andamento prezzo MGP aprile 21 - aprile 22 [30]

Contestualmente a questa impennata dei prezzi nel mercato MGP, nel mercato MSD si assiste a una riduzione dei volumi acquistati, rispetto al mese precedente (-24%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 43% e quelle a scendere sono diminuite del 5%; rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano ridotte del 81% e quelle a scendere risultano ridotte del 64%. Prezzo medio a salire ad aprile 2022 pari a 346 €/MWh Prezzo medio a scendere ad aprile 2022 pari a 179€/MWh [30]

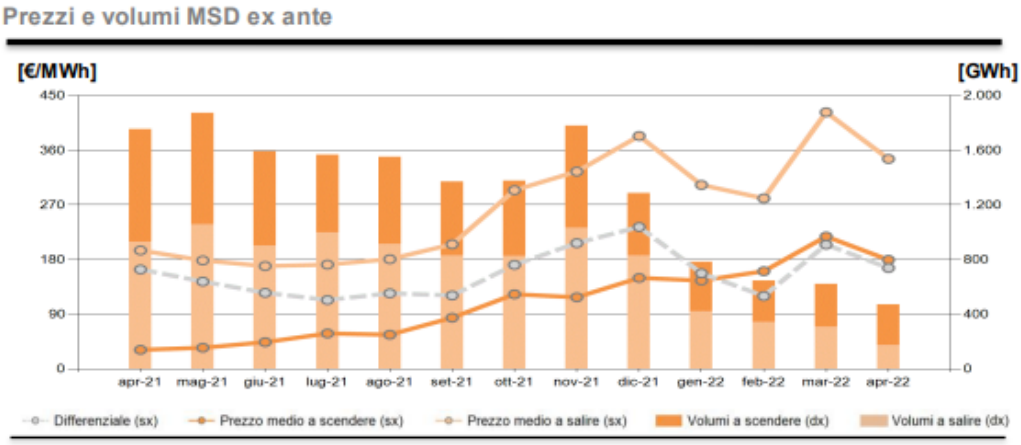


Figura 48 Prezzi e volumi MSD aprile 21 - aprile 22 [30]

in quanto i produttori hanno un ricavo maggiore nel MGP dove il PUN ha superato i 700 €/MWh nelle ore serali di alcuni giorni, mettendo in servizio gruppi termici che per codice di rete sono obbligati a presentare offerta su MSD.

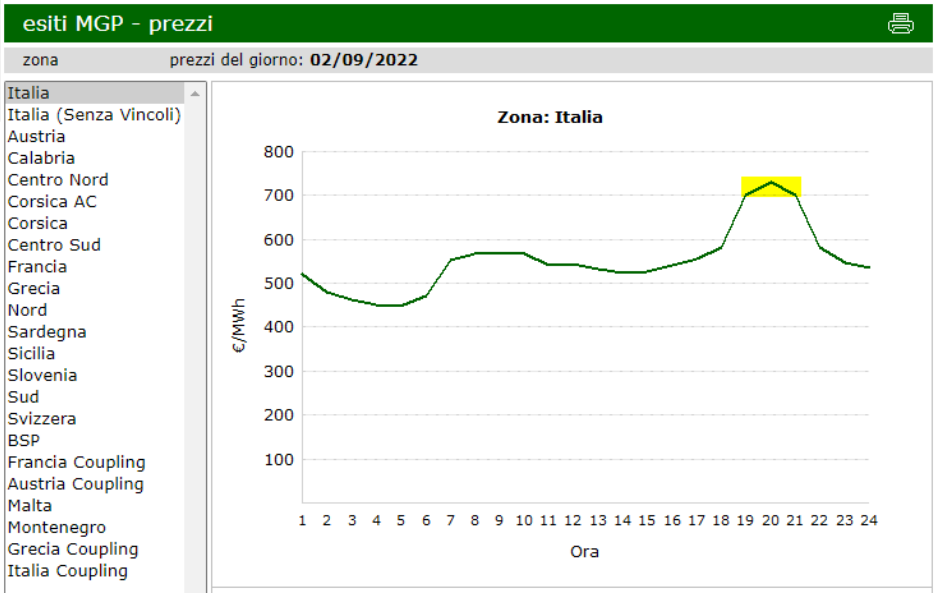


Figura 49 Superamento dei 700 €/MWh Fonte: mercatoelettrico.org

Questo scenario è nuovo in Italia, dove i prezzi dell'energia hanno raggiunto prezzi mai visti prima ed essendo molto alti, c'è scarsità di risorse per MSD, oltre ad evidenziare una dipendenza energetica nazionale da fonti estere.
In un contesto simile le UVAM danno la possibilità di mantenere stabile la rete; tuttavia, il prezzo MSD potrebbe crescere in quanto c'è poca offerta e una domanda pressoché costante (confrontando lo stesso mese con quello dell'anno precedente).

8.5 Periodo estivo 2022 – Dati

Si analizzano i dati di un periodo di trenta giorni: da agosto al 14 settembre dell'anno corrente.

Vengono riportati solo i dati del mese analizzato in quanto i periodi precedenti presentano valori simili, agglomerando i dati orari per giorno, sempre per non appesantire troppo la lettura.

	Somma di PMIN_RETE							Somma di PMAX_RETE						
Etichette di ri	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
14-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,858	-0,072	0	0	0,216	9,254	1,701	144,061	0,072	48,216	216,24
15-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,831	-0,072	0	0	0,216	10,842	66,135	575,564	0,072	48,216	408,228
16-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,831	-0,072	0	0	0,216	17,821	66,135	575,566	0,072	48,216	408,228
17-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,831	-0,072	0	0	0,216	15,836	66,135	577,065	0,072	48,216	408,228
18-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,831	-0,072	0	0	0,216	17,821	55,656	573,077	0,072	48,216	408,228
19-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,825	-0,072	0	0	0,216	18,233	55,656	579,071	0,072	48,216	408,228
20-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,852	-0,072	0	0	0,216	11,254	1,701	148,645	0,072	48,216	216,24
21-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,852	-0,072	0	0	0,216	11,751	1,701	151,647	0,072	48,216	216,24
22-ago	-0,072	-0,144	-0,216	-0,825	-0,072	0	0	0,216	90,418	58,65	578,971	0,072	48,216	368,548
23-ago	-0,072	-15,532	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	75,281	66,135	475,767	0,072	48,216	358,318
24-ago	-0,072	-7,655	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	55,299	66,135	590,728	0,072	48,216	348,252
25-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	20,221	55,656	590,8	0,072	48,216	247,41
26-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	20,221	55,656	590,8	0,072	48,216	252,102
27-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,846	-0,072	0	0	0,216	11,254	1,701	156,698	0,072	48,216	151,164
28-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,846	-0,072	0	0	0,216	13,242	1,701	158,499	0,072	48,216	215,496
29-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	18,233	55,656	588,808	0,072	48,216	251,01
30-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	18,233	47,662	584,418	0,072	48,216	347,004
31-ago	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	0	0,216	18,233	39,668	514,06	0,072	48,216	251,094
01-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,813	-0,072	0	-0,048	0,216	20,221	125,181	669,924	0,072	48,216	247,668
02-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,813	-0,072	0	-0,072	0,216	18,233	125,181	669,924	0,072	48,216	196,372
03-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,846	-0,072	0	-0,072	0,216	13,242	1,701	158,899	0,072	48,216	60,384
04-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,846	-0,072	0	-0,072	0,216	13,242	1,701	158,899	0,072	48,216	60,384
05-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,819	-0,072	0	-0,072	0,216	18,233	95,599	602,246	0,072	48,216	128,378
06-set	-0,144	-0,432	-0,432	-1,662	-0,144	0	-0,144	0,432	40,442	174,216	793	0,144	96,432	392,744
07-set	-0,144	-0,432	-0,432	-1,668	-0,144	0	-0,144	0,432	40,442	142,24	596,894	0,144	96,432	120,768
08-set	-0,144	-0,432	-0,432	-1,668	-0,144	0	-0,144	0,432	36,466	98,258	666,458	0,144	96,432	256,756
09-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,834	-0,072	0	-0,072	0,216	20,221	49,129	310,844	0,072	48,216	128,378
10-set	-0,072	-0,216	-0,216	-6,846	-0,072	0	-0,072	0,216	11,254	1,701	137,201	0,072	48,216	60,384
11-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,846	-0,072	0	-0,072	0,216	13,242	1,701	135,118	0,072	48,216	60,384
12-set	-0,072	-0,216	-0,216	-0,834	-0,072	0	-0,072	0,216	25,233	96,629	669,133	0,072	96,216	256,378
13-set		0	0	0		0	0		7	39,5	291,009		48	60
14-set		0	0	0		0	0		7	39,5	206,1		48	60

Figura 50 Contributi giornalieri UVAM per Zona AGO-SET 2022

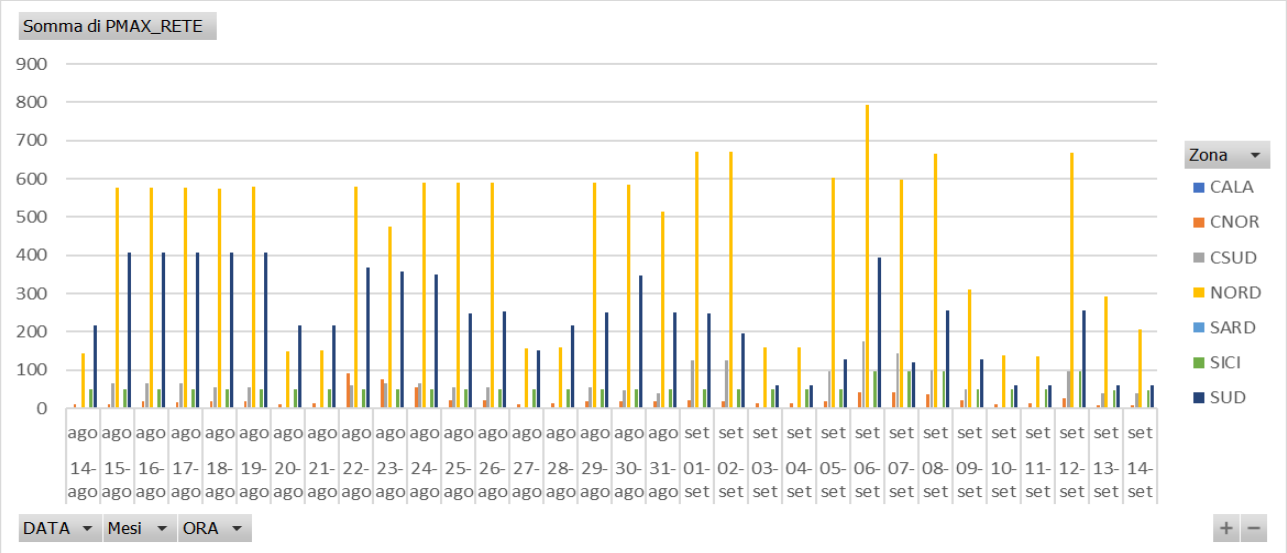


Figura 51 Suddivisione zonale offerte UVAM periodo AGO-SET 2022

Analizzando i dati per area geografica si vede una consistente presenza dell'area NORD e SUD con valori di picco di 769 MWh/h e 398MWh/h, in un periodo estivo dove tradizionalmente il carico elettrico scende per la chiusura estiva delle aziende. Questo scenario può essere visto come un periodo a basso carico o ad alta penetrazione delle FER. Valorizzando ulteriormente il contributo del progetto UVAM. In percentuale il progetto UVAM, a fronte di un volume di 17 GWh di volume a salire su MSD, ha partecipato per un 15,31%, dato consistente visto l'entità del progetto, in netta crescita rispetto al periodo covid; tuttavia, si ricorda che tale dato è ottenuto anche grazie all'incentivazione.

<u>Dati riferiti a periodo da 14 Agosto 2022 a 14 Settembre 2022</u>

	Q1_B	Q2_B	Q3_B	Q1_S	Q2_S	Q3_S
Totale [MWh/h]	36	29	11	23178	1567	1282
NORD	20	6	7	13536	94	589
CENTRO	10	23	4	2240	245	8
SUD	3	0	0	5664	1228	648
ISOLE	2	0	0	1737	0	0

Figura 52 Partecipazione UVAM [MWh/h]a gradini periodo fine estate 2022

Le offerte su MSD sono caratterizzate da tre gradini a salire e tre gradini a scendere con conseguente prezzo associato per ogni gradino. Dai dati emerge che le UVAM, nel periodo indicato, sono più propense ad offerte a salire piuttosto che quelle a scendere, aspetto che potrebbe essere interessante considerando la crescente presenza di impianti fotovoltaici, la quale produzione subisce forti oscillazioni in presenza di un cielo nuvoloso. Tale considerazione vale anche per la produzione eolica, soggetta a variazioni proporzionali al cubo del delta di velocità del vento.

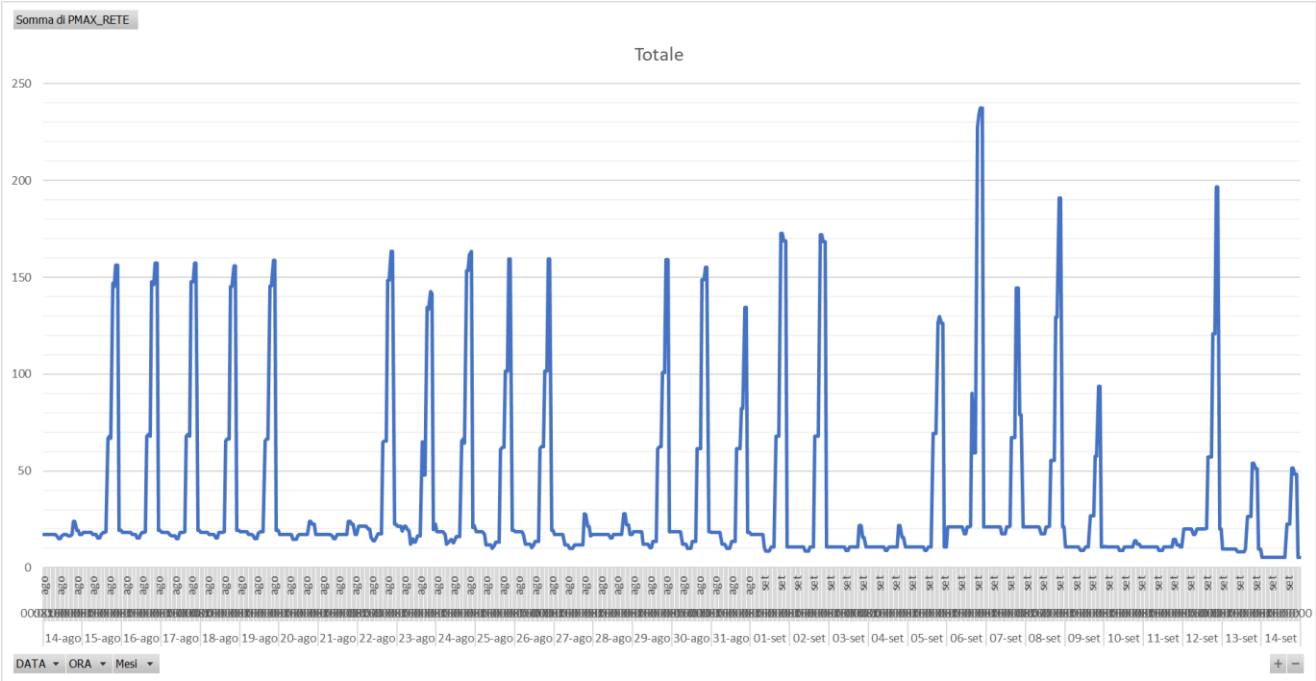
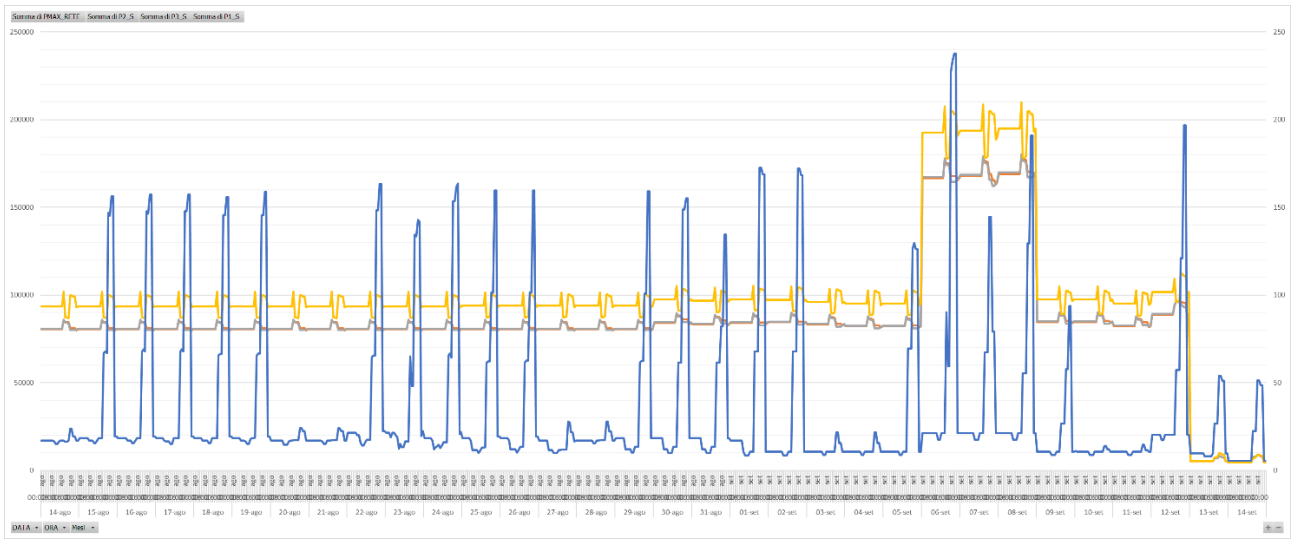


Figura 53 Grafico offerte a salire UVAM periodo AGO-SET 2022

Figura 54 Grafico offerte a scendere UVAM periodo AGO-SET 2022

Osservando la figura 39 e 40 si nota che, nel periodo considerato, le offerte a scendere sono quasi assenti se confrontate con quelle a salire, questo dipende dalle UVAM che hanno offerto e dalla loro composizione.

Nonostante questo, il risultato ottenuto è interessante, in quanto si ha un picco di offerte nelle ore serali della giornata, cosa che potrebbe aiutare il sistema a contrastare una rapida decrescita di produzione degli impianti fotovoltaici e una decrescita più moderata del carico elettrico serale.



Sovrapponendo alla curva delle potenze la curva dei prezzi dei vari gradini a salire si vede che il prezzo ha una leggera fluttuazione nel momento in cui l'UVAM da diponibilità di potenza a salire, inoltre, il primo gradino di offerta ha un valore leggermente più alto rispetto agli altri due. Nel complesso il prezzo rimane costante.

8.6 Penali

Per scoraggiare i BSP ad offrire, nel mercato MSD, senza avere l'effettiva capacità, sono state introdotte delle logiche di controllo nel portale di presentazione delle offerte che vanno a verificare tramite anagrafica interna la disponibilità dell'unità virtuale.
Oltre a questa implementazione, sono state inserite delle penali da attribuire alle varie UVAM nel caso non rispondano correttamente alla chiamata (es. se non iniziano la modulazione o non raggiungono la quantità offerta su MSD) o nel caso il test periodico non vada a buon fine.

Per motivi di privacy, nella seguente tabella, i nomi dei BSP sono stati oscurati

Anno 2021 mese Luglio

Mese	*BSP*	*ENERGIA DISPONIBILE(2) [MWh]*	*TOTALE IMPORTO CORRISPETTIVO FISSO REGOLATO [€]*	*TOTALE IMPORTO CORRISPETTIVO QTA ACCETTATE [€]*	*TOTALE PENALI MANCATO RISPETTO ORDINE DI DISPACCIAMENTO [€]*
7	BSP 1	1.488,62	-€ 18.567,89	-€ 1.096,80	€ 442,05
7	BSP 2	492,80	-€ 8.498,03	€ -	€ -
7	BSP 3	1.144,00	-€ 21.666,79	€ -	€ -
7	BSP 4	480,50	-€ 7.504,10	-€ 1.926,00	€ 1.459,76
7	BSP 5	117,60	-€ 1.781,70	€ -	€ -
7	BSP 6	682,76	-€ 9.989,34	€ -	€ -
7	BSP 7	318,00	-€ 5.971,58	€ -	€ -
7	BSP 26	12.100,00	-€ 145.073,79	€ -	€ -
7	BSP 8	285,00	-€ 4.911,95	€ -	€ -
7	BSP 9	784,87	-€ 13.519,62	€ -	€ -
7	BSP 10	3.613,51	-€ 41.125,39	-€ 12.862,40	€ 12.445,20
7	BSP 11	6.091,67	-€ 111.040,62	-€ 3.565,80	€ 3.211,10
7	BSP 12	86,94	-€ 1.832,23	€ -	€ -
7	BSP 13	10.721,13	-€ 164.136,40	-€ 10.954,20	€ 10.151,93
7	BSP 14	131,92	-€ 2.749,99	-€ 609,20	€ 560,00
7	BSP 15	16.497,84	-€ 302.581,58	-€ 27.783,02	€ 14.314,43
7	BSP 16	5.130,34	-€ 53.058,55	€ -	€ -
7	BSP 17	6.961,26	-€ 149.371,87	-€ 4.113,80	€ 2.267,43
7	BSP 18	3.535,10	-€ 42.822,35	-€ 1.697,00	€ 1.692,85
7	BSP 20	1.265,00	-€ 23.049,82	€ -	€ -
7	BSP 21	264,00	-€ 4.500,01	€ -	€ -
7	BSP 22	792,00	-€ 14.624,28	€ -	€ -
7	BSP 23	184,80	-€ 1.098,72	€ -	€ -
7	BSP 24	1.127,92	-€ 12.629,83	€ -	€ -
		74.297,58	**-1.162.106,41**	**-64.608,22**	**46.544,74**

Anno 2022 mese marzo

Mese	*BSP*	*ENERGIA DISPONIBILE(2) [MWh]*	*TOTALE IMPORTO CORRISPETTIVO FISSO REGOLATO [€]*	*TOTALE IMPORTO CORRISPETTIVO QTA ACCETTATE [€]*	*TOTALE PENALI MANCATO RISPETTO ORDINE DI DISPACCIAMENTO [€]*
3	BSP 1	0,00	€ -	€ -	€ -
3	BSP 2	122,84	-€ 1.851,40	-€ 3.213,40	€ 1.109,41
3	BSP 5	126,16	-€ 3.150,00	-€ 1.845,60	€ 767,25
3	BSP 6	92,00	-€ 2.416,66	-€ 1.547,20	€ 766,62
3	BSP 10	1.035,00	-€ 24.791,76	-€ 28.802,80	€ 40.078,40
3	BSP 11	3.138,74	-€ 61.022,70	-€ 37.171,40	€ 20.263,36
3	BSP 13	1.531,30	-€ 35.877,72	-€ 3.525,60	€ 3.733,88
3	BSP 15	4.422,50	-€ 68.974,91	-€ 231.085,10	€ 113.716,28
3	BSP 16	399,83	-€ 7.021,84	-€ 3.640,00	€ 57,60
3	BSP 19	16,00	€ -	€ -	€ -
3	BSP 17	3.447,05	-€ 74.277,95	-€ 15.430,00	€ 2.503,41
3	BSP 20	402,50	-€ 10.228,33	-€ 12.585,20	€ 1.544,13
3	BSP 25	474,80	-€ 8.590,49	€ -	€ -
3	BSP 24	564,21	-€ 3.930,26	-€ 15.438,40	€ 11.378,25
		15.772,92	**-302.134,02**	**-354.284,70**	**195.918,59**

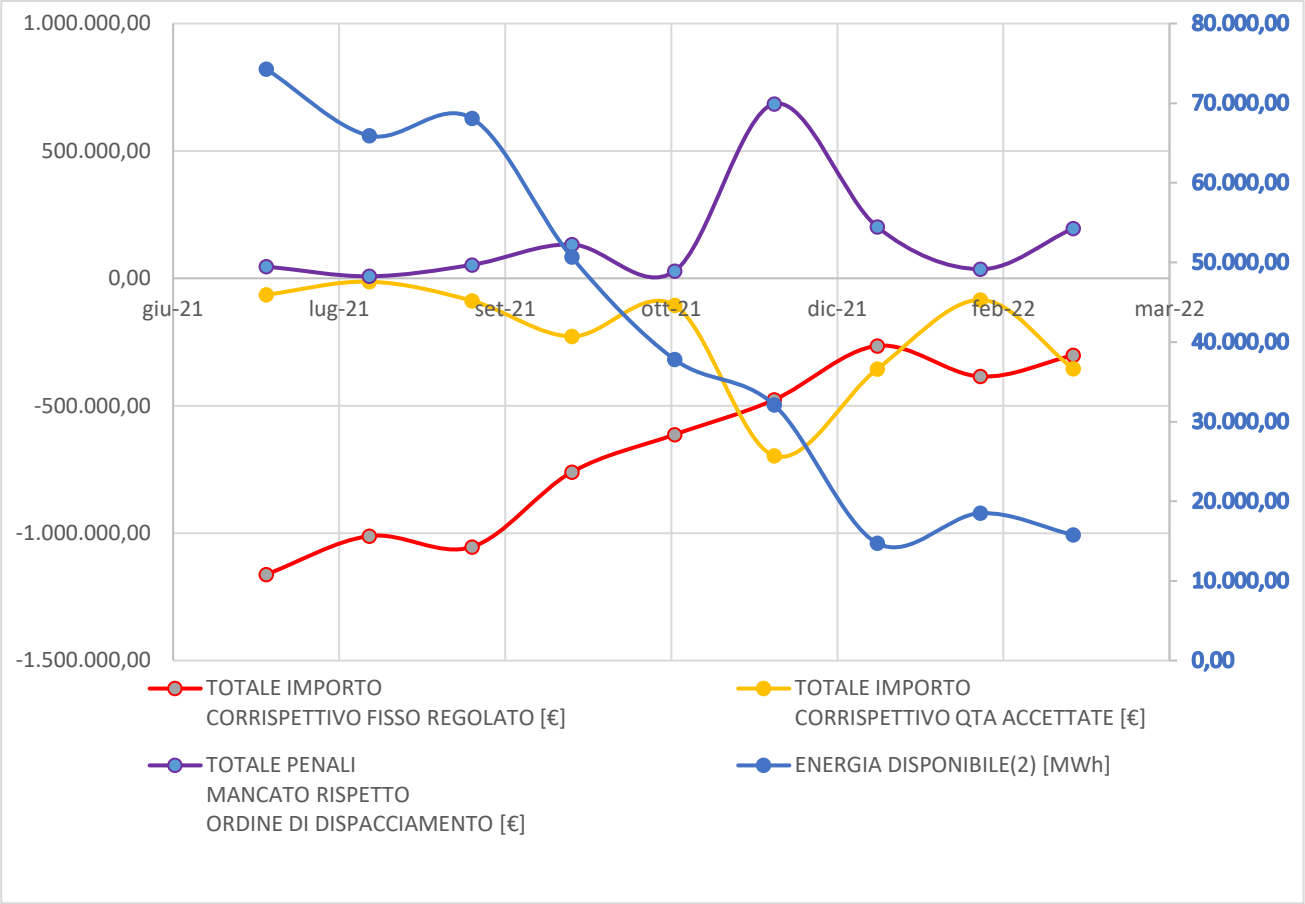


Figura 55 Grafico Corrispettivi - Penali

Considerando il periodo compreso tra luglio 2021 e Marzo 2022 si evidenziano due dati:

- Un calo dell'energia messa a disposizione dai BSP
- Conseguente riduzione dell'importo corrispettivo fisso (incentivazione) erogato da Terna
- Una tendenza crescente delle penali imposte per mancato rispetto di un ordine di dispacciamento.

Tali tendenze sono dovute principalmente all'incremento dei controlli a campione da parte di Terna sulle UVAM che hanno partecipato alle aste, aggiudicandosi quindi la remunerazione della rispettiva capacità. Tale comportamento ,da parte dei BSP, si sta riducendo notevolmente negli ultimi mesi, migliorando la qualità della risposta delle UVAM quando chiamate ad intervenire. Tali penali sono arrivate oltre i 500000 euro, scoraggiando i BSP a proporre offerte non realizzabili ed in alcuni revocando il contratto UVAM.

8.7 Problematiche emerse

A quattro anni dalla pubblicazione della delibera 300/2017 [31], e a fronte di successivi aggiustamenti al regolamento UVAM, può essere il caso di svolgere qualche considerazione sugli esiti del progetto finora osservabili.
Un'ovvia considerazione, di segno assolutamente positivo, è la risposta degli operatori di mercato al meccanismo di "approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento", in altre parole alle aste avviate da TERNA per una remunerazione "in capacità" delle UVAM. La potenza abilitata ha raggiunto, in tempi piuttosto rapidi, gli obiettivi previsti, assestandosi attorno ai 1.300 MW (una frazione niente affatto trascurabile del fabbisogno italiano tipico di riserva, che è di qualche migliaio di MW) a cura di una ventina di operatori. La remunerazione in capacità ha indubbiamente svolto un ruolo di rilievo nel rendere disponibile questo rilevante ammontare di risorse di flessibilità.
Diverso è lo scenario se si considera la quantità di attivazioni, ossia le modulazioni di potenza in immissione e in prelievo svolte dalle UVAM, in risposta agli ordini di dispacciamento impartiti da TERNA. Il numero di movimentazioni inferiore alle aspettative è dovuto principalmente ai prezzi generalmente offerti dagli operatori delle UVAM, molto spesso prossimi al limite massimo ammesso (400 €/MWh), non competitivo con il prezzo medio in MSD, fatta eccezione per periodi particolari (vedi periodo Covid).
Ciò rende la sperimentazione in atto, meno completa, in quanto si potrebbe avere una popolazione di dati molto più ricca, che permetterebbe di giudicare affidabilità, tempestività e accuratezza della risposta delle UVAM agli ordini di dispacciamento, con più oggettività.
Un passo nella giusta direzione è rappresentato dal nuovo Regolamento, approvato di recente con la Delibera 70/2021 [32], con l'introduzione di una sessione di aste serali con un CAP del prezzo ridotto a 200 €/MWh. Nei prossimi mesi sarà possibile osservare se, e in quale misura, la situazione si sarà evoluta.

9 Futuri sviluppi

Il progetto potrebbe estendersi notevolmente e raggiungere risultati ulteriormente competitivi se si riducesse la taglia dell'UVAM a 200 kW, garantendo nuovi ingressi in tale progetto. Tale modifica è stata richiesta ad ARERA da enti esterni [33]. Questo dimostra l'interesse non solo di Terna ma anche altri soggetti che intendono parteciparvi [34].
Riducendo la taglia dell'UVAM il progetto V2G [16] assumerebbe sempre più importanza così come la mobilità elettrica del futuro, che richiede però un'analisi sull'infrastruttura attuale. È probabile che questa modifica porti delle complicazioni tecniche sulla rete di distribuzione, in particolare nella rete MT, che dovrebbe essere ampliata e/o potenziata per far fronte a questa nuova modalità di funzionamento. Tale sviluppo richiede la cooperazione dei Distributori, che si sono dimostrati attenti alla tematica.
L'abilitazione e l'utilizzo da parte dei TSO di risorse flessibilità per soddisfare i propri fabbisogni di servizi assumerà progressivamente un ruolo strutturale su scala globale. Si stima che al 2050 il demand-response da settori industriale, terziario, residenziale e trasporti (essenzialmente per lo sviluppo di veicoli elettrici) in Europa possa arrivare a 150 GW [35], offrendo la possibilità di garantire la stabilità della rete.

10 Conclusioni

Questo lavoro è stato scritto sull'analisi del mercato elettrico, delle sue evoluzioni in termini di sicurezza e l'impatto del progetto UVAM di Terna, dal suo inizio nel 2017 fino ad oggi. È stato necessario introdurre la rete elettrica ed il suo funzionamento, con particolare focus sul mercato elettrico e le risorse da esso approvvigionate per la stabilità della rete e per la copertura del fabbisogno. Considerando gli scenari del consumo energetico, in particolare il consumo elettrico, tenendo conto dell'avanzamento tecnologico e conseguente evoluzione della produzione elettrica, si prospetta un parco produttivo con sempre maggior percentuale di FERNP che potrebbe raggiungere 80% nel 2050 (secondo scenari PNIEC). I bassi costi di produzione di questi nuovi impianti vanno ad erodere il mercato MGP dei produttori tradizionali riducendone la durata in servizio, con conseguente riduzione della potenza di corto circuito e della capacità di regolazione della frequenza-potenza. Le seguenti conclusioni restano valide se le regole del mercato non vengono cambiate, fatto che richiederebbe molto tempo e l'intesa tra i vari stati europei, argomento di cui si sta parando attualmente in Europa [36] [37], e tra stato e produttori.
Dal punto di vista del mercato si vede una riduzione delle offerte su MSD da parte dei produttori andandone ad alzare il prezzo, scenario visto concretamente durante il periodo Covid, dove il carico era molto basso (picco di assorbimento da 30 GW) e la produzione fa FER rimaneva costante andando ad escludere i gruppi termoelettrici tradizionali, come si è visto nei dati del giorno 15 Aprile 2020, portando il prezzo MGP a valori prossimi allo zero, mentre il prezzo MSD era sopra i valori normali. Dal punto di vista del produttore non era conveniente entrare su MGP, piuttosto offrire il minimo tecnico e offrire su MSD. Tale scenario è stato provvidenziale per testare il progetto UVAM in quanto le condizioni al contorno sono molto simili a ciò che viene predetto nello scenario PNIEC, dove ci si attende la quasi totalità di produzione rinnovabile.
Uno scenario con condizioni di mercato opposte è quello che si sta verificando in questi giorni, dove il prezzo MGP è ai massimi storici, causa le riduzioni di importazioni di gas dalla Russia, mentre il volume delle risorse approvvigionate in MSD è sceso sotto i valori tradizionali. In questo periodo i produttori non hanno interesse ad entrare in MSD; la tendenza è di offrire tutta la produzione disponibile su MGP. Ecco che in questo scenario si ha una scarsità di risorse su MSD, condizione favorevole alle UVAM.
Il progetto analizzato va a proporre un modello di regolazione diverso dal precedente (tradizionale), andando a sfruttare risorse, che non avrebbero i requisiti per partecipare al MSD, quali UP con potenza inferiore a 10MVA e/o carico civile/industriale, in maniera aggregata tale che il comportamento finale sia comparabile ad una UP abilitata.
Con la separazione del prezzo a salire dal prezzo a scendere, previsto nel regolamento UVAM, si permette un maggior contributo da parte di quest'ultime, in quanto, in base alla loro composizione, hanno la possibilità di fare un'offerta solo a salire, solo a scendere o entrambe incrementando il numero di offerte.
Sono state mosse critiche al progetto riguardo la remunerazione delle UVAM in quanto la loro composizione è differente ed il disagio creato chiamandole in servizio non è lo stesso se si tratta di carico o produzione, ma sono tutt'ora aperti dialoghi tra le varie parti per trovare un punto d'incontro; anche sulla tematica delle incentivazioni è stata richiesta una modifica, cosa valutata e modificata con la delibera 70/2021 [32]. L'argomento incentivazioni è tuttora in fase di valutazione e correzione in modo da ottenere i risultati sempre più vicini a quelli sperati.
Un altro risultato importante è il miglioramento dell'efficacia del progetto a fronte dell'introduzione dei test di verifica, cosa che se intensificata, portando, per esempio, da quattro a dieci il numero

massimo di test annui, porterebbe il BSP a un'attenta valutazione della quantità da offrire su MSD, per non cadere in penali o nella revoca dell'UVAM dal mercato in questione. In termini economici, nel solo periodo da Luglio 2021 a Marzo 2022, Terna è passata dal pagare un milione di euro a circa trecentomila euro, beneficio che ne trae soprattutto l'utente finale.
Essendo un progetto italiano, i risultati sono riferiti solo alla rete nazionale italiana, ma costituiscono un ottimo modello di analisi da estendere anche all'estero. Tali risultati fanno emergere nuove risorse in termini di flessibilità, facendo sperare in miglioramenti ulteriori con l'introduzione di unità virtuali di generazione o di consumo di dimensioni ancora più ridotte, oppure la loro aggregazione in altre UVAM.
Il progetto vedrà la sua conclusione con l'integrazione nel MSD, se i risultati saranno soddisfacenti e competitivi, portando ad una nuova iniezione di offerte, riducendo il costo degli oneri di dispacciamento. È necessario tenere in considerazione che i dati ottenuti in questi anni sono alterati dagli incentivi menzionati in precedenza. È logico supporre che, una volta terminata l'incentivazione da parte di Terna, la potenza delle UVAM possa ridursi rispetto ai 1000 MW contrattualizzati oggi. In un futuro tale cifra potrà tornare a crescere visto l'incremento costante delle FER, in particolare di tecnologie "accessorie" ad esse associate, quali sistemi di accumulo, l'incremento della mobilità ibrida plug-in ed elettrica e con conseguente aumento di disponibilità di sistemi di accumulo.
Tale progetto si integra molto bene, in linea teorica, con la produzione di idrogeno da elettrolisi; tuttavia, quest'ultima non è ancora sviluppata e quindi non ci sono dati riguardanti questa tecnologia.
In conclusione, il progetto presenta risultati tecnici positivi che fanno ben sperare per uno scenario sostenibile a forte penetrazione FER, aprendo la porta a nuove soluzioni in termini di flessibilità garantendo un incremento di sicurezza e stabilità della rete, cosa che potrebbe migliorare ulteriormente se ingrata con altre tecnologie emergenti quali l'inerzia sintetica o la diffusione di impianti domotici, andando a ridurre i costi che gravano sull'utente finale.

11 Collegamenti

https://www.borsaitaliana.it/borsa/etc-etn/scheda/GB00B15KY104.html?lang=it

https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-uvam

https://www.mercatoelettrico.org/it/

12 Indice immagini

Figura 1 Rete ENTSO-E
Figura 2 Rete elettrica AT/AAT italiana nei diversi livelli di tensione gestita da Terna
Figura 3 Rete elettrica schema funzionamento
Figura 4 Tabella riserve e negoziazione
Figura 5 Andamento temporale riserva primaria secondaria terziaria su evento
Figura 6 Evoluzione potenza elettrica installata [MW] in Italia (2000-2020)
Figura 7 Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte [2]
Figura 8 Previsione evoluzione rete elettrica al 2050 (Terna)
Figura 9 Andamento del valore e della quota percentuale FER sui consumi finali lordi di energia [2]
Figura 10 Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte [2]
Figura 11 Zone del mercato italiano e interconnessioni con estero
Figura 12 Grafico domanda e offerta
Figura 13 Diagramma di flusso Prezzo energia
Figura 14 Esiti MGP – PUN dal sito GSE 2022
Figura 15 Tabella cronologica MGP
Figura 16 Tabella cronologica MGP – MSD
Figura 17 Riserva oraria di un fine settimana
Figura 18 Riserva disponibile suddivisa per zone
Figura 19 Diagramma di flusso MSD
Figura 20 Diagramma di flusso algoritmo MSD
Figura 21 Tabella cronologica MGP – MSD - MB
Figura 22 Diagramma di flusso MB
Figura 23 Linea temporale ordine bilanciamento
Figura 24 Rampa di carico di una centrale turbogas
Figura 25 Previsione evoluzione flessibilità del sistema ACER [10]
Figura 26 Previsione volatilità prezzo ACER [10]
Figura 27 Evoluzione sistema elettrico - progetto UVAM
Figura 28 Requisiti tecnici UVAM
Figura 29 Suddivisione aste annuali/mensili per zona
Figura 30 Assegnazioni contratti a termine UVAM (anno 2019)
Figura 31 Punti di misura UVAM
Figura 32 Cronologia evoluzione di una UVAM
Figura 33 Selezione MSD – UVAM
Figura 34 Diagramma flussi comunicazione tra apparati – caso UVAC
Figura 35 Affidabilità UVAP periodo dicembre 2017 – aprile 2018 (Dati Terna)
Figura 36 Potenza abilitata e contrattualizzata a MSD (MW) [28]
Figura 37 Andamento P UVAM (dati Terna)
Figura 38 Produzione 15 aprile 2019 Fonte: Terna.it
Figura 39 Produzione 13 aprile 2020 Fonte: Terna.it

Figura 40 Andamento prezzo MGP maggio 19 – Maggio 20 [29]
Figura 41 Esiti MGP aprile 2019 vs Aprile 2020 Fonte: mercatoelettrico.org
Figura 42 Prezzi e volumi MSD maggio 19 - maggio 20 [29]
Figura 43 Dati UVAM Periodo Covid Marzo - Maggio 2020
Figura 44 Energia scambiata dalle UVAM nei mesi di marzo aprile e maggio 2020
Figura 45 Andamento prezzo Gas naturale Fonte: Borsaitaliana.it
Figura 46 Andamento PUN dal 2004 al 2022 [GME]
Figura 47 Andamento prezzo MGP aprile 21 - aprile 22 [30]
Figura 48 Prezzi e volumi MSD aprile 21 - aprile 22 [30]
Figura 49 Superamento dei 700 €/MWh Fonte: mercatoelettrico.org
Figura 50 Contributi giornalieri UVAM per Zona AGO-SET 2022
Figura 51 Suddivisione zonale offerte UVAM periodo AGO-SET 2022
Figura 52 Partecipazione UVAM [MWh/h]a gradini periodo fine estate 2022
Figura 53 Grafico offerte a salire UVAM periodo AGO-SET 2022
Figura 54 Grafico offerte a scendere UVAM periodo AGO-SET 2022
Figura 55 Grafico Corrispettivi - Penali

13 Acronimi

BSP Balance Service Provider
BRP Balancing Responsible Party
CACM *Capacity Allocation and Congestion Management*
FER Fonti Energetiche Rinnovabili
FERNP Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili
EM Energy Market
GD Generazione Distribuita
MB Mercato Bilanciamento
MGP Mercato Giorno Prima
MSD Mercato Servizi Dispacciamento
MT Media Tensione
OPF Optimal Power Flow
PNIEC Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
POD Point of delivery
PUN Prezzo Unico Nazionale
TSO Transmission System Operator
UP Unità di Produzione
UPA Unità di Produzione Abilitate
UVAC Unità Virtuale Aggregata Carico
UVAM Unità Virtuale Aggregata Mista
UVAP Unità Virtuale Aggregata Produzione

14 Bibliografia

[1] Terna s.p.a, “Partecipazione Alla Regolazione Di Frequenza e Frequenza-Potenza - allegato A15,” *Allegato A15*, 2008, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/0105/32.pdf

[2] Terna s.p.a, “Contesto ed evoluzione del sistema elettrico,” 2019, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Contesto ed evoluzione del Sistema Elettrico_8d75639fa148d01.pdf

[3] European Comission, *Primes 2007*. 2007. [Online]. Available: http://news.sohu.com/20110223/n279481256.shtml

[4] Confartigianato, “Crisi del gas , in Italia al 50 % nel mix di generazione elettrica , in Germania al 14 % e in Francia,” pp. 2020–2023, 2022, [Online]. Available: https://www.confartigianato.it/2022/06/studi-crisi-del-gas-in-italia-al-50-nel-mix-di-generazione-elettrica-in-germania-al-14-e-in-francia-al-6/

[5] Parlamento Europeo, “DIRETTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,” vol. 1993, no. 2, pp. 20–29, 1996, [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EN

[6] “Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.pdf.” 2003. [Online]. Available: https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2003_0387.htm

[7] Arera, “Decreto 111/06 Allegato A.” pp. 1–137, 2022. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/06/111-06allnew.pdf

[8] ENTSO-E, “Operation Handbook”, [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/consultation/081120_UCTE_OH_Consultation_Introduction.pdf

[9] Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare; Ministero delle Infrastrutture e e dei Trasporti, “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (National Energy and Climate Plan),” p. 294, 2019, [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/it_final_necp_main_en.pdf%0Ahttps://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030

[10] ACER, “ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design,” no. April, 2022, [Online]. Available: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf

[11] L. Franco, “Siccità, gli effetti sulla produzione di energia elettrica: nel bacino del Po impianti chiusi o limitati e mini-centrali a -90%. Gli altri casi, dalla Liguria alla Val d’Aosta,” *il fatto quotidiano*, 2022. [Online]. Available: https://www.ilfattoquotidiano.it/2022/06/23/siccita-gli-effetti-sulla-produzione-di-energia-elettrica-nel-bacino-del-po-impianti-chiusi-o-limitati-e-mini-centrali-a-90-gli-altri-casi-dalla-liguria-alla-val-daosta/6636913/

[12] F. Bignucolo and R. Caldon, “Stabilità del sistema elettrico in presenza di generazione a bassa inerzia: evoluzione e nuovi approcci,” no. January, 2018, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/324692894_Stabilita_del_sistema_elettrico_in_presenza_di_generazione_a_bassa_inerzia_evoluzione_e_nuovi_approcci

[13] European Comission, “Italian Implementation Plan,” 2020, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/italy_market_reform_plan.pdf

[14] Enel X, “UVAM, cosa sono e quali sono i vantaggi per i consumatori.pdf,” 2020. https://www.enelxstore.com/it/it/news-blog/vantaggi-unita-virtuali-abilitate-miste

[15] Consiglio dell’UE, “Fit for 55,” 2022. [Online]. Available: https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2022/06/29/fit-for-55-council-reaches-general-approaches-relating-to-emissions-reductions-and-removals-and-their-social-impacts/

[16] Terna S.p.a, “Inaugurato a Mirafiori Il Progetto Pilota Vehicle-To-Grid,” 2020, [Online]. Available: https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/Inaugurato-a-Mirafiori-il-progetto-pilota-Vehicle-to-Grid

[17] AEEGSI, “Delibera 583/2017/R/eel,” pp. 1–9, 2017, [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/17/583-17.pdf

[18] ARERA, “Delibera 422/2018/R/EEL,” vol. 102, pp. 1–12, 2018, [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/18/422-18.pdf

[19] European Commisison, “REGOLAMENTO (UE) 2017/ 2195 DELLA COMMISSIONE - orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico.,” vol. 2017, no. 3, pp. 6–53, 2017, [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN

[20] S. G. P. Girotto and S. Repubblica, “Posizione Confindustria sulle Unità Virtuali Abilitate Miste - UVAM,” 2019, [Online]. Available: https://www.confindustria.it/wcm/connect/a367c57c-1041-49bd-8ced-0db853bc0544/Tavolo+UVAM+Commissione+Senato.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-a367c57c-1041-49bd-8ced-0db853bc0544-mC1Vg5ov

[21] Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, “Delibera 574/2014/R/EEL,” vol. 2006, pp. 1–26, 2014, [Online]. Available: https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/574-14.pdf

[22] Terna s.p.a, “Regolamento MSD - UVAM,” 2021, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1071/84.PDF

[23] “art. 1329 Codice Civile.” [Online]. Available: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaArticolo?art.progressivo=0&art.idArticolo=1329&art.versione=1&art.codiceRedazionale=042U0262&art.dataPubblicazioneGazzetta=1942-04-04&art.idGruppo=165&art.idSottoArticolo1=10&art.idSottoArticolo=1

[24] Terna s.p.a, “APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DI RISORSE DI DISPACCIAMENTO PER I SOGGETTI TITOLARI DI UNITÀ VIRTUALI ABILITATE MISTE (UVAM) AL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO,” pp. 1–23, 2021, [Online]. Available:

https://download.terna.it/terna/Procedura per approvvigionamento a termine UVAM_Del70 2021_8d8da9a288e0079.pdf

[25] Terna s.p.a, “Regole Per Il Dispacciamento,” pp. 1–137, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Capitolo 4_8d7d19fd2b6b1c4.pdf

[26] Terna s.p.a, “Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD,” 2018.

[27] Terna s.p.a, “PROCEDURA PER LA SELEZIONE DELLE RISORSE PER IL MERCATO DI BILANCIAMENTO,” 2010, [Online]. Available: https://www.terna.it/DesktopModules/AdactoBackend/API/directdownload/get?file=0000/0108/58.pdf&popUp=true

[28] L. Marchisio and F. Genoese, “Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse,” pp. 1–13, 2018, [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1224/89.PDF

[29] Terna, “Rapporto mensile sul sistema elettrico - Maggio 2020,” vol. 32, no. N. 1, 2020, 2020, doi: 10.30682/ildia2001.

[30] Terna, “Rapporto mensile sul sitema elettrico - Aprile 2022,” *Terna*, 2022.

[31] AEEGSI, “Delibera 300/2017/R/eel,” vol. 2004, pp. 1–22, 2017, [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/17/300-17.pdf

[32] ARERA, “Delibera 70/2021/R/EEL,” *20*, pp. 1–15, 2021, [Online]. Available: www.arera.it

[33] Arera, “Delibera 201/2021/R/EEL,” 2020, [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/20/201-20.pdf

[34] ANIE, “Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al MSD, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia vehicle to grid,” 2020.

[35] Terna s.p.a, “Articolo lightbox UVAM.pdf.” [Online]. Available: https://lightbox.terna.it/it/progetti-pilota-UVAM

[36] Rinnovabili.it, “Commissione Ue al lavoro su riforma del mercato elettrico e misure d’emergenza.” 2022. [Online]. Available: https://www.rinnovabili.it/energia/politiche-energetiche/riforma-del-mercato-elettrico-commissione-ue/

[37] F. S. e N. J. K. Alessandro Follis, “Mercato dell’energia elettrica, anche la Commissione Ue riconosce la necessità di una riforma.” 2022. [Online]. Available: https://euractiv.it/section/energia/news/mercato-dellenergia-elettrica-anche-la-commissione-ue-riconosce-la-necessita-di-una-riforma/