

Allegato A

**RAPPORTO SUGLI ESITI
DEL MERCATO ELETTRICO DEL GIORNO PRIMA NEL BIENNIO 2023-2024**

30 giugno 2025

Executive Summary

Con la deliberazione 401/2024/R/eel dell'8 ottobre 2024, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva per valutare gli esiti dei mercati elettrici nazionali ad asta con consegna a breve termine, nel periodo 2023-2024.

Il presente Rapporto illustra le analisi svolte e i risultati conseguiti nella valutazione degli esiti del mercato del giorno prima (MGP), evidenziando anche alcune esigenze informative strutturali dell'attività di monitoraggio dell'Autorità che sono emerse nel corso dell'indagine.

Al fine di contestualizzare l'approccio metodologico adottato, il Rapporto premette un breve inquadramento economico-normativo sulle principali caratteristiche che informano sia il funzionamento di MGP sia la sua trasparenza e monitorabilità.

Segue l'analisi della struttura ed evoluzione del parco elettrico nel biennio 2023-2024 che conferma la costante trasformazione del mix di generazione nazionale e la tendenza ad un progressivo sempre maggiore ruolo delle fonti rinnovabili, analogamente a quanto succede in altri paesi membri dell'Unione europea. Tale processo di progressivo investimento nelle nuove tecnologie richiederà, tuttavia, ancora tempo per manifestare appieno i suoi effetti sui prezzi di MGP.

Dal momento che l'indagine conoscitiva nasce dall'esigenza di monitorare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nonché di rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011, come modificato dal regolamento (UE) 1106/2024 (c.d. regolamento REMIT), l'approccio adottato è stato quello di analizzare il funzionamento di MGP sotto il profilo degli impatti delle strategie di offerta degli operatori sui prezzi di mercato.

Il Rapporto analizza, quindi, la "performance" di MGP partendo dal presupposto che, in un mercato perfettamente concorrenziale, l'informazione sintetica veicolata attraverso i prezzi del MWh ivi negoziato debba riflettere i fondamentali economici nell'orizzonte temporale rappresentato dall'anticipo con cui l'asta si svolge rispetto alla consegna (ossia al tempo reale). Ciò significa che, avendo adottato a livello nazionale la modalità di offerta per ogni singola unità (*unit-bidding*), il parametro di costo di riferimento per la valutazione dei fondamentali di mercato è rappresentato dal costo marginale di breve termine di ogni singola unità di produzione, declinato in base alle diverse tecnologie produttive.

Per le tecnologie termiche, il costo marginale di breve termine è basato sul costo del combustibile (a cui occorre aggiungere altri eventuali costi variabili e/o costi-opportunità); per quelle idroelettriche modulabili (come le aste idroelettriche, le unità a bacino e a serbatoio) e per i pompaggi, il riferimento di costo più corretto è il costo-opportunità dell'acqua accumulata, cioè il costo derivante dalla mancata opportunità di utilizzare l'acqua per produrre energia elettrica in un momento futuro. Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, come quelle eoliche, solari fotovoltaiche e idrico-fluenti, dovrebbero, invece, massimizzare la propria produzione offrendo tutta la produzione prudenzialmente attesa per il giorno successivo ad un prezzo nullo.

L'indagine si è focalizzata sulle tecnologie rispetto alle quali è stato possibile calcolare, sia pure con alcune ipotesi semplificatrici, ancorché prudenziali, il costo marginale di breve termine, ovvero: la tecnologia termica a ciclo combinato, quella eolica e quella solare. Sono state escluse, quindi, dalle

analisi sia quelle tecnologie, pur rilevanti, rispetto alle quali l’Autorità non dispone ancora di una base informativa completa (e.g. le unità idroelettriche modulabili) sia quelle tecnologie le cui caratteristiche tecnico-operative non sono catturate in modo puntuale nel sistema Gaudì di Terna (e.g. le unità idrico-fluenti in quanto spesso collegate funzionalmente ad altre unità idroelettriche modulabili). In ottica di semplificazione, non sono stati considerati nemmeno i sottotipi di tecnologia termica a gas “a ciclo aperto” (turbogas o motore a combustione interna), stante l’impatto ancora limitato di queste tecnologie, nel biennio analizzato, e/o l’assenza di un sottotipo tecnologico specifico per la loro individuazione.

L’indagine ha confermato come la tecnologia termica a ciclo combinato abbia giocato un ruolo preponderante nella definizione del prezzo zonale in esito a MGP, essendo risultata al margine in una percentuale pari al 68% delle ore nel 2023 e al 71% nel 2024. Confrontando i prezzi che si sono formati in MGP in ogni ora del 2023 e del 2024 con il costo marginale di breve termine di ogni tecnologia nazionale (fra le tre di cui sopra) che si è trovata “al margine” nella medesima ora, è emerso, tuttavia, come il prezzo non sia risultato coerente con il corrispondente costo marginale in un numero anche significativo di ore, in particolare per la tecnologia termica a ciclo combinato.

Si è ricercata la causa delle suddette incoerenze, indagando possibili condotte di trattenimento economico di capacità. Nelle linee-guida REMIT di ACER, le condotte di trattenimento economico di capacità sono definite come azioni finalizzate ad offrire la capacità disponibile a prezzi maggiori o uguali al prezzo di mercato e che non riflettono il costo marginale di tale capacità, determinando la mancata accettazione delle relative offerte.

Per la tecnologia termica a ciclo combinato, nelle ipotesi semplificatrici adottate nell’analisi (in particolare con riferimento al calcolo del costo marginale di breve termine), sono state riscontrate condotte di trattenimento economico di capacità per le quali si è valutato l’impatto sul prezzo di mercato attraverso analisi di tipo controfattuale ovvero analisi di *what-if*. Più precisamente, gli esiti di mercato relativi al biennio 2023-2024 sono stati simulati sostituendo, ai prezzi effettivamente offerti dagli operatori per le unità a ciclo combinato, i costi marginali di breve termine della tecnologia a ciclo combinato. Confrontando i prezzi effettivi con i prezzi simulati, sono emerse differenze medie di prezzo dell’ordine di 17-22 €/MWh nel 2023 e 15-24 €/MWh nel 2024, in funzione delle ipotesi adottate nel calcolo del costo marginale e della zona di offerta analizzata. Considerando tutte le ore annuali (quindi includendo anche le ore in cui non si sono riscontrati impatti sui prezzi), le differenze medie di prezzo si collocano nell’intervallo 5-10 €/MWh nel 2023 e 4-12 €/MWh nel 2024, in funzione delle ipotesi adottate nel calcolo del costo marginale e della zona di offerta analizzata.

Per le tecnologie eolica e solare, l’utilizzo di una fonte primaria (vento, irraggiamento solare) caratterizzata da un grado (anche elevato) di aleatorietà, comporta necessariamente una diversa logica di offerta rispetto alle tecnologie termiche. Come sopra rammentato, un operatore dovrebbe offrire la produzione prudenzialmente attesa per il giorno successivo (e non la capacità disponibile dell’impianto) ad un prezzo nullo. Nelle more del completamento dell’acquisizione di dati previsionali per il biennio 2023-2024 in relazione alle produzioni eolica e solare, si è ipotizzato, in prima approssimazione, che quanto complessivamente offerto corrisponda alla produzione attesa e che, quindi, quantità offerte ad un prezzo maggiore di zero e non accettate siano indice di trattenimento economico di capacità. Non è escluso che solo una parte di questa quantità rappresenti un effettivo trattenimento economico di capacità ai sensi del regolamento REMIT (la quantità minore o uguale alla produzione attesa) mentre il resto si potrebbe qualificare come una “vendita allo scoperto” in potenziale violazione dei principi di diligenza, prudenza e previdenza della condotta di programmazione, oltre che in eventuale violazione degli obblighi di bilanciamento.

Sulla base dell'ipotesi sopra ricordata, sono state riscontrate condotte di trattenimento economico di capacità anche per queste tecnologie. Pertanto, sono state eseguite opportune analisi di *what-if*, simulando, congiuntamente per tutti gli impianti di entrambe le tecnologie, l'impatto di offerte presentate a prezzo nullo. Confrontando i prezzi effettivi con i prezzi simulati, sono emerse differenze medie di prezzo dell'ordine di 5-9 €/MWh nel 2023 e 1-2 €/MWh nel 2024, in funzione della zona di offerta analizzata. Considerando tutte le ore annuali (quindi includendo anche le ore in cui non si sono riscontrati impatti sui prezzi), le differenze medie di prezzo si collocano nell'intervallo 4-7 €/MWh nel 2023, in funzione della zona di offerta analizzata, e sono pari a circa 1 €/MWh nel 2024, in tutte le zone di offerta.

I risultati sopra riportati, se letti in ottica REMIT, evidenziano non solo la presenza di probabili condotte di trattenimento economico di capacità ma anche l'effetto che queste condotte possono aver determinato sul prezzo di mercato, portandolo ad un livello "apparentemente" artificioso.

La natura generale e conoscitiva dell'indagine, che ha richiesto come si è visto l'adozione di ipotesi semplificatrici, non consente tuttavia di attribuire automaticamente alle suddette condotte una connotazione abusiva sotto il profilo REMIT. Infatti, per poter considerare "effettivamente" artificioso il livello dei prezzi, è necessario, da una parte, affinare caso per caso le scelte semplificatrici, ancorché prudenziali (adottate nella costruzione del parametro di costo per la tecnologia "termico-combinato" e nella stima della produzione attesa per le tecnologie "eolica" e "solare") e, dall'altra, accertare l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte evidenziate dall'indagine conoscitiva, come previsto dallo stesso regolamento REMIT.

Infine, considerando più in generale l'attività di monitoraggio svolta dall'Autorità, l'indagine ha fatto emergere l'esigenza di disporre di ulteriori informazioni, anche per il tramite della collaborazione di Terna, al fine di una più completa e tempestiva valutazione dei comportamenti di offerta. Rileva, in particolare, la disponibilità di informazioni dettagliate in merito a:

- i consumi quartodorari di gas naturale da parte delle unità termoelettriche;
- gli apporti naturali per gli impianti idroelettrici modulabili;
- i parametri tecnici che caratterizzano le unità di stoccaggio come i pompaggi;
- i collegamenti funzionali dal lato della fonte tra unità di produzione idroelettriche.

È altresì fondamentale che il sistema Gaudì rifletta sempre le effettive caratteristiche tecnico-operative delle diverse unità di produzione e stoccaggio dell'energia elettrica.

Sommario

1. FINALITÀ DELL'INDAGINE CONOSCITIVA EX DELIBERAZIONE 401/2024/R/EEL	6
2. STRUTTURA ED EVOLUZIONE DEL PARCO ELETTRICO NEL BIENNIO 2023-2024.....	11
3. ANALISI DELLE UNITÀ PRODUTTIVE E DEI PREZZI AL MARGINE	15
3.1. Premessa.....	15
3.2. Analisi delle unità di produzione “al margine”.....	16
3.3. Analisi del <i>markup</i> “al margine”	30
3.4. Risultati, in sintesi, dell’analisi delle unità e dei prezzi al margine.....	38
4. ANALISI DEL TRATTENIMENTO ECONOMICO DI CAPACITÀ PRODUTTIVA ...	41
4.1. Premessa.....	41
4.2. Analisi del trattenimento economico di capacità (prezzo offerto superiore al prezzo zonale).....	42
4.3. Risultati, in sintesi, dell’analisi del trattenimento economico di capacità (prezzo offerto maggiore del prezzo zonale)	56
4.4. Analisi del trattenimento economico di capacità al margine (prezzo offerto uguale al prezzo zonale)	58
4.5. Appendice: Analisi degli scostamenti tra prezzi offerti, prezzi zonali e strike price.....	59
5. ANALISI DI <i>WHAT-IF</i>.....	63
5.1. Premessa.....	63
5.2. Simulazione della condotta <i>price-taking</i> per le UPR CCGT	63
5.3. Simulazione della condotta <i>price-taking</i> per le UPR eoliche e solari.....	68
5.4. Risultati in sintesi dell’analisi di <i>what-if</i>	73
6. OSSERVAZIONI FINALI.....	74
6.1. Sintesi dei risultati di tutte le analisi svolte.....	74
6.2. Valutazione degli esiti di MGP nel biennio 2023-2024.....	76
6.3. Esigenze informative emerse nelle attività di monitoraggio.....	78

1. FINALITÀ DELL'INDAGINE CONOSCITIVA EX DELIBERAZIONE 401/2024/R/EEL

Con la deliberazione 401/2024/R/eel dell'8 ottobre 2024, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva per valutare gli esiti dei mercati elettrici nazionali ad asta con consegna a breve termine, nel periodo 2023-2024, attribuendo la responsabilità dello svolgimento della stessa al Responsabile della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia.

I mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine comprendono: il mercato del giorno prima, le sessioni ad asta del mercato infragiornaliero, le sessioni ad asta dei mercati dell'energia di bilanciamento¹ e dei mercati di ridispacciamento². Questi mercati svolgono un ruolo importante per il funzionamento del sistema elettrico nazionale, in quanto, a differenza dei mercati in negoziazione continua, concentrano la liquidità in momenti cardine della programmazione delle unità di generazione e/o di accumulo dispacciabili dal TSO, tenendo conto dei differenti tempi di piena attivazione delle differenti tecnologie in differenti stati di esercizio, e pertanto formano dei prezzi di equilibrio più rappresentativi e affidabili.

Al fine del buon funzionamento di questi mercati, è necessario che l'informazione sintetica veicolata attraverso i prezzi di equilibrio del MWh rifletta i fondamentali economici nell'orizzonte temporale rappresentato dall'anticipo con cui l'asta si svolge rispetto alla consegna (ossia al tempo reale).

Tale considerazione è alla base delle misure introdotte dal regolamento (UE) 1227/2011, come modificato dal regolamento (UE) 1106/2024 (c.d. regolamento REMIT).

L'indagine conoscitiva nasce dall'esigenza di monitorare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nonché di rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi del suddetto regolamento.

L'indagine, si poneva altresì l'obiettivo di individuare, sulla base della valutazione degli esiti dei mercati elettrici sopra ricordati, le possibili linee di intervento in termini di ulteriori misure di carattere regolatorio e/o di *enforcement*, nonché se del caso segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza.

Il presente rapporto è dedicato alla descrizione delle analisi svolte con riferimento al mercato elettrico del giorno prima (MGP) nel biennio 2023-2024.

L'approccio dell'indagine è stato quello di analizzare il funzionamento di MGP sotto il profilo degli impatti delle strategie di offerta degli operatori sui prezzi di mercato. Considerato l'obiettivo generale dell'analisi si ritiene, tuttavia, utile evidenziare alcuni elementi di inquadramento generale sotto il profilo economico-normativo in relazione al principio (o regola) del prezzo uniforme che è una delle caratteristiche salienti di questo mercato e, più in generale, di tutti i mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine (cfr. Box 1 per un approfondimento su questo tema).

In prima battuta, si è cercato di misurare l'aderenza dei prezzi zionali formati in MGP ai costi marginali di breve termine sottostanti, laddove possibile stimarli, fornendo un primo set di indicatori idonei a valutare gli esiti del mercato.

Successivamente, avendo riscontrato alcune incoerenze tra prezzi e costi marginali di breve termine, si è indagato in merito a possibili condotte di trattenimento economico di capacità, seguendo le

¹ Ossia: la piattaforma TERRE per la negoziazione di energia di bilanciamento da RR; la piattaforma PICASSO per la negoziazione di energia di bilanciamento da aFRR; la parte del mercato di bilanciamento nazionale gestita dal modulo OPF (Optimal Power Flow).

² Eminentemente le sottofasi di MSD ex ante.

indicazioni della vigente REMIT Guidance di ACER (versione 18 dicembre 2024) e fornendo un secondo set di indicatori (comprensivo del primo ma più ampio).

Infine, è stata simulata la strategia di offerta di operatori *price-taker* (ossia ipotizzando che tutte le unità di produzione oggetto dell'indagine si comportino come in un mercato perfettamente concorrenziale, formulando offerte allineate ai propri costi marginali di breve termine) per poi confrontare gli esiti delle simulazioni con gli esiti storici di MGP (analisi di *what-if*); in questo modo si è misurato il potenziale impatto sui prezzi di mercato delle condotte di trattenimento economico di capacità precedentemente individuate.

Il rapporto, pertanto, risulta così articolato:

- il Capitolo 2 descrive la struttura del mix tecnologico del parco elettrico nazionale e la sua evoluzione nel biennio 2023-2024;
- nel Capitolo 3, si è misurato, laddove possibile, il grado di aderenza dei prezzi zonali formatisi in MGP ai costi marginali di breve termine sottostanti;
- nel Capitolo 4, si è indagato in merito a possibili fenomeni di trattenimento economico di capacità produttiva;
- il Capitolo 5 descrive le analisi di *what-if* che sono state svolte e i risultati conseguiti;
- il Capitolo 6 sintetizza le conclusioni di tutte le analisi descritte nei capitoli precedenti, esprimendo una valutazione degli esiti di mercato sotto il profilo REMIT e suggerendo alcuni interventi per migliorare le attività di monitoraggio dei mercati.

Tutti i grafici e le tavole del presente rapporto sono elaborazioni dell'Autorità su dati di fonte della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) e della società Terna S.p.A. (Terna), fatto salvo quanto diversamente indicato.

Box 1. Uniform pricing, unit bidding, trasparenza e monitorabilità del mercato

Il principio del prezzo uniforme (*uniform pricing o marginal pricing o pay-as-cleared* come viene alternativamente chiamato) è la regola cardine del mercato del giorno prima europeo (il c.d. *Single Day-Ahead Coupling - SDAC*).

In primo luogo, occorre ricordare che questo principio è sancito in tutti e tre i regolamenti (UE) che disciplinano il mercato elettrico europeo (ovvero il NER³, il CACM⁴ e l'EGBL⁵) e che il singolo Stato membro non ha facoltà di derogarvi unilateralmente, essendo tale principio sancito da norme inderogabili, come nel caso del mercato del giorno prima, o da norme derogabili solo con il consenso unanime degli Stati membri aderenti⁶, come nel caso dei mercati dell'energia di bilanciamento (ossia le piattaforme MARI e PICASSO).

In secondo luogo, si evidenzia che il disegno del mercato elettrico europeo plasmato dalle norme dei tre regolamenti sopra citati nonché, da ultimo, della direttiva (UE) 944/2019⁷ poggia sull'assunto implicito che il bene scambiato nel mercato del giorno prima europeo sia (o sia assimilabile ad) una *commodity* ovvero ad un *asset*⁸ "A" che ha un'unità di misura standard "u", tale che, a seconda del luogo e del momento, ogni operatore di mercato (venditore e/o acquirente) consideri tutte le singole unità "u" di "A" fisicamente scambiabili come *perfettamente sostituibili* fra loro, ossia di *identico valore economico*⁹. In altri termini, la legge del prezzo unico deriva immediatamente dalla definizione di *commodity*¹⁰.

In terzo luogo, il principio del prezzo uniforme, in opportuna combinazione con altri principi "complementari", può apportare importanti benefici, specialmente in termini di trasparenza e monitorabilità del mercato elettrico. Infatti, come evidenziato in letteratura, nei mercati ad asta con prezzi uniformi gli scostamenti prolungati dalle offerte a costo marginale sono relativamente facili da individuare¹¹.

Per quanto concerne l'impatto delle fonti primarie sui prezzi del mercato del giorno prima, occorre ricordare che l'accoppiamento (*coupling*) fra il prezzo del gas naturale e il prezzo dell'energia elettrica ha la sua radice nell'opportunità di arbitraggio tra i medesimi, in funzione della convenienza o meno ad usare il gas per produrre l'energia elettrica, nonché nella rigidità della domanda di energia elettrica e della capacità di produzione di energia elettrica nel breve termine. Una tecnologia di generazione di tipo termico a gas naturale è una tecnologia che converte l'energia chimica del gas naturale (prima in energia termica poi in energia meccanica e infine) in energia elettrica. Tale conversione ha un rendimento che oscilla fra il 40% e il 60% in funzione del sottotipo di tecnologia

³ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Nickname: New Electricity Regulation. Acronym: NER).

⁴ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (Nickname: Capacity Allocation and Congestion Management Guideline. Acronym: CACM).

⁵ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Nickname: Electricity Balancing Guideline. Acronym: EBGL).

⁶ O meglio di tutte le NRA e tutti i TSO.

⁷ Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity.

⁸ Un *asset* è qualsiasi cosa che abbia un valore durevole, ovvero qualsiasi cosa che funga da riserva di valore. Una *commodity* è un *asset* poiché è tipicamente una risorsa fungibile, immagazzinabile e conservabile.

⁹ La *commodity* per antonomasia scambiata nel mercato del giorno prima europeo è l'energia elettrica misurata in *MWh*, nella *Bidding Zone j* e nella *Market Time Unit i*.

¹⁰ La regola (o legge) del prezzo unico, fondamento stesso del principio del prezzo uniforme, fu descritta per la prima volta da *William Stanley Jevons* nel suo trattato del 1871 "*The Theory of Political Economy*".

¹¹ Watkiss, Jeffrey Dan; Baldick, Ross; Tabors, Richard D. (2023): Time to Double Down on Uniform Pricing in U.S. Energy Markets. In *Yale Journal on Regulation Bulletin* 41.

(turbogas a ciclo aperto, motore a combustione interna, turbogas a ciclo combinato) e del fattore di carico. Se il rapporto fra il prezzo unitario del gas naturale (convertito nell'unità di misura dell'energia elettrica) e il prezzo unitario dell'energia elettrica è inferiore al 40%, allora conviene acquistare gas per convertirlo in energia elettrica con tutti i sottotipi di tecnologia iniziando dai più efficienti sino a esaurimento della rispettiva capacità installata. In tal caso, la domanda di energia elettrica esercita indirettamente una pressione al rialzo sul prezzo del gas naturale in misura tanto maggiore quanto maggiore è la capacità installata di tipo termico a gas naturale. Se invece il rapporto è superiore al 60%, allora conviene destinare il gas ad altri usi e produrre energia elettrica tramite altre tecnologie di generazione alimentate da altre fonti primarie. Poiché però nel breve termine la domanda di energia elettrica e la capacità installata di ogni tecnologia/fonte è rigida, la sostituibilità fra le differenti tecnologie/fonti è realizzabile solo nelle ore di basso carico. Nelle ore di alto carico, invece, prevale inevitabilmente la complementarità fra le differenti tecnologie/fonti nell'assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico: il che implica che il ricorso al gas è inevitabile e che il prezzo del gas naturale, per quanto alto, si scaricherà inesorabilmente sul prezzo dell'energia elettrica. Non c'è quindi nulla di illogico né di sorprendente se questi due prezzi si muovono in sincrono (esclusivamente) nelle ore (o nei quarti d'ora) in cui la tecnologia al margine è un sottotipo di tecnologia termica a gas naturale.

L'unica differenza (sinora) cruciale fra l'energia elettrica e le altre *commodities* energetiche, come il gas naturale e il petrolio, è che la prima può essere stoccata in misura alquanto limitata rispetto alle seconde. Questa realtà tecnologico-economica è però in rapido mutamento: il raggiungimento dello stadio commerciale e la progressiva diffusione di molteplici nuove tecnologie di stoccaggio (diretto o indiretto) dell'energia elettrica modificheranno radicalmente il mix tecnologico del sistema elettrico nel prossimo futuro. Ciò dovrebbe mitigare la volatilità del prezzo dell'energia elettrica che, di norma, è maggiore della volatilità dei prezzi delle altre *commodities* energetiche proprio per la sensibile differenza in termini di capacità di stoccaggio.

A legislazione vigente, infine, la scelta dello *unit bidding* (offerte per singola unità fisica di produzione/consumo) in combinazione con la scelta di attribuire ai sottotipi di tecnologia termica a gas naturale la facoltà di rappresentare i loro costi evitabili non convessi e i loro vincoli dinamici tramite i *Complex Block Orders*¹² (*Linked Block Orders* ed *Exclusive Group of Block Orders*) e/o gli *Scalable Complex Orders*¹³ (con *Minimum Income Condition* e *Load Gradient Condition*) e con l'applicazione "inderogabile" del principio del prezzo uniforme, rappresenterebbe invero la migliore soluzione in termini di trasparenza e monitorabilità del mercato del giorno prima nazionale¹⁴. Si ricorda che la prima scelta (*unit bidding*) rientra nella facoltà dei singoli TSO ed è stata implementata nel disegno nazionale ab origine mentre la seconda (poiché attiene ai prodotti opzionali dello SDAC, ossia ai *Complex Block Orders* e agli *Scalable Complex Orders*) è una proposta che richiede l'accordo della maggioranza qualificata dei NEMO. Nel periodo coperto da questa indagine, nel mercato del giorno prima nazionale non erano ammessi neppure i *Simple Block Orders*¹⁵ (pur essendo fra i prodotti obbligatori). Dal 2025, invece, sono stati ammessi i *Simple Block Orders* ma non i *Complex Block Orders* e/o gli *Scalable Complex Orders*. L'introduzione di questi due prodotti opzionali

¹² Un *Complex Block Order* è un *Simple Block Order* con caratteristiche aggiuntive.

¹³ Uno *Scalable Complex Order* è costituito di N insiemi di *MTU (sub-)orders*. Un *MTU order* è un *curve order* relativo ad una MTU. Un *curve order* è una curva di offerta/domanda lineare a tratti (oppure a gradini) relativa ad una MTU.

¹⁴ Herrero I, Rodilla P, Batlle C. Evolving bidding formats and pricing schemes in USA and Europe day-ahead electricity markets. *Energies*. 2020;13(19):5020.

¹⁵ Un *Simple Block Order* è costituito da un limite di prezzo fisso (prezzo minimo/massimo per un blocco di vendita/acquisto), da un MAR (*Minimum Acceptance Ratio*) e da una quantità (fissa o profilata) relativi a più di un MTU.

(esclusivamente per specifici sottotipi di tecnologie) massimizzerebbe la trasparenza e la monitorabilità del mercato del giorno prima nazionale¹⁶.

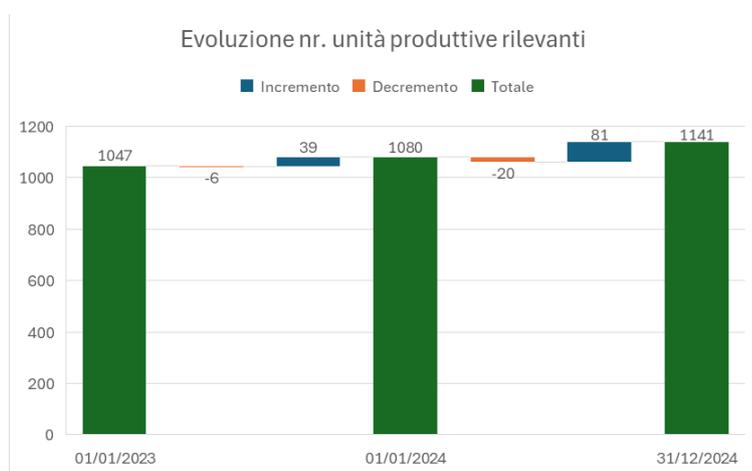
¹⁶ Si ricorda che, in presenza di costi evitabili non convessi, si instaura un trade-off fra il principio di efficienza (massimizzazione del surplus netto estratto dagli scambi), da un lato, e i principi del prezzo uniforme e della sufficienza dei ricavi (per la copertura dei costi evitabili), dall'altro. La scelta europea è stata quella di prediligere il principio del prezzo uniforme (vietando che gli *MTU orders in-the-money* possano essere paradossalmente rigettati) e della sufficienza dei ricavi (vietando che i *Simple Block Orders* possano essere paradossalmente accettati), sacrificando un poco il principio di efficienza.

2. STRUTTURA ED EVOLUZIONE DEL PARCO ELETTRICO NEL BIENNIO 2023-2024

Dal momento che l'analisi delle unità al margine si focalizzerà sulle offerte di vendita delle unità di produzione rilevanti (UPR) nazionali - le uniche che è possibile classificare univocamente anche rispetto alla tipologia e alla sottotipologia tecnologica (di produzione o di stoccaggio) - è utile premettere alcune informazioni sulla struttura del parco nazionale di UPR nel periodo oggetto d'indagine.

Come si evince dal Grafico 1, nel biennio 2023-2024, sulla base dei dati forniti da Terna, entrano in esercizio complessivamente 120 nuove unità di produzione rilevanti (UPR) e ne escono 26. Dei 120 nuovi ingressi, ben 94 interessano le zone di offerta Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Graf. 1 – Evoluzione del numero di UPR tra gli anni 2023 e 2024



Zone	Entry 2023	Entry 2024
CALA		2
CNOR		2
CSUD	9	32
NORD	6	18
SARD	6	7
SICI	11	10
SUD	7	10
Italia	39	81

L'incremento netto della capacità è pari a 3.937 MW.

Nella Tavola 1 si riporta la disaggregazione del parco nazionale di UPR per tipologia e sottotipologia tecnologica, sia in termini di numerosità delle UPR sia in termini di capacità delle UPR, utilizzando la tassonomia e classificazione del sistema Gaudi di Terna.

Tav. 1 – Ripartizione UPR per tecnologia a inizio e fine periodo

TIPOLOGIA	SOTTO_TIPOLOGIA	Nr.		MW	
		01/01/2023	31/12/2024	01/01/2023	31/12/2024
ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	1	19	9	951
EOLICO	EOLICO	377	410	10.599	11.632
GEOTERMICO	GEOTERMICO	33	33	869	869
IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	21	22	3.645	3.743
	BACINO	63	63	2.015	2.015
	FLUENTE	158	156	3.692	3.572
	SERBATOIO	52	50	2.529	2.509
POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	4	4	1.057	1.057
	PURO	6	6	3.955	3.955
	SERBATOIO	11	11	2.793	2.777
SOLARE	SOLARE	52	102	1.302	3.047
TERMICO	COMBINATO	128	126	40.509	40.828
	MISTO	22	25	816	1.957
	RINNOVABILE PROGRAMMABILE	30	30	836	838
	RIPOTENZIATO	2	2	248	248
	TRADIZIONALE	58	56	7.630	6.721
	TURBOGAS	29	26	2.540	2.261
TOTALE		1.047	1.141	85.044	88.980

Nella Tavola 2, la capacità del parco nazionale di UPR, oltre che per tipologia e sottotipologia tecnologica, è disaggregata anche per zona di offerta al 31 dicembre 2024.

Tav. 2 – Ripartizione capacità UPR per tecnologia e zona di offerta (31 dicembre 2024) - % MW

TIPOLOGIA	SOTTO_TIPOLOGIA	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	0%	2%	18%	74%	5%	1%	0%
EOLICO	EOLICO	10%	1%	20%	1%	10%	20%	39%
GEOTERMICO	GEOTERMICO	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	17%	1%	11%	69%	1%	1%	0%
	BACINO	2%	8%	24%	64%	0%	0%	1%
	FLUENTE	2%	3%	12%	80%	2%	2%	0%
	SERBATOIO	0%	5%	2%	83%	4%	0%	6%
POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%
	PURO	0%	0%	25%	62%	0%	13%	0%
	SERBATOIO	0%	0%	26%	62%	9%	3%	0%
SOLARE	SOLARE	1%	1%	40%	12%	17%	15%	13%
TERMICO	COMBINATO	8%	3%	15%	54%	2%	7%	11%
	MISTO	0%	3%	18%	65%	4%	4%	6%
	RINNOVABILE PROGRAMMABILE	19%	5%	24%	37%	2%	0%	13%
	RIPOTENZIATO	0%	0%	93%	7%	0%	0%	0%
	TRADIZIONALE	0%	2%	30%	7%	16%	13%	32%
	TURBOGAS	10%	17%	19%	6%	7%	31%	11%
TOTALE		6%	4%	18%	44%	5%	9%	14%

Nelle due tavole successive è rappresentato il mix tecnologico (tipo e sottotipo) dei primi 10 operatori¹⁷ per capacità del loro parco di UPR. Complessivamente, questi primi 10 operatori detengono il 79% della capacità del parco nazionale di UPR.

La Tav. 3 evidenzia per ciascuno dei primi 10 operatori la sua quota del parco nazionale di UPR e la sua quota di ciascuna tecnologia inclusa nel parco nazionale di UPR.

Tav. 3 – Quota dei primi 10 operatori sulla capacità (totale e per tecnologia) del parco nazionale di UPR - % MW UPR (31 dicembre 2024)

TIPOLOGIA	SOTTO_TIPOLOGIA	Enel Produzione	A2A	Edison	Eni	EP Produzione	Sorgenia	Iren Energia	Axpo Italia	Tirreno Power	DXT Commodities	Tot. 10 OP.
ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	94,1%	0,0%	0,0%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,7%
EOLICO	EOLICO	12,0%	2,2%	10,9%	6,7%	0,0%	2,6%	0,4%	2,0%	0,0%	9,0%	45,9%
GEOTERMICO	GEOTERMICO	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	33,9%	46,1%	4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,6%
	BACINO	64,4%	0,7%	5,2%	0,0%	0,0%	0,0%	3,4%	0,0%	0,9%	0,0%	74,7%
	FLUENTE	41,9%	5,1%	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,8%	0,6%	55,6%
	SERBATOIO	57,9%	0,4%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	6,6%	0,0%	0,0%	0,0%	66,1%
POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	0,0%	0,0%	30,9%	0,0%	0,0%	0,0%	14,2%	0,0%	0,0%	0,0%	45,1%
	PURO	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	SERBATOIO	94,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	95,8%
SOLARE	SOLARE	7,0%	5,7%	23,4%	1,8%	0,0%	0,8%	4,5%	8,1%	0,0%	20,3%	71,5%
TERMICO	COMBINATO	11,9%	13,8%	14,6%	11,6%	9,5%	7,8%	5,8%	6,4%	5,8%	0,2%	87,3%
	MISTO	15,1%	4,9%	0,0%	11,3%	40,4%	0,0%	6,7%	0,0%	0,0%	0,8%	79,2%
	RINNOVABILE PROGRAMMABILE	0,0%	28,8%	0,0%	0,0%	9,1%	7,1%	1,2%	12,4%	0,0%	8,6%	67,2%
	RIPOTENZIATO	92,6%	0,0%	7,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	TRADIZIONALE	62,8%	15,2%	0,5%	2,0%	7,9%	0,2%	0,4%	0,0%	0,0%	0,4%	89,4%
	TURBOGAS	57,0%	0,0%	0,0%	2,4%	9,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	68,8%
PRIMI 10 OPERATORI		29,6%	10,5%	9,9%	6,7%	6,2%	4,0%	3,6%	3,6%	2,7%	2,1%	79,0%

Nota: i dati riportati sotto “A2A” includono le UP rilevanti delle società A2A S.p.A. e A2A Energiefuture S.p.A.; i dati riportati sotto “ENI” includono le UP rilevanti delle società Eni S.p.A., Enipower S.p.A. e Eniplenitude S.p.A.

La Tav. 4, invece, illustra il mix tecnologico del parco di UPR di ciascuno dei primi 10 operatori.

¹⁷ Nel presente rapporto, per “operatore” si intende l’“utente del dispacciamento” ovvero, in base alla terminologia del Regolamento elettrico 943/2019, il *Balance Responsible Party* (BRP). Salvo quando diversamente indicato, i dati si riferiscono sempre ai singoli operatori e non ai gruppi societari.

Tav. 4 – Composizione mix tecnologico dei primi 10 operatori - % MW UPR (31 dicembre 2024)

TIPOLOGIA	SOTTO TIPOLOGIA	Enel Produzione	A2A	Edison	Eni	EP Produzione	Sorgenia	Iren Energia	Axpo Italia	Tirreno Power	DXT Commodities
ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	3,4%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EOLICO	EOLICO	5,3%	2,8%	14,4%	13,0%	0,0%	8,4%	1,4%	7,3%	0,0%	55,4%
GEOTERMICO	GEOTERMICO	3,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	4,8%	18,5%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	BACINO	4,9%	0,2%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	0,8%	0,0%
	FLUENTE	5,7%	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,4%	0,0%	1,2%	1,2%
	SERBATOIO	5,5%	0,1%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%
POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	4,7%	0,0%	0,0%	0,0%
	PURO	15,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	SERBATOIO	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SOLARE	SOLARE	0,8%	1,9%	8,1%	0,9%	0,0%	0,7%	4,3%	7,7%	0,0%	32,5%
	COMBINATO	18,5%	60,2%	67,6%	79,0%	70,5%	88,8%	73,7%	81,8%	98,1%	4,8%
TERMICO	MISTO	1,1%	1,0%	0,0%	3,7%	14,4%	0,0%	4,1%	0,0%	0,0%	0,9%
	RINNOVABILE PROGRAMMABILE	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%	1,4%	1,7%	0,3%	3,3%	0,0%	3,8%
	RIPOTEZIATO	0,9%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	TRADIZIONALE	16,0%	10,9%	0,4%	2,3%	9,8%	0,4%	0,8%	0,0%	0,0%	1,4%
	TURBOGAS	4,9%	0,0%	0,0%	0,9%	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
PRIMI 10 OPERATORI		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Nota: i dati riportati sotto “A2A” includono le UP rilevanti delle società A2A S.p.A. e A2A Energiefuture S.p.A.; i dati riportati sotto “ENI” includono le UP rilevanti delle società Eni S.p.A., Enipower S.p.A. e Eniplentitude S.p.A.

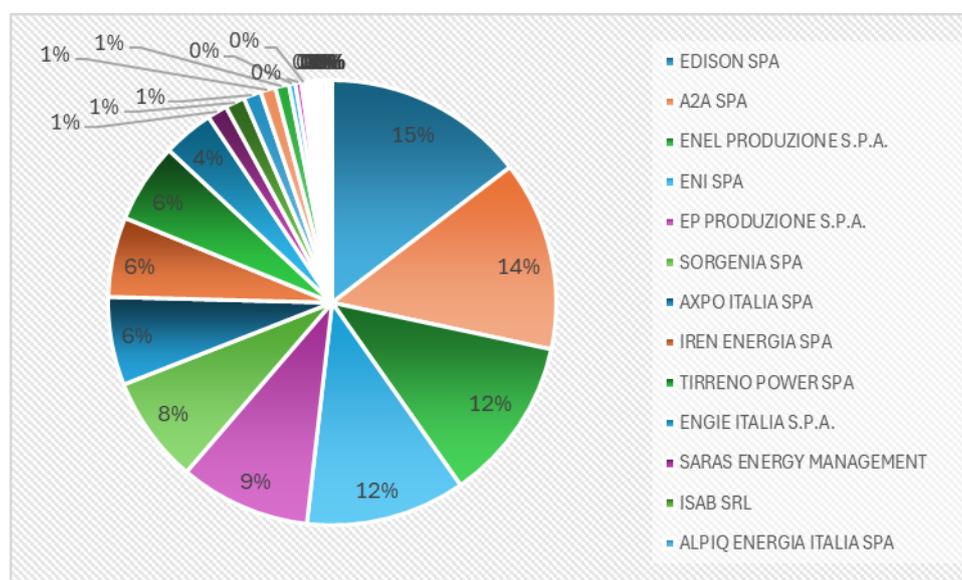
Si può notare come per 8 dei primi 10 operatori, ossia esclusi il primo (Enel) e l'ultimo (DXT Commodities), la quota di capacità da UPR termiche a ciclo combinato oscilla tra il 60% e il 98%. Per Enel è solo il 18% mentre per DXT Commodities è appena il 5%. Il primo operatore ha, infatti, un mix produttivo più variegato rispetto ai suoi concorrenti e in cui la capacità da UPR idriche modulabili o di pompaggio pesa per il 40%. Tra i mix tecnologici dei restanti nove operatori la quota di capacità da UPR idriche modulabili o di pompaggio non supera invece il 21% (A2A).

L'ultimo operatore, DXT Commodities, si caratterizza invece per un mix tecnologico costituito al 90% circa da capacità di UPR alimentante da fonti rinnovabili intermittenti (UPR eoliche, fluenti e solari).

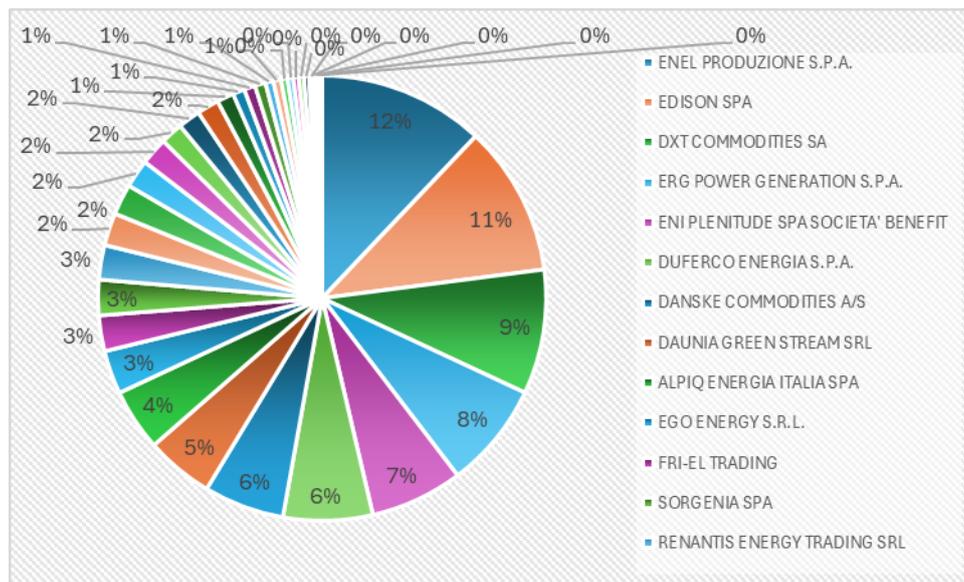
Tra i mix tecnologici dei restanti nove operatori la quota di capacità da UPR alimentante da fonti rinnovabili intermittenti non supera invece il 25% (Edison).

In considerazione della rilevanza delle tecnologie a ciclo combinato, eolica e solare per le analisi presentate nei successivi capitoli, si forniscono, nei Grafici 2, 3 e 4, anche le disaggregazioni per operatore della capacità delle suddette tecnologie.

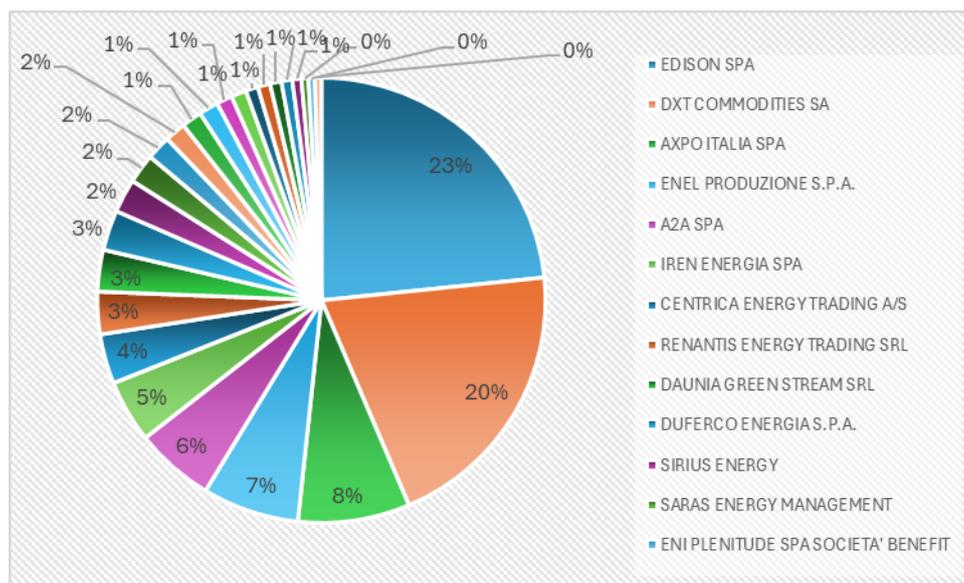
Graf. 2 – Ripartizione % della capacità del sottotipo “combinato” per operatore di mercato (31/12/24)



Graf. 3 – Ripartizione % della capacità del sottotipo “eolico” per operatore di mercato (31/12/24)



Graf. 4 – Ripartizione % della capacità del sottotipo “solare” per operatore di mercato (31/12/24)



3. ANALISI DELLE UNITÀ PRODUTTIVE E DEI PREZZI AL MARGINE

3.1. Premessa

Il presente capitolo fornisce una serie di statistiche sulle UPR che hanno presentato offerte di vendita in MGP ad un prezzo pari al prezzo zonale che si è formato e le cui quantità offerte sono state (almeno parzialmente) accettate (UPR al margine). L'obiettivo principale dell'analisi è quello di misurare l'eventuale scostamento tra il prezzo zonale di una zona di mercato e il costo marginale di breve termine (laddove calcolabile) delle UPR al margine nella medesima zona di mercato. Tale scostamento, infatti, rappresenta una prima "misura" di quanto gli esiti di mercato si discostino dagli esiti di un mercato perfettamente concorrenziale.

In merito alla scelta del suddetto *benchmark* per la valutazione degli esiti di mercato, giova ricordare che il primo "considerato" del Regolamento REMIT recita: *"È importante assicurare che i consumatori e altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell'integrità dei mercati dell'elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell'energia all'ingrosso riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato."*

Nella REMIT Guidance di ACER¹⁸ si precisa poi quanto segue: *"Assuming a fair and competitive interplay between supply and demand, and absent of market failures, the market clearing price will depend on the adequacy/inadequacy of the available generation capacity. In case of adequacy, the market clearing price will be set by the marginal generating technology dispatched and/or by the marginal elastic load dispatched. In these hours, infra-marginal technologies will obtain legitimate rents, which can be used towards covering fixed costs. In case of inadequacy, the market clearing price will be set by the estimated value of lost load of the inelastic loads. In these hours, all generating technologies will obtain a legitimate rent, which can be used towards covering fixed costs"*.

Il passaggio sopra riportato è perfettamente in linea con quello rintracciabile nel Clean Energy Package Impact Assessment¹⁹ laddove si spiega che *"In a perfect market, supply and demand will reach an equilibrium where the wholesale price reflects the marginal cost of supply for generators and the marginal willingness to pay for consumers. If generation capacity is scarce, the market price should reflect the marginal willingness to pay for increased consumption. As most consumers do not participate directly into the wholesale market, the estimated marginal value of consumption is based on the value of lost load (VoLL). VoLL is a projected value which is supposed to reflect the maximum price consumers are willing to pay to be supplied with electricity. If the wholesale price exceeds the VoLL, consumers would prefer to reduce their consumption, i.e. be curtailed. If, however, the wholesale price is lower than the VoLL, consumers would rather pay the wholesale price and receive electricity"*.

Il riferimento ad un mercato perfettamente concorrenziale è quindi l'unico coerente con i testi sopra riportati.

¹⁸ Cfr. Nota a piè di pagina nr. 143 della REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024.

¹⁹ Commission Staff Working Document (Clean Energy Package) Impact Assessment 4. Detailed measures assessed under problem area II, Option 2(1) 4.1. Removing price caps.

3.2. Analisi delle unità di produzione “al margine”

Gli esiti di MGP, per ogni **intervallo di tempo di mercato** del biennio 2023-2024 (corrispondente a ciascuna ora del periodo come chiarito di seguito), hanno determinato diverse ‘**configurazioni zonali**’ ossia diverse configurazioni di ‘**zone di mercato**’.

Prima di proseguire, onde evitare fraintendimenti, è necessario definire accuratamente i concetti base.

Per ‘**configurazione zonale**’ in esito a MGP in un intervallo di tempo di mercato si intende la combinazione di zone di mercato in quell’intervallo di tempo di mercato che racchiude tutte le zone di offerta di cui GME pubblica il prezzo zonale.

Ai sensi dell’Articolo 2, comma 2.1, lettera ff), del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME) per ‘**intervallo di tempo di mercato**’ si intende <<il periodo temporale, al quale sono riferite le offerte su MGP e MI la cui durata è corrispondente a uno o più **periodi rilevanti**, come definito nella DTF>>.

Ai sensi dell’Articolo 2, comma 2.1, lettera hhhh), del TIDME per ‘**periodo rilevante**’ (**Imbalance Settlement Period** o **ISP**) si intende <<il periodo temporale minimo rispetto al quale possono essere registrate le nomine, come definito nelle DTF>>.

Per il biennio 2023-2024, il **periodo rilevante** era l’ora per le UPNR²⁰ e il quartodora per le UPR²¹, quindi l’**intervallo di tempo di mercato** di MGP (e di MI) era l’ora.

Per ‘**zona di mercato**’ in esito a MGP (o MI) in un intervallo di tempo di mercato intendiamo un insieme delle zone di offerta (nazionali o estere) di cui GME pubblica il prezzo zonale tale per cui:

- a) la soluzione di mercato individuata da GME, avvalendosi dell’algoritmo PCR (*Price Coupling of Regions*)²² per quell’intervallo di tempo di mercato, fissa lo stesso prezzo zonale in ciascuna zona di offerta dell’insieme e
- b) si può transitare da una qualsiasi zona di offerta dell’insieme ad una qualsiasi altra zona di offerta dell’insieme senza transitare per alcuna zona di offerta al di fuori dell’insieme.²³

Le zone di mercato sono quindi un output di MGP (o MI) al contrario delle zone di offerta che sono un input di MGP (o MI).

Ai sensi dell’Articolo 2, punto 65, del Regolamento 2019/943 (di seguito: Nuovo Regolamento Elettrico o NER), infatti, per ‘**zona di offerta**’ si intende <<la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza **allocazione di capacità**>>²⁴.

²⁰ Unità di Produzione Non Rilevanti.

²¹ O meglio le UPR abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

²² “Euphemia”: *Pan European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*.

²³ A titolo di esempio, se NORD e CSUD hanno per caso lo stesso prezzo ma questo è diverso da quello di CNOR, allora NORD+CSUD **non** è una zona di mercato.

²⁴ Si evidenzia che le definizioni di cui al **Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME)** e di cui al **Glossario dei termini del Codice di Rete (CdR)** non corrispondono esattamente alla definizione di zona di offerta del NER riportata nel testo.

Ai sensi dell’**Articolo 2, comma 2.1**, del **TIDME**:

<<iiiiii) per **zona di offerta** si intende l’aggregato di zone geografiche e/o virtuali caratterizzato da uno stesso prezzo zonale dell’energia risultante dall’applicazione della Disciplina;

jjjjj) per **zona geografica** si intende una porzione della rete elettrica, come individuata dalla disciplina del dispacciamento;

L'Articolo 2, punto 66, del NER, specifica che per **'allocazione di capacità'** si intende <<l'attribuzione di **capacità interzonale**>> e l'Articolo 2, punto 70, del NER, specifica, a sua volta, che per **'capacità interzonale'** si intende <<la capacità del sistema interconnesso di consentire il trasferimento di energia tra zone di offerta>>.

La struttura delle zone di offerta e la topologia di interconnessione delle zone di offerta sono rappresentate nell'Allegato A.24 al Codice di Rete (*"Individuazione zone di offerta della rete rilevante"*)²⁵.

Per **'prezzo zonale'** in esito a MGP (o MI) in un intervallo di tempo di mercato e in una zona di offerta si intende il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica (ossia il prezzo per la compensazione delle offerte accettate in vendita e in acquisto) in quella zona di offerta e in quell'intervallo di tempo di mercato.

Lo schema seguente esemplifica una possibile configurazione zonale riferita ad una generica ora "h" costituita dall'insieme di 4 zone di mercato a cui corrispondono, per definizione, 4 prezzi zonali diversi.

Zona di Offerta	Zona di mercato	Configurazione zonale
CALA	CALA;SICI;SUD;GREC;MALT;	CALA;SICI;SUD;GREC;MALT; CNOR;NORD;AUST;CORS;FRAN;SLOV;SVIZ;COUP CSUD;MONT; SARD;COAC;
SICI		
SUD		
GREC		
MALT		
CNOR	CNOR;NORD;AUST;CORS;FRAN;SLOV;SVIZ;COUP	
NORD		
AUST		
CORS		
FRAN		
SLOV		
SVIZ		
COUP	CSUD;MONT; SARD;COAC;	
CSUD		
MONT		
SARD		
COAC	SARD;COAC;	

Le diverse configurazioni zonali sono state 277 nel 2023 e 334 nel 2024.

La Tavola 5 illustra le prime 10 configurazioni zonali per frequenza di ore nell'anno. Le configurazioni più frequenti sono costituite da un'unica zona di mercato che include tutte le zone di offerta nazionali²⁶ (ossia l'Italia intera), mentre differiscono solo per la diversa combinazione delle zone "estere". Si può notare che, alle prime 4 configurazioni zonali, che sono le stesse sia nel 2023 sia nel 2024 (anche se l'ordine decrescente non è uguale), corrisponde il 51% delle ore annuali.

kkkkkk) per zona virtuale si intende una zona rappresentativa di una interconnessione con l'estero, come individuata dalla disciplina del dispacciamento.>>

Ai sensi del **Glossario del CdR**:

<<Zona di offerta: Una delle porzioni in cui un Gestore della rete di trasmissione può suddividere la rete al fine dell'assegnazione dei diritti di trasmissione nel Mercato Elettrico a Pronti.

...

Zona di offerta estera: L'insieme delle linee di interconnessione della RTN con ciascuno dei Paesi le cui reti sono direttamente connesse con la rete nazionale.>>

²⁵ L'Allegato A.24 specifica però che il suo oggetto <<sono le sole zone di offerta **nazionali**, mentre le aree geografiche estere **eventualmente** coincidenti con zone di offerta estere sono rappresentate ai soli fini illustrativi>>.

²⁶ Nel biennio 2023-2024, le zone di offerta nazionali sono Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Tav. 5 – Configurazioni zonali per Nr. di ore (in valore assoluto e in percentuale sulle ore solari dell'anno) e per nr. di zone di mercato incluse nella configurazione

CONFIGURAZIONI ZONALI 2023	N. zone di mkt	N. ore	% N. ore
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	5	2282	26%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;XGRE; + XAUS; + XFRA;	4	1058	12%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT; + XAUS; + XGRE;	4	719	8%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	4	425	5%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT; + CORS; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	6	350	4%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT;XGRE; + XAUS;	3	345	4%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT;XGRE; + XAUS; + XFRA;	3	212	2%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;XFRA;COUP;MONT; + XAUS; + XGRE;	3	189	2%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;XAUS;XFRA;COUP;MONT; + XGRE;	2	154	2%
BSP; + CALA;SICI;MALT; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;COUP;MONT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	6	135	2%
TOTALE PRIME 10 CONFIGURAZIONI ZONALI		5869	67%

CONFIGURAZIONI ZONALI 2024	N. zone di mkt	N. ore	% N. ore
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	5	2678	30%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;XGRE; + XAUS; + XFRA;	4	694	8%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	4	576	7%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT; + XAUS; + XGRE;	4	564	6%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD;COAC;CORS;GREC;MALT;MONT; + NORD;AUST;FRAN;SLOV;SVIZ;COUP; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	6	263	3%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT;XGRE; + XAUS; + XFRA;	3	204	2%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT; + CORS; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	6	195	2%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;COUP;MONT; + SICI;MALT; + XAUS; + XFRA; + XGRE;	6	178	2%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;XAUS;XFRA;COUP;MONT; + XGRE;	2	150	2%
BSP; + CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XAUS;COUP;MONT; + XFRA; + XGRE;	4	131	1%
TOTALE PRIME 10 CONFIGURAZIONI ZONALI		5633	64%

Nella Tavola 6 sono riportate le configurazioni zonali, considerando solo le zone di offerta e di mercato nazionali. In altri termini, zone di mercato che differiscono solo per la parte estera sono considerate equivalenti. Ciò consente di ridurre notevolmente la numerosità delle configurazioni complessive e di evidenziare la frequenza delle congestioni interne.

In particolare, si può osservare come, nel 73% delle ore del 2023 e nel 68% delle ore del 2024, la configurazione zonale in uscita da MGP sia costituita da un'unica zona di mercato comprendente tutte le zone di offerta nazionali. In circa un quarto delle ore (23% nel 2023 e 26% nel 2024), invece, si sono formate due zone di mercato; tra queste configurazioni rilevano, in particolare, per la frequenza di ore, quella costituita dalla zona Nord (da sola o unita alla zona Centro-Nord) e dall'insieme delle altre zone e quella costituita dalla zona Sicilia (da sola o unita alla zona Calabria e talora anche alla zona Sud) e dall'insieme delle restanti zone.

Tav. 6 – Configurazioni zonali per Nr. di ore (in valore assoluto e in percentuale sulle ore solari dell'anno) e per nr. di zone di mercato nazionali incluse nella configurazione

CONFIGURAZIONI ZONALI 2023	N. zone di mkt	N. ore	% N. ore	CONFIGURAZIONI ZONALI 2024	N. zone di mkt	N. ore	% N. ore
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;	1	6430	73%	CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;	1	5962	68%
CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD; + CNOR;NORD;	2	574	7%	CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD; + NORD;	2	694	8%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD; + SICI;	2	443	5%	CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD; + SICI;	2	601	7%
CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	2	304	3%	CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD; + CNOR;NORD;	2	400	5%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD; + NORD;	2	288	3%	CALA;CNOR;CSUD;NORD;SICI;SUD; + SARD;	2	284	3%
CALA;SICI;SUD; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;	2	227	3%	CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	2	199	2%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SICI;SUD; + SARD;	2	145	2%	CALA;SICI;SUD; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;	2	138	2%
CALA;SICI;SUD; + CNOR;CSUD;NORD; + SARD;	3	65	1%	CALA;CNOR;CSUD;SARD;SUD; + NORD; + SICI;	3	130	1%
CALA;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + CSUD;SARD;	3	53	1%	CALA;CSUD;SARD;SUD; + CNOR;NORD; + SICI;	3	111	1%
CALA;CSUD;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + SARD;	3	52	1%	CALA;SICI;SUD; + CNOR;CSUD;NORD; + SARD;	3	57	1%
CALA; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD; + SICI;	3	36	0%	CALA; + CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD; + SICI;	3	44	1%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SUD; + NORD; + SICI;	3	30	0%	CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD; + CNOR; + NORD;	3	28	0%
CALA;CSUD;SARD;SUD; + CNOR;NORD; + SICI;	3	28	0%	CALA;CSUD;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + SARD;	3	26	0%
CALA;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + CSUD; + SARD;	4	15	0%	CALA;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + CSUD; + SARD;	4	22	0%
CALA;SICI; + CNOR;NORD; + CSUD;SARD;SUD;	3	14	0%	CALA;CNOR;CSUD;NORD;SUD; + SARD; + SICI;	3	20	0%
CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD; + CNOR; + NORD;	3	11	0%	CALA;CNOR;CSUD;SICI;SUD; + NORD; + SARD;	3	9	0%
CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SUD; + SARD;	3	8	0%	CALA;SICI;SUD; + CNOR;NORD; + CSUD;SARD;	3	9	0%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SUD; + SARD; + SICI;	3	7	0%	CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SUD; + SARD;	3	8	0%
CALA;CNOR;CSUD;SICI;SUD; + NORD; + SARD;	3	6	0%	CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SARD; + SUD;	3	7	0%
CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD; + SARD; + SUD;	4	6	0%	CALA;SICI; + CNOR;NORD; + CSUD;SARD;SUD;	3	6	0%
CALA;SICI; + CNOR;CSUD;NORD;SARD; + SUD;	3	5	0%	CALA;CSUD;SICI;SUD; + CNOR;NORD;SARD;	2	5	0%
CALA; + CNOR;CSUD;NORD;SUD; + SARD; + SICI;	4	3	0%	CALA; + CNOR;CSUD;SARD;SUD; + NORD; + SICI;	4	4	0%
CALA;CSUD;SICI;SUD; + CNOR;NORD;SARD;	2	3	0%	CALA;CSUD;SARD;SUD; + CNOR; + NORD; + SICI;	4	4	0%
CALA;SICI; + CNOR;CSUD;SARD;SUD; + NORD;	3	3	0%	CALA;CSUD;SUD; + CNOR;NORD; + SARD; + SICI;	4	3	0%
CALA;SICI; + CNOR;NORD; + CSUD;SUD; + SARD;	4	3	0%	CALA;SICI; + CNOR;CSUD;SARD;SUD; + NORD;	3	3	0%
CALA;SICI; + CNOR;NORD; + CSUD;SARD; + SUD;	4	1	0%	CALA;SUD; + CNOR;CSUD;NORD; + SARD; + SICI;	4	3	0%
TOTALE CONFIGURAZIONI ZONALI		8760	100%	CALA;CSUD;SICI;SUD; + CNOR; + NORD; + SARD;	4	2	0%
				CALA;SICI;SUD; + CNOR;CSUD; + NORD; + SARD;	4	2	0%
				CALA;SUD; + CNOR;CSUD;NORD;SARD; + SICI;	3	2	0%
				CALA;SICI; + CNOR; + CSUD;SARD;SUD; + NORD;	4	1	0%
				TOTALE CONFIGURAZIONI ZONALI		8784	100%

Nella Tavola 7 è rappresentata la frequenza delle prime 10 (singole) zone di mercato, a prescindere dalla configurazione zonale in cui erano inserite. La prima zona di mercato - che è la stessa sia nel 2023 che nel 2024 – copre più di un quarto delle ore solari.

Tav. 7 – Singole zone di mercato (prime 10) in esito a MGP per nr. di ore (in valore assoluto e in percentuale sulle ore solari dell'anno)

ZONE DI MERCATO 2023	N. ore	% N. ore
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;	2.282	26%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;XGRE;	1.058	12%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT;	719	8%
SICI;MALT;	497	6%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT;	425	5%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;	350	4%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT;XGRE;	345	4%
CALA;SICI;MALT;	340	4%
SARD;COAC;	310	4%
CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD;COAC;GREC;MALT;MONT;	272	3%

ZONE DI MERCATO 2024	N. ore	% N. ore
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;	2.678	30%
SICI;MALT;	879	10%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;COUP;MONT;XGRE;	694	8%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;BSP;MALT;COUP;MONT;	576	7%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;AUST;COAC;CORS;FRAN;GREC;SLOV;SVIZ;MALT;XFRA;COUP;MONT;	564	6%
NORD;AUST;FRAN;SLOV;SVIZ;COUP;	520	6%
SARD;COAC;	436	5%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD;COAC;CORS;GREC;MALT;MONT;	413	5%
CNOR;NORD;AUST;FRAN;SLOV;SVIZ;COUP;	252	3%
CALA;SICI;MALT;	223	3%

La Tavola 8 evidenzia, invece, la frequenza della “parte nazionale” delle zone di mercato, tralasciando, pertanto, la “parte estera”. In altri termini, zone di mercato che differiscono solo per la parte estera sono considerate equivalenti.

Tav. 8 – Singole zone di mercato (escluse zone di offerta estere) in esito a MGP per nr. di ore (in valore assoluto e in percentuale sulle ore solari dell’anno). L’ordinamento delle zone di mercato è basato sul Nr. di ore in valore assoluto del 2024

Zona di mercato	2023	2024	2023	2024
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;	6.430	5.962	73%	68%
SICI;	547	922	6%	10%
NORD;	338	877	4%	10%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD;	288	694	3%	8%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	443	601	5%	7%
CNOR;NORD;	740	577	8%	7%
SARD;	310	436	4%	5%
CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD;	585	428	7%	5%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SICI;SUD;	145	284	2%	3%
CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	340	243	4%	3%
CALA;SICI;SUD;	360	228	4%	3%
CALA;SICI;	344	224	4%	3%
CNOR;CSUD;NORD;SARD;	232	147	3%	2%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SUD;	30	130	0%	1%
CALA;CSUD;SARD;SUD;	28	115	0%	1%
CNOR;CSUD;NORD;	71	60	1%	1%
CALA;	39	48	0%	1%
CNOR;	11	35	0%	0%
CALA;CSUD;SICI;SUD;	55	33	1%	0%
CSUD;	15	22	0%	0%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SUD;	7	20	0%	0%
CSUD;SARD;	54	9	1%	0%
CALA;CNOR;CSUD;SICI;SUD;	6	9	0%	0%
CNOR;CSUD;NORD;SUD;	11	8	0%	0%
CSUD;SARD;SUD;	14	7	0%	0%
SUD;	12	7	0%	0%
CNOR;CSUD;SARD;SUD;	3	7	0%	0%
CNOR;NORD;SARD;	3	5	0%	0%
CALA;SUD;	-	5	0%	0%
CALA;CSUD;SUD;	-	3	0%	0%
CNOR;CSUD;	-	2	0%	0%
CSUD;SUD;	3	-	0%	0%

Si sottolinea che, in entrambe le Tavole 7 e 8, a differenza delle Tavole 5 e 6, la somma dei dati (assoluti e in percentuale) relativi alle ore non restituisce il totale delle ore solari di un anno perché in una stessa ora si possono formare più zone di mercato fra loro complementari, come evidenziato sopra nello schema che riporta un esempio di configurazione zonale, con le relative zone di mercato e le relative zone di offerta.

Ai fini della presente analisi, il **marginale di equilibrio** è definito come l’intervallo di valori in cui il prezzo unitario di vendita di una UP risulta *sostanzialmente uguale* al prezzo zonale in esito a MGP; poiché il primo (con riferimento alle offerte nazionali) comprende due cifre decimali mentre il secondo comprende sei cifre decimali, convenzionalmente si definisce come margine di equilibrio l’intervallo compreso tra *XXX.YY0000* e *XXX.YY9999*.

Pertanto, per ogni ora/zona di mercato, è possibile identificare le UP “al margine”, ovvero le UP che hanno presentato prezzi unitari di vendita all’interno del margine di equilibrio come sopra definito.

La Tavola 9 riporta alcune statistiche relative alle UP al margine, considerando tutte le zone di mercato comprensive di almeno una zona di offerta nazionale.

In particolare, nella tavola sono riportati i valori percentuali corrispondenti al numero di ore in cui è risultata al margine almeno una UP classificata secondo le seguenti categorie: UP nazionali, suddivise tra rilevanti (UPR) e non rilevanti (UPNR), UP estere, suddivise tra localizzate in paesi membri

aderenti allo SDAC²⁷ (UPSDAC) e localizzate in paesi membri **non** aderenti allo SDAC (UPNSDAC). I dati sul nr. di ore relativi alle categorie “UP rilevanti” (oppure “UPSDAC”) e “UP non rilevanti” (oppure “UPNSDAC”) non possono essere sommati tra di loro per ottenere il dato relativo alla categoria “UP nazionali” (oppure “UP estere”) in quanto a ciascuna ora possono corrispondere più zone di mercato e, ad ogni ora/zona di mercato, possono corrispondere zero, una o più UP al margine. La tavola evidenzia come nel 2024, rispetto al 2023, siano aumentate le ore in cui è risultata al margine almeno una UP nazionale e, viceversa, siano diminuite le ore in cui al margine è risultata almeno una UP estera (soprattutto UPSDAC). Inoltre, in entrambi gli anni, sono largamente preponderanti le ore in cui al margine è risultata almeno una UPR.

Tav. 9 – Nr. di ore (in assoluto e sul totale di ore solari) in cui almeno una UP, appartenente al **tipo di categoria** in colonna, è risultata al margine in almeno una zona di mercato

	Nr. ore		% su ore solari	
	2023	2024	2023	2024
<i>ore solari</i>	8.760	8.784		
UP nazionali	7.268	7.741	83%	88%
UPR	6.977	7.378	80%	84%
UPNR	1.201	1.497	14%	17%
UP estere	4.118	3.419	47%	39%
UPSDAC	3.996	3.285	46%	37%
UPNSDAC	273	214	3%	2%

Nella Tavola 10 sono indicate anche le ore in cui **una singola UP** (UPR o UPNR, UPSDAC o UPNSDAC) è risultata al margine e le ore in cui **un singolo tipo o sottotipo di tecnologia di UPR** è risultato al margine, in almeno una zona di mercato. Si noti che in poco più del 60% delle ore si è registrata al margine una sola UP e in circa il 75% delle ore si sono registrate al margine UPR appartenenti ad un solo tipo o sottotipo di tecnologia, in almeno una zona di mercato. Per completezza, si segnala che nell’8% circa delle ore, sia nel 2023 che nel 2024, non si è registrata al margine alcuna UP, in almeno una zona di mercato (ciò succede, ad esempio, quando il prezzo è determinato da un’offerta d’acquisto).

Tav. 10 – Nr. di ore (in assoluto e sul totale di ore solari) in cui una singola UP/un singolo (Sotto)Tipo di tecnologia per le UPR/nessuna UP è risultata al margine in almeno una zona di mercato

	Nr. ore		% su ore solari	
	2023	2024	2023	2024
una singola UP	5.410	5.569	62%	63%
un singolo TipoTecno	6.592	6.843	75%	78%
un singolo SottoTipoTecno	6.438	6.694	73%	76%
nessuna UP	713	817	8%	9%

Il concetto di UP “al margine” qui utilizzato non coincide con il concetto di UP “marginale” normalmente presentato nelle analisi sugli esiti di MGP; infatti, quest’ultimo individua *convenzionalmente* come “marginale” una UP in base all’ordine di merito economico per l’accettazione delle offerte di vendita di cui all’Art. 38 del TIDME. In caso di parità di prezzo, l’Art. 38 del TIDME fa anzitutto riferimento implicito all’ordine di priorità di cui alla sezione 13.3.8 del

²⁷ Single Day-Ahead Coupling.

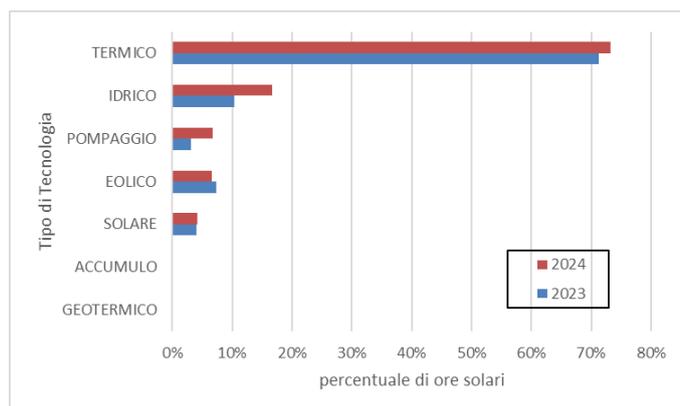
TIDE²⁸, il quale conferisce la priorità più alta alle offerte di vendita relative ad UP essenziali alla sicurezza del sistema, poi alle offerte di vendita relative ad UP alimentate da fonti rinnovabili o cogenerative ad alto rendimento e, infine, alle offerte di vendita relative alle restanti UP; all'interno della stessa "classe", il TIDME attribuisce priorità più alta alle offerte predefinite rispetto alle offerte presentate nella seduta di mercato e, fra queste ultime, attribuisce priorità più alta alle offerte presentate prima in ordine di tempo (fa fede il *time stamp* relativo alla presentazione dell'offerta). L'UP "marginale" è quindi l'ultima UP la cui offerta di vendita sia stata almeno parzialmente accettata. Lo svantaggio di questo approccio è quello di trascurare il fatto che spesso le offerte con prezzo uguale al prezzo zonale (per la stessa zona di mercato) sono più di una e possono corrispondere a UP con tecnologie diverse (cfr. Tavola 10).

Prima restrizione. Restringendo l'analisi alle sole UPR che sono risultate al margine in almeno un'ora, è possibile disaggregare univocamente i dati sulla base della tecnologia (come da classificazione del sistema Gaudì, articolata in 'tipo di tecnologia' e 'sottotipo di tecnologia'), considerando soltanto i casi in cui le quantità offerte sono state (almeno parzialmente) accettate.

Tav. 11 – Nr. di ore in cui almeno una UPR, appartenente al **tipo di tecnologia** in riga, è risultata al margine in almeno una zona di mercato

Tipo Tecnologia	N. ore 2023	N. ore 2024
ACCUMULO	5	7
EOLICO	638	573
GEOTERMICO	-	1
IDRICO	914	1.470
POMPAGGIO	279	598
SOLARE	350	363
TERMICO	6.239	6.434

Graf. 5 - % di ore in cui almeno una UPR, appartenente al **tipo di tecnologia** in ordinata, è risultata al margine in almeno una zona di mercato

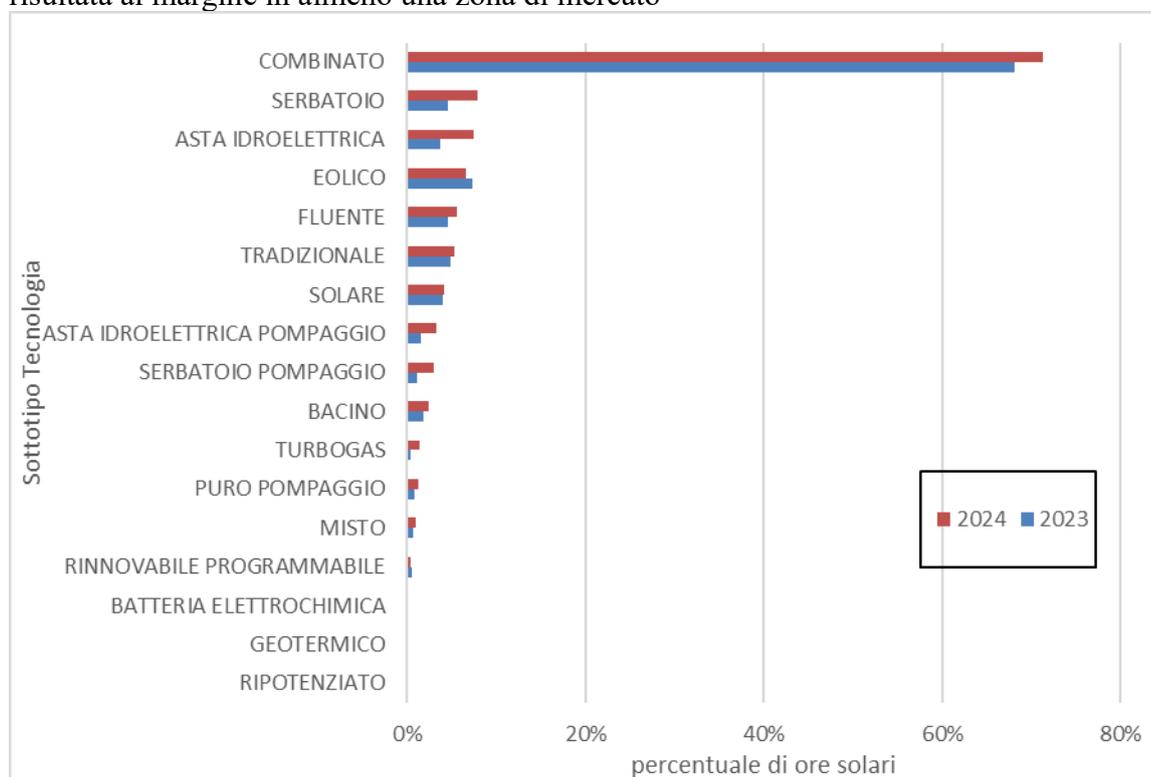


²⁸ Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico.

Tav. 12 – Nr. di ore in cui almeno una UPR, appartenente al **sottotipo di tecnologia** in riga, è risultata al margine in almeno una zona di mercato

Tipo Tecnologia	Sottotipo Tecnologia	N. ore 2023	N. ore 2024
ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	5	7
EOLICO	EOLICO	638	573
GEOTERMICO	GEOTERMICO	-	1
IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	322	652
	BACINO	156	211
	FLUENTE	399	486
	SERBATOIO	395	689
POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	134	281
	PURO	65	102
	SERBATOIO	99	262
SOLARE	SOLARE	350	363
TERMICO	COMBINATO	5.971	6.263
	MISTO	51	85
	RINNOVABILE PROGRAMMABILE	41	35
	RIPOTENZIATO	2	-
	TRADIZIONALE	430	468
	TURBOGAS	32	119

Graf. 6 - % di ore in cui almeno una UPR, appartenente al **sottotipo di tecnologia** in ordinata, è risultata al margine in almeno una zona di mercato



Come si evince dalle tavole e dai grafici sopra riportati, il tipo di tecnologia “termico” è quello predominante per la frequenza di ore al margine, specialmente il sottotipo di tecnologia “combinato”; quest’ultimo ha registrato un aumento, nel 2024 sul 2023, sia in valore assoluto che in termini

percentuali. Nello stesso periodo aumentano significativamente anche le ore in cui i tipi di tecnologia idrico modulabile e pompaggio sono risultati al margine (Tav. 12 e Graf. 6).

Infine, la frequenza di ore al margine, associata ai (sotto)tipi di tecnologia eolico, solare e idrico fluente, non è trascurabile, considerando che si tratta di tecnologie di generazione alimentate da fonti primarie gratuite (ossia il cui costo marginale di breve periodo è nullo) e intermittenti (ossia non controllabili).

Seconda restrizione. La Tavola 13 descrive la frequenza con cui almeno una UPR classificata nel sottotipo di tecnologia “combinato” (di seguito: UPR CCGT²⁹) era al margine in una data zona di mercato nazionale, considerando soltanto i casi in cui le quantità offerte sono state (almeno parzialmente) accettate. Questa ulteriore restrizione si giustifica con l’approccio metodologico scelto, volto a valutare separatamente le offerte presentate con prezzo unitario di vendita pari o superiore al prezzo zonale che sono state invece **rifiutate** (cfr. Capitolo 4).

In poco meno delle metà delle ore solari, sia nel 2023 che nel 2024, almeno una UPR CCGT era al margine nella zona di mercato che include tutte le zone di offerta nazionali (ossia l’intera ITALIA). La tavola evidenzia anche la frequenza con cui almeno una UPR CCGT era al margine in una data zona di mercato nazionale relativamente alla frequenza con cui quella stessa zona di mercato nazionale si è formata in esito a MGP. Ad esempio, nella zona CALA-SICI-SUD, presente in esito a MGP nel 3% delle ore solari nel 2024 (cfr. Tav. 8), almeno una UPR CCGT è risultata al margine nel 46% di queste ore.

²⁹ Nel presente rapporto l’acronimo CCGT è usato per indicare la tecnologia “a ciclo combinato”, includendo quindi anche i motori endotermici a ciclo combinato, laddove così classificati nel sistema Gaudì.

Tav. 13 – Nr. di ore in cui almeno una UPR CCGT era al margine in una data zona di mercato nazionale in riga (in valore assoluto, in percentuale sulle ore solari e in percentuale sulle ore in cui quella stessa zona di mercato si è formata in esito a MGP). L'ordinamento delle zone di mercato è basato sul Nr. di ore in valore assoluto del 2024

Zona di mercato	Nr. ore		% su ore solari		% su ore zone di mercato	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SICI;SUD;	4064	3770	46%	43%	63%	63%
SICI;	423	716	5%	8%	77%	78%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SICI;SUD;	163	476	2%	5%	57%	69%
NORD;	177	472	2%	5%	52%	54%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	276	389	3%	4%	62%	65%
CALA;CSUD;SARD;SICI;SUD;	294	307	3%	3%	50%	72%
CNOR;NORD;	362	291	4%	3%	49%	50%
SARD;	168	263	2%	3%	54%	60%
CALA;SICI;	287	194	3%	2%	83%	87%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SICI;SUD;	80	157	1%	2%	55%	55%
CNOR;CSUD;NORD;SARD;SUD;	191	148	2%	2%	56%	61%
CALA;SICI;SUD;	175	104	2%	1%	49%	46%
CALA;CSUD;SARD;SUD;	16	89	0%	1%	57%	77%
CNOR;CSUD;NORD;SARD;	140	74	2%	1%	60%	50%
CALA;CNOR;CSUD;SARD;SUD;	16	71	0%	1%	53%	55%
CALA;	28	45	0%	1%	72%	94%
CNOR;CSUD;NORD;	58	36	1%	0%	82%	60%
CNOR;	6	33	0%	0%	55%	94%
CALA;CSUD;SICI;SUD;	6	13	0%	0%	11%	39%
CALA;CNOR;CSUD;NORD;SUD;	6	12	0%	0%	86%	60%
CSUD;	5	7	0%	0%	33%	32%
CSUD;SARD;	18	6	0%	0%	33%	67%
SUD;	6	6	0%	0%	50%	86%
CNOR;CSUD;NORD;SUD;	3	5	0%	0%	27%	63%
CALA;CNOR;CSUD;SICI;SUD;	2	5	0%	0%	33%	56%
CNOR;CSUD;SARD;SUD;	1	4	0%	0%	33%	57%
CSUD;SARD;SUD;	8	3	0%	0%	57%	43%
CNOR;NORD;SARD;	1	2	0%	0%	33%	40%
CSUD;SUD;	2		0%	0%	67%	

Con riferimento agli esiti di MGP in termini di prezzo, nell'anno 2024 i prezzi zonali sono mediamente diminuiti tra l'11% (zona SICI) e il 16% (zona NORD) rispetto al 2023 (Tavola 14).

Tav. 14 – Prezzi zonali in esito a MGP (medie aritmetiche trimestrali e annuali, €/MWh)

2023	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
Trim1	148,82	159,95	153,55	159,96	148,58	149,04	150,57
Trim2	113,23	115,39	114,94	115,37	114,50	115,87	114,29
Trim3	114,39	113,60	113,73	112,61	108,63	116,58	113,11
Trim4	122,70	125,65	123,90	123,77	121,70	123,20	122,71
Totale anno	124,68	128,51	126,41	127,78	123,24	126,07	125,06
2024	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
Trim1	90,64	92,34	91,96	92,32	88,52	90,99	90,85
Trim2	95,31	95,05	96,16	94,28	91,06	97,73	95,41
Trim3	123,07	122,58	122,63	115,95	118,33	126,95	122,55
Trim4	127,17	127,42	128,16	126,76	126,50	132,74	127,39
Totale anno	109,14	109,44	109,82	107,41	106,20	112,21	109,14

Nella Tavola 15 è rappresentato il conteggio delle ore (in percentuale sulle ore solari di ogni anno) in cui per almeno una UPR al margine la sua offerta è stata accettata nella classe di prezzo e nella zona di offerta indicate. A titolo esemplificativo, per almeno una UPR al margine nella zona di offerta Nord, è stato accettato un prezzo compreso tra 120 e 160 €/MWh nel 20,1% delle ore del 2023.

L'articolazione per classi convenzionali di prezzo è quella solitamente utilizzata nella reportistica periodica del GME. La maggiore frequenza di ore in cui il prezzo zonale in esito a MGP si è attestato nell'intervallo 80-160 €/MWh proprio nella zona di offerta Nord è coerente con la distribuzione geografica delle UPR (cfr. Tav. 2).

Tav. 15 – Distribuzione dei prezzi zonali in esito a MGP per classi di prezzo (% delle ore solari in cui almeno una UPR è stata al margine per zona di offerta e classe di prezzo)

2023	<0	0	0-40	40-60	60-80	80-100	100-120	120-160	160-200	200-250	>250
CALA	0,0%	0,0%	1,1%	0,8%	0,5%	1,4%	3,0%	2,8%	1,1%	0,2%	0,1%
CNOR	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,2%	1,1%	2,1%	2,2%	0,7%	0,2%	0,1%
CSUD	0,0%	0,0%	0,9%	0,7%	0,3%	1,0%	2,7%	4,8%	2,4%	0,9%	0,1%
NORD	0,0%	0,0%	0,5%	0,4%	1,0%	6,9%	16,2%	20,1%	6,3%	1,9%	0,2%
SARD	0,0%	1,9%	1,3%	0,5%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	0,2%	0,0%
SICI	0,0%	0,1%	1,4%	0,7%	0,3%	1,3%	4,7%	8,0%	1,9%	0,9%	0,2%
SUD	0,0%	0,0%	1,4%	0,9%	0,5%	1,8%	3,3%	3,7%	1,3%	0,4%	0,1%
2024	<0	0	0-40	40-60	60-80	80-100	100-120	120-160	160-200	200-250	>250
CALA	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,6%	2,3%	5,1%	2,9%	0,4%	0,2%	0,0%
CNOR	0,0%	0,0%	0,4%	0,4%	1,1%	3,2%	3,8%	1,6%	0,3%	0,1%	0,1%
CSUD	0,0%	0,0%	0,6%	0,4%	1,6%	3,1%	4,6%	3,8%	1,3%	0,7%	0,1%
NORD	0,0%	0,0%	0,9%	0,7%	3,6%	16,1%	21,3%	13,1%	2,6%	0,3%	0,1%
SARD	0,0%	3,0%	1,5%	0,1%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,8%	0,1%	0,1%
SICI	0,0%	0,2%	0,4%	0,3%	0,5%	2,0%	4,5%	7,6%	2,2%	2,0%	0,2%
SUD	0,0%	0,1%	0,8%	0,5%	1,1%	3,6%	5,2%	2,8%	0,7%	0,3%	0,0%

La Tavola 16 descrive la frequenza di ore solari in cui almeno un'UPR, per sottotipo di tecnologia, è risultata al margine per ogni classe di prezzo zonale. Si noti che, pur nella stessa ora, due UPR al margine con lo stesso sottotipo di tecnologia ma localizzate in zone di offerta diverse potrebbero eventualmente essere associate a classi di prezzo convenzionali diverse laddove le rispettive zone di offerta fossero incluse in zone di mercato diverse in esito a MGP.

Tav. 16 – Nr. di ore per classi di prezzo convenzionali in cui almeno una UPR, appartenente al **sottotipo di tecnologia**, era al margine in almeno una zona di mercato in esito a MGP

Anno	Tipo Tecnologia	Sottotipo Tecnologia	<0	0	0-40	40-60	60-80	80-100	100-120	120-160	160-200	200-250	>250
2023	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	-	1	-	-	-	-	-	1	3	-	-
	EOLICO	EOLICO	-	166	200	104	37	-	39	61	27	14	2
	GEOTERMICO	GEOTERMICO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	-	22	11	-	2	30	85	108	39	20	6
		BACINO	-	4	4	-	1	19	43	66	13	5	1
		FLUENTE	-	139	14	5	6	33	53	89	39	22	3
		SERBATOIO	-	24	3	1	7	47	82	151	55	22	5
	POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	-	-	-	2	2	8	29	53	19	17	4
		PURO	-	-	-	-	-	1	5	4	22	26	7
		SERBATOIO	-	-	-	-	1	2	14	42	22	17	1
	SOLARE	SOLARE	-	153	102	38	18	10	10	15	11	6	-
	TERMICO	COMBINATO	-	170	19	34	94	743	1.993	2.486	758	197	13
		MISTO	-	5	1	-	-	5	13	14	8	2	3
		RIPOTENZIATO	-	4	12	3	-	-	-	12	5	7	-
		TRADIZIONALE	-	89	3	6	7	18	45	135	110	12	5
TURBOGAS		-	4	-	-	2	6	-	2	7	8	3	
2024	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	-	-	-	-	-	1	-	3	1	1	1
	EOLICO	EOLICO	-	267	104	27	40	46	49	55	20	5	-
	GEOTERMICO	GEOTERMICO	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	-	8	13	11	29	156	243	141	35	12	6
		BACINO	-	11	10	1	5	40	61	50	26	6	1
		FLUENTE	-	151	28	15	21	77	111	71	22	2	-
		SERBATOIO	-	18	4	6	18	153	265	148	59	13	7
	POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	-	-	2	2	9	71	125	62	7	2	1
		PURO	-	-	-	-	-	4	16	37	5	38	4
		SERBATOIO	-	-	1	-	1	34	85	94	38	6	3
	SOLARE	SOLARE	-	265	30	10	11	10	18	13	12	2	-
	TERMICO	COMBINATO	-	265	14	42	349	1.683	2.488	1.769	320	136	15
		MISTO	-	15	5	3	2	13	15	19	6	7	-
		RIPOTENZIATO	-	11	10	11	-	-	-	-	-	3	-
		TRADIZIONALE	-	209	3	5	17	25	30	57	100	28	1
TURBOGAS		-	13	1	5	2	1	14	4	44	30	5	

Focalizzandosi su alcuni tipi/sottotipi di tecnologia, il Grafico 7 rappresenta le percentuali di ore solari ricadenti in ciascuna classe di prezzo convenzionale.

In linea con quanto ci si aspetterebbe sulla base del livello medio dei prezzi zonali (Tav. 14) e della preponderanza di ore in cui almeno una UPR classificata nel sottotipo di tecnologia “combinato” (Tav. 12, Graf. 6) è risultata al margine, si osserva come questo sottotipo esibisca una frequenza preponderante nelle classi di prezzo medio-alte (le quattro classi tra gli 80 e i 200 €/MWh nel 2023 e le tre classi tra gli 80 e i 160 €/MWh nel 2024).

Il sottotipo di tecnologia “turbogas”, essendo una tecnologia di punta, ha una frequenza ridotta che si concentra nelle tre classi di prezzo più elevate (soprattutto nel 2024), avendo un costo marginale di breve periodo superiore a quello del sottotipo di tecnologia “combinato”.

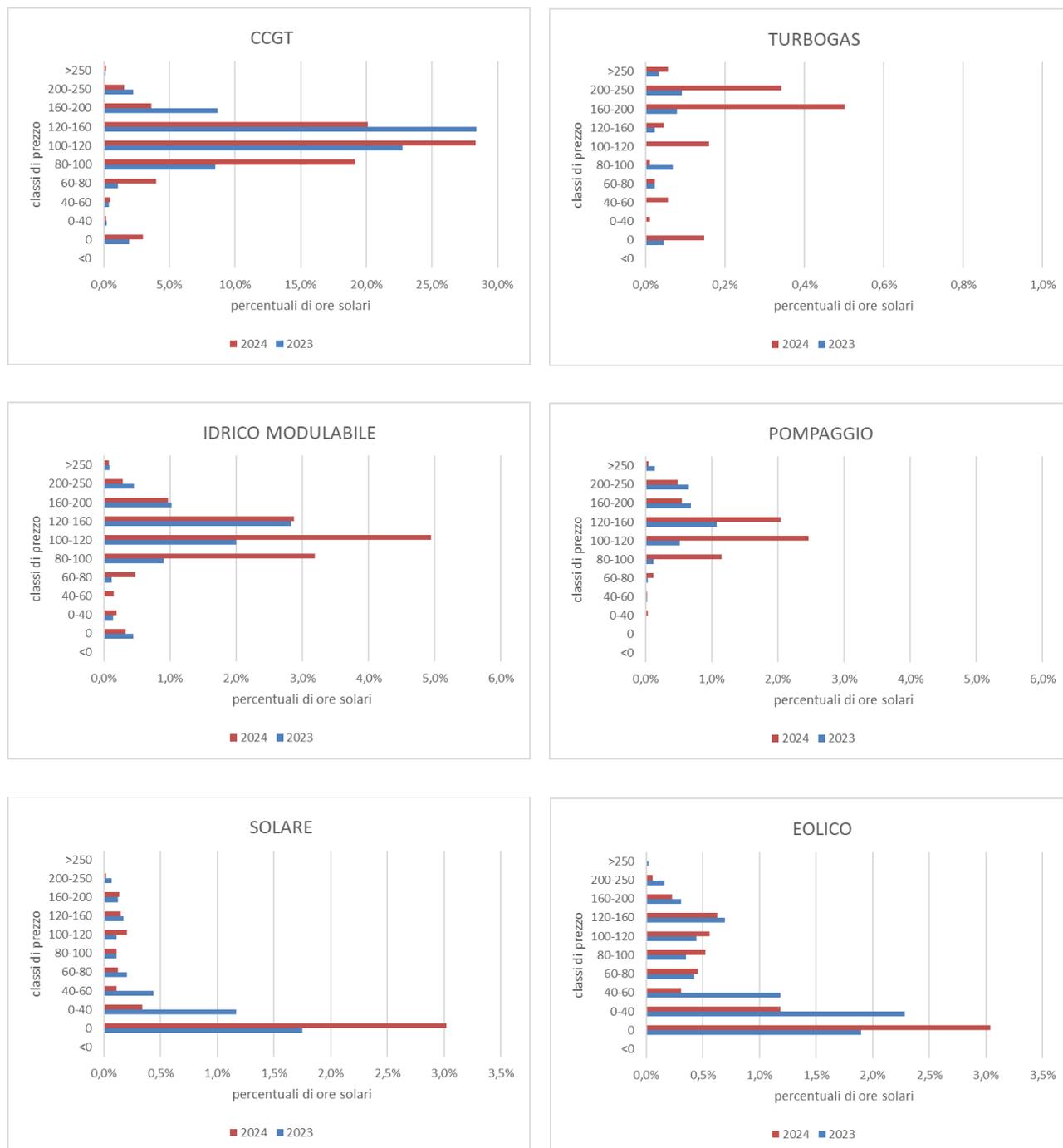
I sottotipi di tecnologia modulabili (ossia controllabili) inclusi nel tipo di tecnologia “idrico” (cd “idrico modulabile”³⁰) e nel tipo di tecnologia “pompaggio”, essendo i loro costi marginali di breve periodo essenzialmente costi opportunità derivanti dall’opportunità di sostituire i vari sottotipi di tecnologia termica teoricamente al margine nelle varie ore, presentano una distribuzione per classi di prezzo comparabile al sottotipo di tecnologia “combinato” e/o al sottotipo di tecnologia “turbogas”.

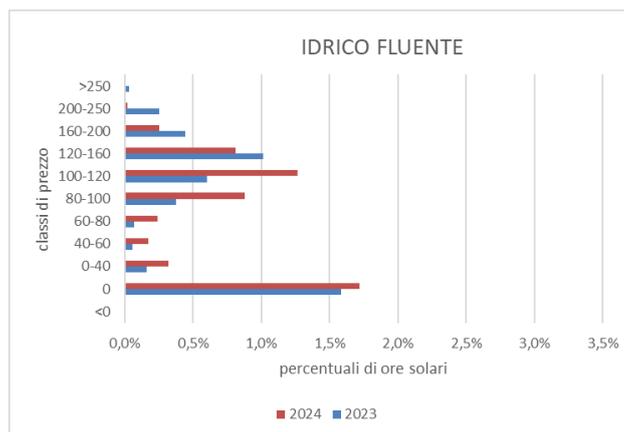
Per quanto riguarda, invece, le UPR alimentate da fonti gratuite e intermittenti (sottotipo di tecnologia “solare”, “eolico” e “idrico fluente”), si può assumere che il relativo costo marginale di breve periodo sia nullo. Conseguentemente, le frequenze positive nelle classi di prezzo superiori a zero suggeriscono la presenza di condotte da *price-maker* ovvero condotte attuate da operatori che detengono potere di mercato e che quindi sono in grado di influenzare il prezzo. Come si evince dal grafico, ciò rileva in particolare per l’eolico e l’idrico fluente. Per quest’ultimo, tuttavia, come spiegato nel Box 2,

³⁰ L’insieme “idrico modulabile” include tutti i sottotipi di tecnologia che rientrano nel tipo di tecnologia “idrico”, ad eccezione del sottotipo “idrico fluente”.

potrebbero esserci delle valide spiegazioni per la presentazione di offerte a prezzo positivo da parte di operatori che agiscono, in realtà, come *price-taker* ovvero come operatori che, non avendo potere di mercato, non sono in grado di influenzare il prezzo.

Graf. 7 - % di ore, per classi di prezzo convenzionali, in cui almeno una UPR, appartenente a un certo sottotipo di tecnologia, era al margine in almeno una zona di mercato





Box 2: programmazione di UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

Un operatore titolare di un impianto alimentato da una fonte rinnovabile non programmabile (o più precisamente “non controllabile”) dovrebbe cercare di massimizzare la produzione offrendo la produzione prudenzialmente attesa ad un prezzo pari a zero, coerentemente con il costo nullo della fonte primaria.

Tuttavia, con riferimento agli impianti **idrico-fluenti**, occorre segnalare che, qualora posti a valle di impianti idrici modulabili collocati sulla stessa asta idraulica, le loro offerte dovrebbero correttamente tenere in conto i costi opportunità dei bacini/serbatoi a monte, oltre che dei loro apporti naturali. Le offerte di tali impianti idrico-fluenti dovrebbero essere, quindi, per una quota caratterizzate da prezzi riflettenti i predetti costi opportunità: qualora i prezzi zonali di MGP superassero detti costi opportunità, infatti, gli impianti idrici modulabili a monte entrerebbero in produzione e, quindi, entro un certo tempo di corrivazione, l’afflusso d’acqua lungo l’asta aumenterebbe per gli impianti idrico-fluenti a valle.

Fatta eccezione per gli impianti che Terna classifica con il sottotipo di tecnologia “asta idroelettrica” nel sistema Gaudì, in altri casi non viene codificato il collegamento funzionale che può esistere tra un impianto fluente (classificato quindi con il sottotipo di tecnologia “fluente”), posto a valle di un impianto modulabile a monte, e quest’ultimo. Conseguentemente, in assenza di questa informazione, in primo luogo è difficile monitorare la strategia di offerta adottata dai gestori degli impianti fluenti in quanto, come detto, non è nota la presenza di collegamenti funzionali con altri impianti che potrebbero giustificare prezzi positivi. In secondo luogo, se l’impianto a valle e quello a monte non sono gestiti dallo stesso soggetto, l’impianto a valle è costretto a sbilanciare quando quello a monte produce (nell’ipotesi che non riesca a prevedere il costo opportunità di quello a monte), generando una perdita di informazioni utili al coordinamento e alla programmazione del sistema elettrico, con ciò aumentando il rischio di variazioni impreviste della generazione.

Esistono, poi, impianti fluenti che, in realtà, disponendo di un piccolo bacino, sono veramente fluenti solo nei mesi primaverili ed estivi; viceversa, nei mesi autunnali e invernali, quando gli apporti naturali sono minori, questi impianti possono operare, entro certi limiti, come impianti modulabili. Queste caratteristiche non sono attualmente catturate nel sistema Gaudì, e ciò costituisce un limite per il monitoraggio della programmazione di questo sottotipo di tecnologia.

Analogamente, la presenza soprattutto in ottica prospettica di impianti **eolici o solari**, con un accumulo ubicato nello stesso sito ma non separato in una differente UP, rischia di ostacolare il monitoraggio anche di questi tipi di tecnologie. È stato verificato che, a fine 2024, solo una UPR eolica riportava nel sistema Gaudì una situazione di questo tipo.

3.3. Analisi del *markup* “al margine”

Per alcuni sottotipi di tecnologia, è possibile stimare il costo marginale e, conseguentemente, calcolare l'eventuale scostamento tra prezzi zonali in esito a MGP e costi marginali di breve termine delle UPR al margine ovvero il *markup* al margine. L'obiettivo dell'analisi è quello di disporre di un primo insieme di indicatori idoneo a segnalare l'eventuale presenza di distorsioni nella formazione dei prezzi zonali dovute a condotte da *price-maker* ovvero a condotte basate sul potere di influenzare questi prezzi. Tuttavia, è bene precisare da subito che l'eventuale assenza di *markup* al margine non esclude la presenza di condotte da *price-maker* qualificabili come condotte di trattenimento fisico o economico di capacità.

In particolare, l'analisi del *markup* al margine è stata condotta con riferimento alle **UPR CCGT**, alle **UPR eoliche** e alle **UPR solari** in quanto presentano la maggiore frequenza al margine tra tutti i sottotipi tecnologici per cui è possibile stimare agevolmente il costo marginale di breve periodo. Al successivo paragrafo 6.3 sono richiamate le esigenze informative finalizzate a completare l'analisi per le UPR idroelettriche modulabili e altre UPR a queste assimilabili.

Per stimare il costo marginale di una UPR CCGT, è stato calcolato il CVS (Costo Variabile Standard) secondo la logica del “costo opportunità”³¹ e tenendo conto dell'unico formato di offerta fruibile in MGP nel biennio 2023-2024 (i c.d. *MTU orders*)³², con le seguenti assunzioni:

- 1) rendimento convenzionale dell'UPR pari al 53% (ovvero all'efficienza media netta del parco CCGT nel 2023);
- 2) prezzo del gas naturale elaborato dal GME (prezzo medio ponderato, c.d. SAP);
- 3) inclusione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas che incidono sul gas prelevato, escludendo la quota parte di quelle componenti (RE_T e CVR_OS) che sono oggetto di restituzione agli operatori termoelettrici;
- 4) vigenza dell'accisa sull'utilizzo del gas per la produzione termoelettrica;
- 5) prezzo dei permessi di emissione di CO2 come da *assessment* del data provider Alba Soluzioni.

Per semplicità, nel calcolo del CVS è stato scelto un rendimento convenzionale; dal momento che l'analisi include anche UPR cogenerative, il valore scelto sicuramente sottostima il vero rendimento medio di queste unità.

Nel computo del CVS, inoltre, sono inclusi i costi sostenuti per ogni metro cubo di gas prelevato (cfr. punti 3) e 4) sopra).

Per quanto riguarda, invece, il costo per la prenotazione della capacità di trasporto del gas dal PSV al sito dell'impianto, sulla base delle statistiche disponibili fornite da Snam Rete Gas, negli anni termici 2022-2023 e 2023-2024 detta capacità è stata di regola prenotata dagli impianti termoelettrici su base annuale e, in minore misura, su base trimestrale e mensile e, quindi, per gli impianti classificabili nel sottotipo di tecnologia “combinato” (di seguito: impianti CCGT) rappresenta normalmente un “costo affondato” per l'operatore di mercato che vende in MGP l'energia producibile da tali impianti e non costituisce quindi un costo evitabile (variabile). La sua inclusione equivarrebbe, quindi, a ragionare in termini di “costo medio” anziché in termini di “costo marginale”.

³¹ L'eventuale presenza di ulteriori costi-opportunità, come spiegato nelle conclusioni del rapporto, sarà oggetto di approfondimenti successivi nell'interlocuzione con gli operatori.

³² Si tratta di curve di offerta a gradini relativi alla singola MTU ossia alla singola ora nel periodo di analisi. Quindi l'unità di misura è l'€/MWh.

Sarebbe tuttavia corretto includere il costo per la prenotazione della capacità di trasporto del gas su base giornaliera nel CVS degli impianti CCGT relativamente alla quota parte di producibilità attesa per la quale non è stata prenotata capacità di trasporto su base annuale, trimestrale e mensile³³. Pertanto, per semplicità, il CVS è stato calcolato facendo due ipotesi limite, ovvero che:

- a) tutte le UPR CCGT abbiano prenotato esclusivamente capacità di trasporto su base annuale, trimestrale e/o mensile; in questa ipotesi, per quanto sopra spiegato, il corrispondente costo è stato escluso dal computo (CVS_CCGT);
- b) tutte le UPR CCGT abbiano prenotato esclusivamente capacità di trasporto su base giornaliera (o non l'abbiano prenotata del tutto); in questa ipotesi, il corrispondente costo (comprendente anche la penale di supero) è stato incluso nel computo (CVS_CCGT_D).

Allo scopo di apprezzare la differenza tra le due ipotesi, si forniscono i valori medi annui del CVS:

	2023	2024
CVS_CCGT (€/MWh)	125,84	106,69
CVS_CCGT_D (€/MWh)	136,77	118,57

Per ogni UPR CCGT al margine in almeno un'ora in una zona di mercato, è stato pertanto calcolato il valore del *markup* come differenza tra il prezzo zonale (in esito a MGP) e il CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) come sopra definiti.

Pertanto, si avrà un *markup* e un *markup_D* in coerenza con il CVS utilizzato.

Sulla base delle descrizioni contenute nel sistema Gaudi, sono state escluse da questa analisi le UPR CCGT che utilizzano prevalentemente un combustibile diverso dal gas naturale.

Inoltre, dal momento che l'obiettivo è quello di focalizzarsi sulle ore in cui le UPR CCGT sono state "veramente" al margine, sono state escluse anche le offerte presentate a prezzo nullo³⁴ per consentire la fattibilità del programma di produzione in esito a MGP, ossia ad un mercato che non considera i vincoli intertemporali o di indivisibilità nell'esercizio delle unità termoelettriche (tempi di avviamento o di cambio assetto, tempi di permanenza in servizio o fuori servizio etc.)³⁵. Tipicamente, infatti, tali offerte sono presentate per le ore di rampa e di minimo tecnico.

Infine, per il calcolo dei valori medi, sono state selezionate solo le offerte caratterizzate da un *markup* (*markup_D*) positivo. I casi di *markup* (*markup_D*) negativo potrebbero infatti derivare sia da una sottostima del rendimento effettivo dell'impianto (avendo scelto di utilizzare un rendimento convenzionale per tutte le UPR CCGT) sia dalla strategia di offerta adottata dall'operatore, eventualmente per internalizzare i vincoli intertemporali di esercizio dell'impianto.

Il Grafico 8 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR CCGT rispetto al valore medio annuo del *markup* e al numero di ore.

Più precisamente, per ogni UPR CCGT (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata è indicato il valore medio annuo del *markup* (*markup_D*), calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* (*markup_D*) positivi relativi alle offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue,

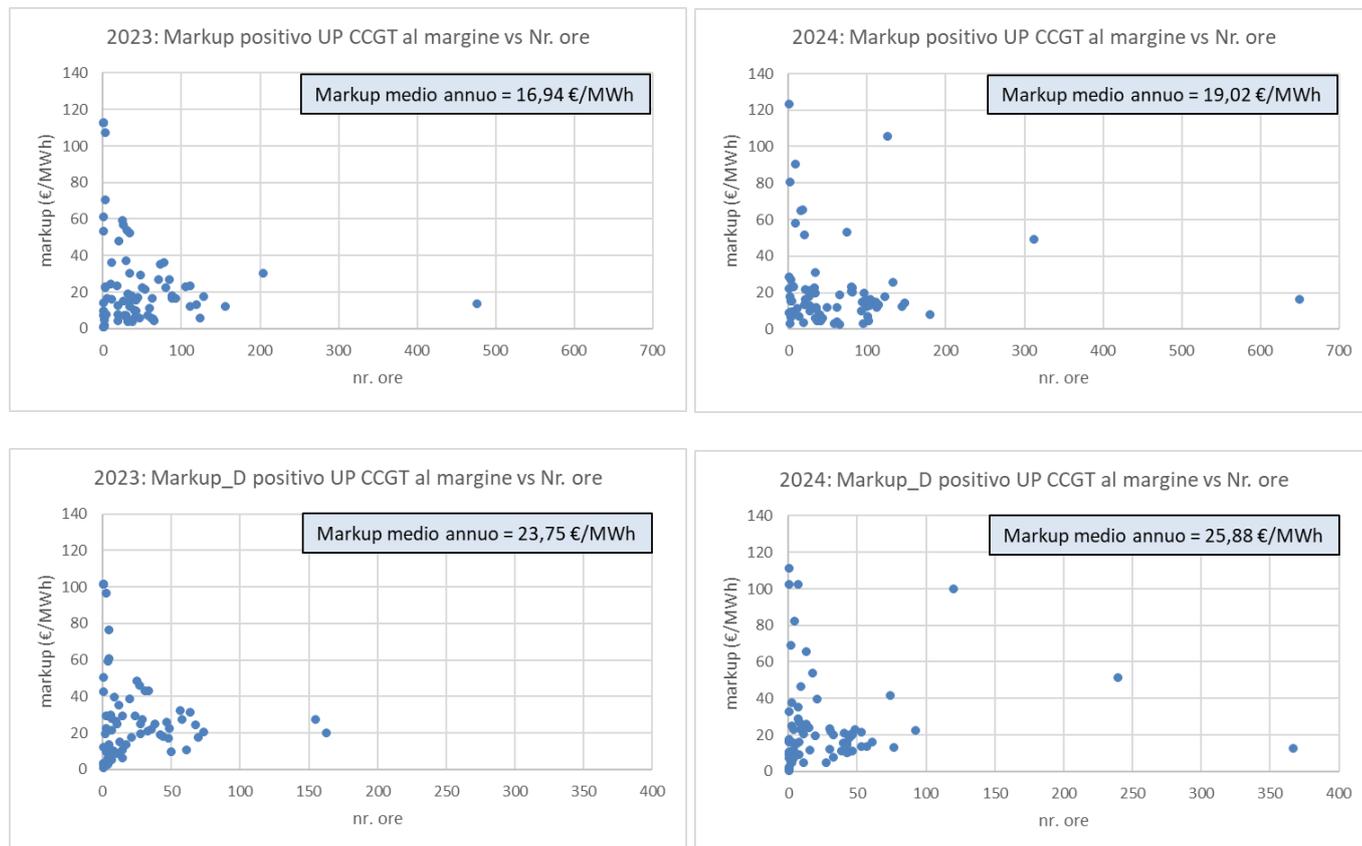
³³ Anche per gli impianti con sottotipo di tecnologia "turbogas", sarebbe corretto includere nel CVS il costo per la prenotazione della capacità di trasporto del gas su base giornaliera.

³⁴ Le offerte a prezzo nullo sono visibili nel Graf. 7 (sottografico CCGT).

³⁵ Per gli anni 2023 e 2024, infatti, non era possibile formulare offerte a blocchi su MGP.

ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una offerta è risultata al margine con *markup* (*markup_D*) positivo³⁶³⁷.

Graf. 8 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascuna UPR CCGT al margine vs nr. ore



Come si evince dal Grafico 8, i valori più alti del *markup* si concentrano in un numero limitato di ore salvo qualche eccezione. Le UPR CCGT al margine che, in almeno un'ora, hanno realizzato un *markup* (*markup_D*) positivo sono 78 (69) nel 2023 e 78 (72) nel 2024.

Le distribuzioni univariate³⁸ delle UPR CCGT al margine, classificate in base al *markup* e al numero di ore, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 17.

³⁶ Il *markup* medio annuo per la generica UP_i è calcolato con la seguente formula: $\sum_{j,h} markup_{i,j,h}/n$ dove j individua l'offerta j -esima al margine della UP_i nell'ora h e n rappresenta il numero di tutte le offerte che in tutte le ore sono caratterizzate da valori positivi dei $markup_{i,j,h}$. Nel calcolo non compaiono le zone di mercato in quanto ogni UP può essere al margine nella stessa ora in una sola zona di mercato.

³⁷ Poiché il CVS è maggiore se si tiene conto del costo della capacità di trasporto del gas su base giornaliera, è ragionevole attendersi che, a parità di ore, per ogni singola UPR CCGT, la differenza tra prezzo offerto e CVS sia maggiore se si considera il CVS_CCGT. Tuttavia, come evidenziato anche dal Grafico 8, aumentando il CVS si riduce il numero di ore in cui le offerte risultano al margine. Nello specifico, considerando il CVS_CCGT_D, il numero di ore è un sottoinsieme di quello identificato con il CVS_CCGT. Di conseguenza, non è possibile fare previsioni sulla differenza tra prezzo offerto e CVS_CCGT_D.

³⁸ In una tabella a doppia entrata di dati statistici, che rappresenta una distribuzione congiunta bivariata in cui si esaminano simultaneamente le modalità di due caratteri X e Y relativi alla stessa collettività statistica (nel caso di specie il *markup* e il numero di ore della collettività di UPR CCGT al margine), si definisce distribuzione univariata (o marginale in senso statistico) ognuna delle distribuzioni semplici di frequenze associate a uno solo dei due caratteri, indipendentemente dall'altro.

Tav. 17 – Quartili del *markup* (*markup_D*) in €/MWh e del nr. di ore relative alle UP CCGT al margine

2023	Markup	Ore	2024	Markup	Ore
1° quartile	7,2	5,3	1° quartile	9,2	9,8
2° quartile	15,8	32,0	2° quartile	15,1	36,0
3° quartile	26,5	62,8	3° quartile	21,9	96,5

2023	Markup_D	Ore	2024	Markup_D	Ore
1° quartile	11,4	4,0	1° quartile	10,8	3,0
2° quartile	21,6	11,0	2° quartile	17,9	12,0
3° quartile	31,1	34,0	3° quartile	25,6	43,0

La Tavola 17 mostra quanto segue:

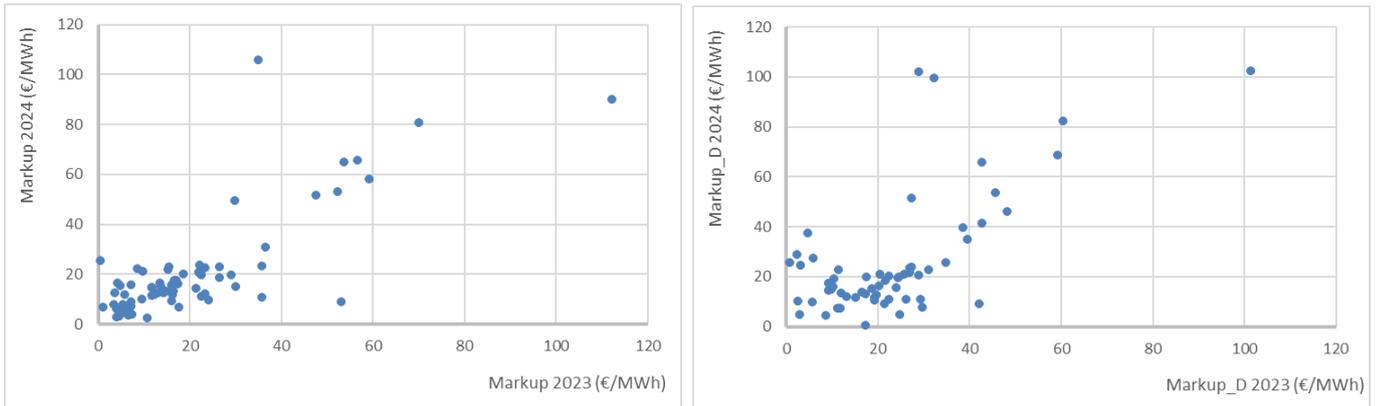
- Nel 2023, il 75% delle UPR CCGT analizzate, cioè circa 59 (52) UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* (*markup_D*) medio superiore a 7 (11) €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* (*markup_D*) positivo superiore a 5 (4).
- Nel 2024, il 75% delle UP CCGT analizzate, cioè circa 59 (54) UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* (*markup_D*) medio superiore a 9 (10) €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* (*markup_D*) positivo superiore a 9 (3).
- Nel 2023, il 25% delle UPR CCGT analizzate, cioè circa 20 (17) UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* (*markup_D*) medio superiore a 26 (31) €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* (*markup_D*) positivo superiore a 62 (34).
- Nel 2024, il 25% delle UPR CCGT analizzate, cioè circa 20 (18) UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* (*markup_D*) medio superiore a 21 (25) €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* (*markup_D*) positivo superiore a 96 (43).

Il *markup* medio annuo si attesta a circa 17 €/MWh nel 2023 in 3180 ore (ovvero il 36% delle ore solari) e 19 €/MWh nel 2024 in 3888 ore (ovvero il 44% delle ore solari). In percentuale sul prezzo medio offerto nelle stesse ore, il *markup* medio annuo risulta pari al 12,2% nel 2023 e al 15,0% nel 2024.

Il *markup_D* medio annuo si attesta a circa 24 €/MWh nel 2023 in 1447 ore (ovvero il 17% delle ore solari) e 26 €/MWh nel 2024 in 1795 ore (ovvero il 20% delle ore solari). In percentuale sul prezzo medio offerto nelle stesse ore, il *markup_D* medio annuo risulta pari al 14,9% nel 2023 e al 17,4% nel 2024.

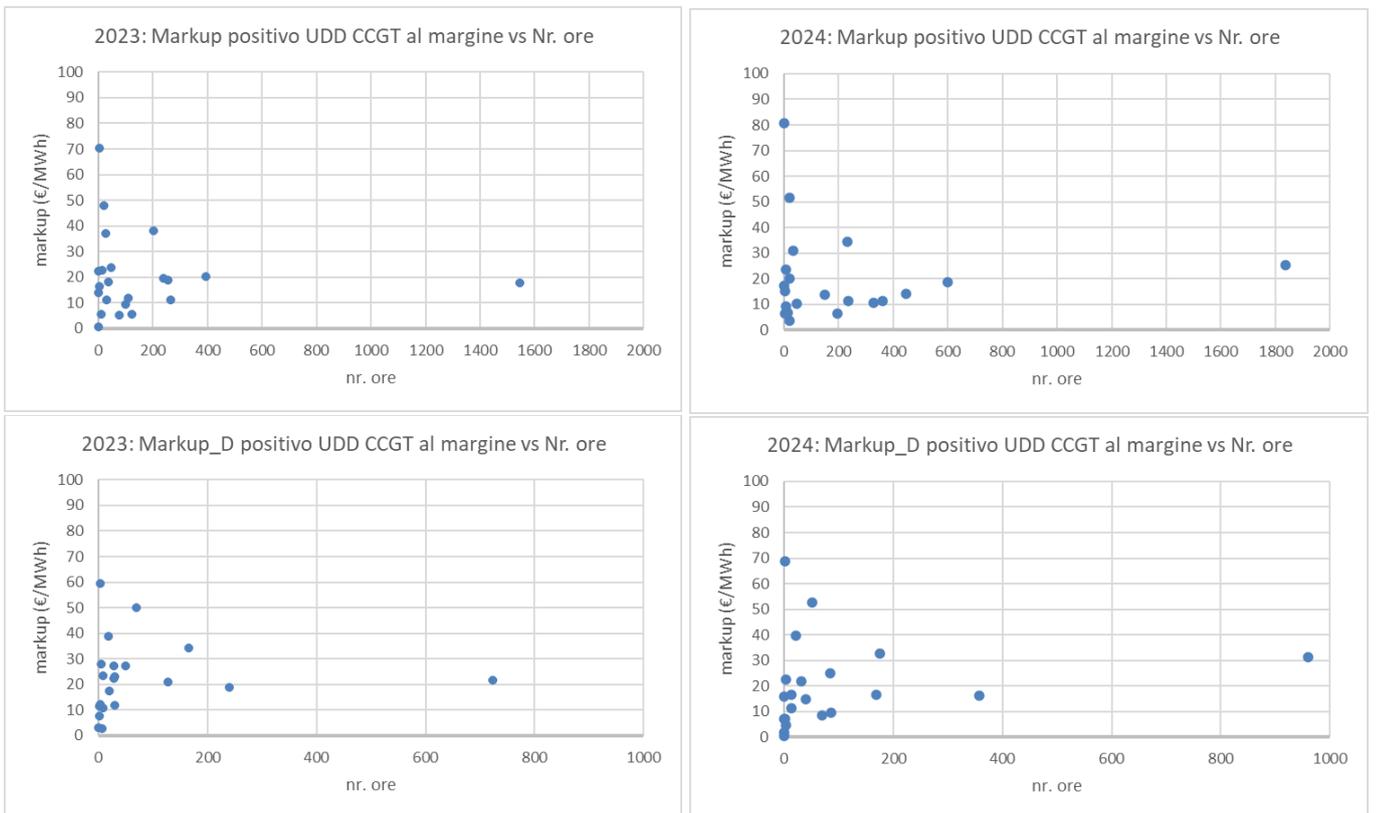
Considerando solo le UPR CCGT presenti al margine sia nel 2023 sia nel 2024, il Grafico 9 illustra come la maggior parte di esse abbiano registrato un *markup* (*markup_D*) medio simile in entrambi gli anni. Ciò trova conferma nel Grafico 10 dove il *markup* (*markup_D*) calcolato a livello di operatore evidenzia dei risultati simili per entrambi gli anni.

Graf. 9 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per le UPR CCGT al margine (2023 vs 2024)



Il Grafico 10 riporta, per ogni operatore (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del *markup* (*markup_D*), calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* (*markup_D*) positivi relativi alle sue offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata al margine con *markup* (*markup_D*) positivo. Il numero degli operatori è pari a 21-22 a seconda degli anni e della modalità di calcolo del *markup*.

Graf. 10 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR CCGT al margine) vs nr. ore

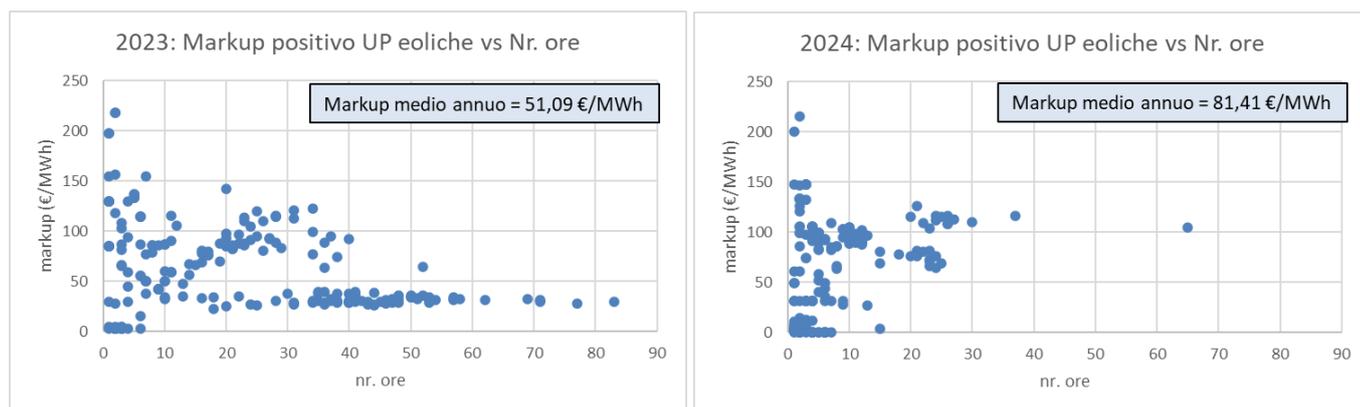


Si consideri, ora, il sottotipo di tecnologia “**eolico**”. Come già evidenziato, le UPR eoliche hanno un costo marginale di breve periodo nullo; pertanto, il loro *markup* coincide con il prezzo zonale in esito a MGP. Anche in questo caso, per il calcolo dei valori medi, sono state selezionate solo le offerte caratterizzate da un *markup* strettamente positivo.

Il Grafico 11 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR eoliche rispetto al valore medio annuo del *markup* e al numero di ore.

Più precisamente, il grafico riporta, per ogni UPR eolica (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del *markup* (prezzo zonale) calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* positivi relativi alle sue offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata al margine con *markup* positivo.

Graf. 11 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascuna UPR eolica al margine vs nr. ore



Le UPR eoliche al margine che, in almeno un'ora, hanno realizzato un *markup* positivo sono 219 nel 2023 e 174 nel 2024.

Le distribuzioni univariate delle UPR eoliche al margine, classificate in base al *markup* e al numero di ore, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 18.

Tav. 18 – Quartili del *markup* in €/MWh e del nr. di ore relative alle UPR eoliche al margine

2023	Markup	Ore	2024	Markup	Ore
1° quartile	29,4	4,0	1° quartile	12,9	2,0
2° quartile	42,2	16,0	2° quartile	76,9	5,0
3° quartile	86,9	36,0	3° quartile	102,3	10,0

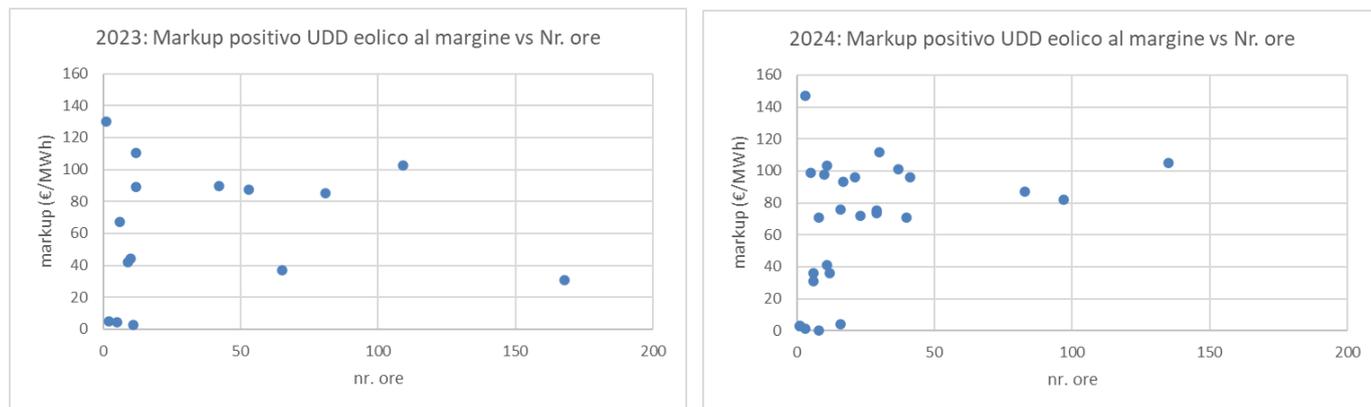
La Tavola 18 mostra quanto segue.

- Nel 2023, il 75% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 164 UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* medio superiore a 29 €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* positivo superiore a 4.
- Nel 2024, il 75% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 131 UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* medio superiore a 12 €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* positivo superiore a 2.
- Nel 2023, il 25% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 55 UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* medio superiore a 86 €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* positivo superiore a 36.
- Nel 2024, il 25% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 44 UPR, ha riportato:
 - i) un *markup* medio superiore a 102 €/MWh e
 - ii) un numero di ore con *markup* positivo superiore a 10.

Il *markup* medio annuo si attesta a circa 51 €/MWh nel 2023 in 500 ore (ovvero il 5,7% delle ore solari) e 81 €/MWh nel 2024 in 343 ore (ovvero il 3,9% delle ore solari).

Il Grafico 12 riporta, per ogni operatore che detiene capacità da UPR eoliche (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del *markup*, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* positivi relativi alle sue offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata al margine con *markup* positivo. Il numero degli operatori è pari a 15 nel 2023 e 28 nel 2024.

Graf. 12 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR eoliche al margine) vs nr. ore

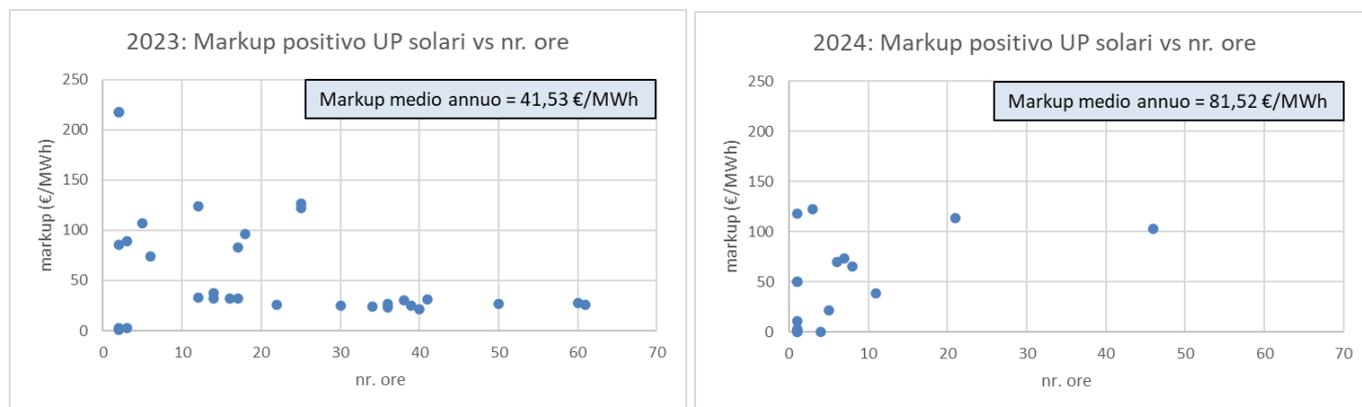


Si consideri, ora, il sottotipo di tecnologia “**solare**”. Come già evidenziato, le UPR solari hanno un costo marginale di breve periodo nullo; pertanto, il loro *markup* coincide con il prezzo zonale in esito a MGP. Anche in questo caso, per il calcolo dei valori medi, sono state selezionate solo le offerte caratterizzate da un *markup* strettamente positivo.

Il Grafico 13 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR solari rispetto al valore medio annuo del *markup* e al numero di ore.

Più precisamente, il grafico riporta, per ogni UPR solare (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del *markup* (prezzo zonale) calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* positivi relativi alle sue offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata al margine con *markup* positivo.

Graf. 13 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascuna UPR solare al margine vs nr. ore



Le UPR solari al margine che, in almeno un’ora, hanno realizzato un *markup* positivo sono 31 nel 2023 e 17 nel 2024.

Le distribuzioni univariate delle UPR eoliche al margine, classificate in base al *markup* e al numero di ore, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 19.

Tav. 19 – Quartili del *markup* in €/MWh e del nr. di ore relative alle UPR solari al margine

2023	Markup	Ore	2024	Markup	Ore
1° quartile	25,2	5,5	1° quartile	3,0	1,0
2° quartile	31,9	17,0	2° quartile	50,0	3,0
3° quartile	87,2	36,0	3° quartile	73,7	7,0

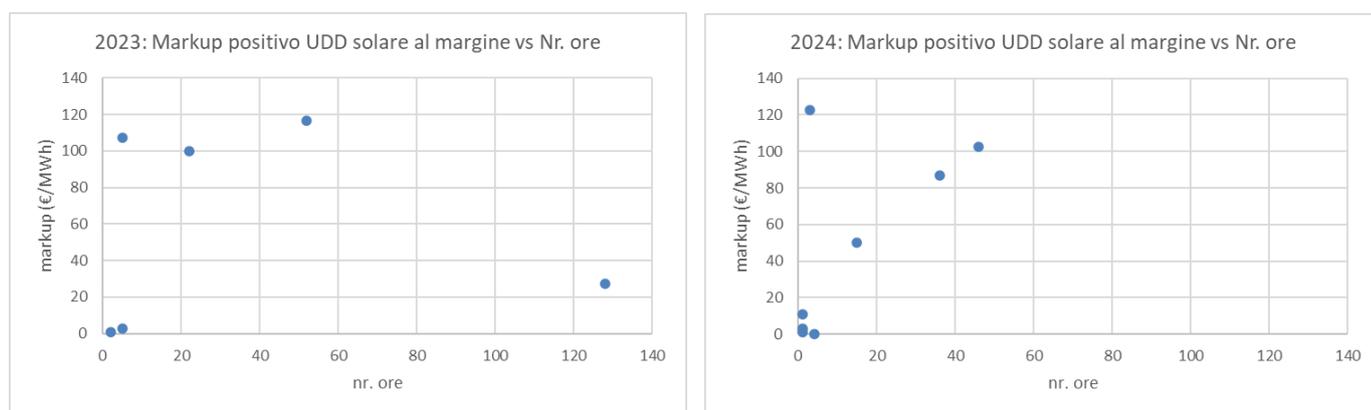
La Tavola 19 mostra quanto segue.

- Nel 2023, il 75% delle UPR solari analizzate, cioè circa 23 UPR, ha riportato:
 - un *markup* medio superiore a 25 €/MWh e
 - un numero di ore con *markup* positivo superiore a 5.
- Nel 2024, il 75% delle UPR solari analizzate, cioè circa 13 UPR, ha riportato:
 - un *markup* medio superiore a 3 €/MWh e
 - un numero di ore con *markup* positivo superiore a 1.
- Nel 2023, il 25% delle UPR solari analizzate, cioè circa 8 UPR, ha riportato:
 - un *markup* medio superiore a 87 €/MWh e
 - un numero di ore con *markup* positivo superiore a 36.
- Nel 2024, il 25% delle UPR solari analizzate, cioè circa 4 UPR, ha riportato:
 - un *markup* medio superiore a 73 €/MWh e
 - un numero di ore con *markup* positivo superiore a 7.

Il *markup* medio annuo si attesta a circa 42 €/MWh nel 2023 in 206 ore (ovvero il 2,4% delle ore solari) e 82 €/MWh nel 2024 in 106 ore (ovvero l'1,2% delle ore solari).

Il Grafico 14 riporta, per ogni operatore che detiene capacità da UPR solari (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del *markup*, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i *markup* positivi relativi alle sue offerte al margine (accettate), e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata al margine con *markup* positivo. Il numero degli operatori è pari a 6 nel 2023 e 8 nel 2024.

Graf. 14 – Valori medi annui del *markup* (positivo) per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR solari al margine) vs nr. ore



La Tavola 20 sintetizza i risultati dell'analisi del *markup* al margine.

Per ogni sottotipo di tecnologia specificato, in particolare, la tavola riporta:

- il numero di ore solari corrispondente al conteggio delle ore di ogni anno in cui, per almeno un'offerta presentata da una UPR (di quel sottotipo di tecnologia), si sia registrato un *markup* positivo;
- il valore medio annuo del *markup* (*markup_D*), calcolato come media aritmetica dei soli valori positivi di tutti i *markup* delle offerte accettate al margine.

Nella tavola è riportato anche il valore medio annuo del prezzo offerto corrispondente alle offerte accettate al margine con *markup* positivo e la percentuale del *markup* su tale prezzo.

Si rammenta che, nella stessa ora, nella stessa zona di mercato, possono risultare al margine più UPR con un diverso sottotipo di tecnologia e, conseguentemente, un diverso *markup*. Per esempio, nell'ora *h*, nella zona di mercato *XYZ*, potrebbero risultare al margine una UPR con sottotipo tecnologico "combinato" e *markup* pari a 20 €/MWh e una UPR con sottotipo "eolico" e *markup* pari a 120 €/MWh. In questo caso, l'ora *h* sarebbe conteggiata due volte: una volta per il sottotipo di tecnologia "combinato" e una volta per il sottotipo "eolico"; inoltre, il *markup* pari a 20 €/MWh entrerebbe nel calcolo del valore medio del *markup* relativo al sottotipo di tecnologia "combinato" mentre il *markup* pari a 120 €/MWh entrerebbe nel calcolo del valore medio del *markup* relativo al sottotipo "eolico".

Tav. 20 – Dati di sintesi dell'analisi del *markup* al margine per i sottotipi di tecnologia combinato, eolico e solare

		2023	2024	Δ % 2023-2024	% su nr. 2023	% su nr. 2024
Combinato CVS_CCGT	nr. ore solari	3180	3888	22,3%	36,3%	44,3%
	prezzo medio offerto (€/MWh)	138,70	126,95	-8,5%		
	markup medio (€/MWh)	16,94	19,02	12,3%		
	markup (% prezzo off.)	12,2%	15,0%	22,7%		
Combinato CVS_CCGT_D	nr. ore solari	1447	1795	24,0%	16,5%	20,4%
	prezzo medio offerto (€/MWh)	159,36	148,82	-6,6%		
	markup_D medio (€/MWh)	23,75	25,88	9,0%		
	markup_D (% prezzo off.)	14,9%	17,4%	16,7%		
Eolico	nr. ore solari	500	343	-31,4%	5,7%	3,9%
	markup medio (€/MWh)	51,09	81,41	59,3%		
Solare	nr. ore solari	206	106	-48,5%	2,4%	1,2%
	markup medio (€/MWh)	41,53	81,52	96,3%		

3.4. Risultati, in sintesi, dell'analisi delle unità e dei prezzi al margine

I risultati dell'analisi condotta in questo capitolo possono essere così sintetizzati:

- in oltre un quarto delle ore solari, sia nel 2023 sia nel 2024, l'algoritmo di MGP ha restituito un'unica configurazione zonale comprendente, oltre a tutte le zone di offerta nazionali, le zone estere confinanti in *coupling* o con allocazione esplicita della capacità di interconnessione; tralasciando le zone estere, in circa il 70% delle ore si è registrata un'unica zona di mercato costituita da tutte le 7 zone di offerta nazionali e, in circa un quarto delle ore, si sono registrate due zone di mercato;
- in una quota significativa di ore (46% nel 2023 e 37% nel 2024), è risultata al margine almeno un'offerta proveniente da paesi esteri in *coupling* con l'Italia di cui non si conosce il sottostante fisico e quindi il sottotipo tecnologico, stante l'adozione della modalità di offerta

e programmazione a livello di portafoglio (c.d. *portfolio bidding*) da parte di molti paesi d'oltralpe;

- in almeno l'80% delle ore solari, sia nel 2023 sia nel 2024, è risultata al margine almeno una UPR nazionale con conseguente possibilità di conoscere il sottotipo tecnologico della medesima;
- gli impianti **CCGT** hanno giocato un ruolo preponderante nella definizione del prezzo zonale in esito a MGP, essendo risultati al margine (con almeno una UPR in almeno una zona di mercato) in una percentuale di circa il 70% delle ore solari; l'importanza dei CCGT è confermata anche dal fatto che nella zona di mercato più frequente (corrispondente all'Italia³⁹), almeno una UPR CCGT è risultata al margine nel 63% delle ore in cui tale zona di mercato si è formata in esito a MGP;
- gli **impianti idroelettrici modulabili** (aste idroelettriche e impianti a serbatoio e a bacino) sono risultati al margine (con almeno una UPR in almeno una zona di mercato) in un numero di ore compreso tra il 2% e l'8% delle ore solari (a seconda dell'anno e del sottotipo di tecnologia);
- gli **impianti di (produzione e) pompaggio** sono risultati al margine (con almeno una UPR in almeno una zona di mercato) nel 3,2% e nel 6,8% delle ore, rispettivamente nel 2023 e nel 2024;
- gli **impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili** (soprattutto eolici e solari) sono risultati al margine (con almeno una UPR in almeno una zona di mercato) in un numero non trascurabile di ore (7% circa per gli eolici e 4% per i solari); per gli impianti idrici fluenti si nota una presenza al margine pari a circa il 5% delle ore, non trascurabile nemmeno nelle classi di prezzo comprese tra 80 e 200 €/MWh. Come ricordato, tuttavia, alcuni di questi impianti non possono essere considerati "fluenti" al 100%, in quanto dotati di un (piccolo) bacino e/o collegati funzionalmente con impianti idroelettrici modulabili ubicati a monte;
- con riferimento alle **UPR CCGT**, è stato calcolato il *markup* al margine come scostamento tra prezzo zonale e costo marginale di breve periodo; quest'ultimo, a sua volta, è stato calcolato sia escludendo dal computo il costo della prenotazione di capacità di trasporto del gas, in quanto ipotizzata di tipo annuale/trimestrale/mensile, sia includendo il costo del conferimento giornaliero della medesima capacità, in quanto rientrante nel concetto di costo marginale, essendo un costo evitabile (variabile). Pertanto il *markup* è presentato con due valori: *markup* e *markup_D*. Considerando solo le offerte con *markup* (*markup_D*) positivo, il *markup* medio annuo è stato pari a circa 17 (24) €/MWh nel 2023 e 19 (26) €/MWh nel 2024, rispettivamente nel 36% (17 %) delle ore solari del 2023 e nel 44% (20%) delle ore solari del 2024; in percentuale sul prezzo medio offerto nelle stesse ore, il *markup* medio annuo è stato pari al 12,2% (14,9%) nel 2023 e al 15,0% (17,4%) nel 2024;
- con riferimento alle **UPR eoliche**, è stato calcolato il *markup* al margine come scostamento tra prezzo zonale e costo marginale di breve periodo posto pari a zero per definizione; considerando solo le offerte con *markup* positivo, il *markup* medio annuo è stato pari a circa 51 €/MWh nel 2023 e 81 €/MWh nel 2024, rispettivamente nel 6% delle ore solari del 2023 e nel 4% delle ore solari del 2024;
- con riferimento alle **UPR solari**, è stato calcolato il *markup* al margine come scostamento tra prezzo zonale e costo marginale di breve periodo posto pari a zero per definizione;

³⁹ CALA, CNOR, CSUD, NOR, SARD, SICI, SUD.

considerando solo le offerte con *markup* positivo, il *markup* medio annuo è stato pari a circa 41 €/MWh nel 2023 e 81 €/MWh nel 2024, rispettivamente nel 2% delle ore solari del 2023 e nell'1% delle ore solari del 2024;

- in sintesi, la presenza di un *markup* positivo al margine, nei termini sopra indicati per entità e frequenza di ore, è un primo segnale della possibile adozione di condotte da *price-maker* nel biennio analizzato, qualificabili come condotte di trattenimento economico di capacità.

4. ANALISI DEL TRATTENIMENTO ECONOMICO DI CAPACITÀ PRODUTTIVA

4.1. Premessa

L'analisi del *markup* al margine descritta nel Capitolo 3 ha individuato le ore in cui, per le UPR CCGT, eoliche e solari, si è riscontrato un *markup positivo* (in almeno una zona di mercato), dando quindi evidenza di possibili condotte da *price-maker*, qualificabili come condotte di trattenimento economico di capacità.

Le condotte di trattenimento economico di capacità non implicano necessariamente la presenza di un *markup* positivo al margine ma sono finalizzate ad assicurare la definizione di un prezzo zonale superiore a quello che si sarebbe determinato in assenza di tali condotte⁴⁰.

Pertanto, il presente capitolo è finalizzato a verificare l'eventuale sussistenza delle condizioni che definiscono il trattenimento economico di capacità di generazione ai sensi della REMIT Guidance di ACER.

In particolare, la Guidance definisce le condotte di trattenimento economico di capacità come le **"Actions undertaken to offer available generation capacity at prices which are at or above the market price and do not reflect the marginal cost (including opportunity cost) of the market participant's asset, which results in the related wholesale energy product not being traded or related asset not being dispatched"**. [1]⁴¹

Dalla definizione [1] discende che, per individuare una condotta di trattenimento economico di capacità di generazione nello scenario in cui l'energia producibile da ogni UPi-esima nell'ora h (UP_{ih}) è offerta a $P_{UP_{ih}}$, occorre siano soddisfatte per almeno un'UP_{ih}, le seguenti tre condizioni:

1. Prezzo offerto dall'UP in MGP ($P_{UP_{ih}}$) \geq Prezzo zonale di MGP ($P_{MKT_{zh}}$).
2. Prezzo zonale di MGP ($P_{MKT_{zh}}$) $>$ Costo marginale (+ costi opportunità) dell'UP (CVS_{ih}).
3. Quantità offerta rifiutata.

La prima condizione, prendendo spunto dalla terminologia dei contratti di opzione, indica che la quantità offerta, se valutata in base al prezzo offerto, è *seemingly At-The-Money (sATM)* oppure *seemingly Out-of-The-Money (sOTM)* ovvero potrebbe essere (anche solo parzialmente) rifiutata pur essendo presentata ad un prezzo uguale al prezzo zonale oppure sarà sicuramente rifiutata poiché presentata ad un prezzo superiore al prezzo zonale.

La seconda condizione indica che la quantità offerta, se valutata in base al CVS_{ih} , è *truly In-The-Money (tITM)* ovvero sarebbe senza dubbio accettata qualora presentata ad un prezzo pari al CVS_{ih} .

La terza condizione indica che la quantità offerta è stata rifiutata dall'algorithmo di mercato.

Si ricorda che l'individuazione delle condotte di trattenimento economico di capacità, da una parte, sconta le ipotesi che sono state adottate nell'indagine con particolare riferimento al calcolo del costo marginale di breve termine delle UPR CCGT, dall'altra, non implica alcuna valutazione sulla possibile natura manipolativa delle medesime. Infatti, la REMIT Guidance di ACER specifica due ulteriori requisiti che devono essere soddisfatti affinché una condotta di trattenimento economico di capacità nel mercato elettrico sia qualificabile come manipolazione di mercato, ovvero: i) la capacità

⁴⁰ Al fine di conseguire l'obiettivo di un prezzo zonale superiore a quello che si sarebbe formato in concorrenza perfetta, è sufficiente che l'azione di trattenimento economico di capacità "costringa" l'algorithmo di mercato a selezionare una UPR di un soggetto *price-taker* (ovviamente offerta al costo marginale) che non sarebbe stata selezionata in concorrenza perfetta (ossia in assenza della suddetta azione di trattenimento economico di capacità).

⁴¹ Cfr. Nota a piè di pagina nr. 139 della REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024.

da parte dell'operatore di mercato di influenzare il prezzo e ii) l'assenza di una legittima giustificazione di natura tecnica, regolatoria e/o economica per offrire la propria capacità disponibile ad un prezzo superiore al costo marginale (ivi inclusi eventuali costi opportunità).

Il presente capitolo indaga sulle unità di produzione che hanno presentato offerte di vendita in MGP che soddisfano le tre condizioni sopra elencate (di seguito: condizioni di trattenimento). In particolare, nel sottocapitolo 4.2, si descrivono le condotte di trattenimento economico di capacità in cui il prezzo offerto è risultato strettamente superiore al prezzo zonale mentre nel sottocapitolo 4.4 si descrivono le condotte di trattenimento di capacità in cui, invece, il prezzo offerto è risultato pari al prezzo zonale.

L'Appendice 4.5 al capitolo fornisce, infine, alcune statistiche in relazione agli scostamenti tra prezzi offerti, prezzo di esercizio delle *reliability options* del mercato della capacità (c.d. strike price) e prezzi zonali.

4.2. Analisi del trattenimento economico di capacità (prezzo offerto superiore al prezzo zonale)

Al fine di fornire una rappresentazione più dettagliata possibile, le tre condizioni che definiscono il trattenimento economico di capacità sono state indagate focalizzandosi su alcuni tipi/sottotipi di tecnologia per i quali è possibile stimare il costo marginale di breve periodo, coerentemente con quanto esposto nel capitolo precedente.

L'analisi dei trattenimenti economici di capacità è stata, quindi, condotta con riferimento alle **UPR CCGT**, alle **UPR eoliche** e alle **UPR solari**.

È necessaria una precisazione per le ultime due tecnologie: l'utilizzo di una fonte primaria (vento, irraggiamento solare), caratterizzata da un certo grado (anche elevato) di aleatorietà, comporta necessariamente una diversa modalità di offerta rispetto alle tecnologie termiche. Come spiegato nel Box 2, un operatore *price-taker* dovrebbe offrire la produzione prudenzialmente attesa (e non la capacità disponibile) per il giorno successivo ad un prezzo nullo. Pertanto, in questo capitolo, si è ipotizzato che quanto complessivamente offerto in MGP corrisponda alla produzione attesa di ciascuna UPR eolica e solare e che, quindi, quantità offerte ad un prezzo maggiore di zero e non accettate siano indice di trattenimento economico di capacità. Non è escluso che solo una parte di questa quantità rappresenti un effettivo trattenimento economico di capacità ai sensi del regolamento REMIT (la quantità minore o uguale alla produzione attesa), mentre il resto si potrebbe qualificare come una "vendita allo scoperto" in potenziale violazione dei principi di diligenza, prudenza e previdenza della condotta di programmazione, oltre che in eventuale violazione degli obblighi di bilanciamento.

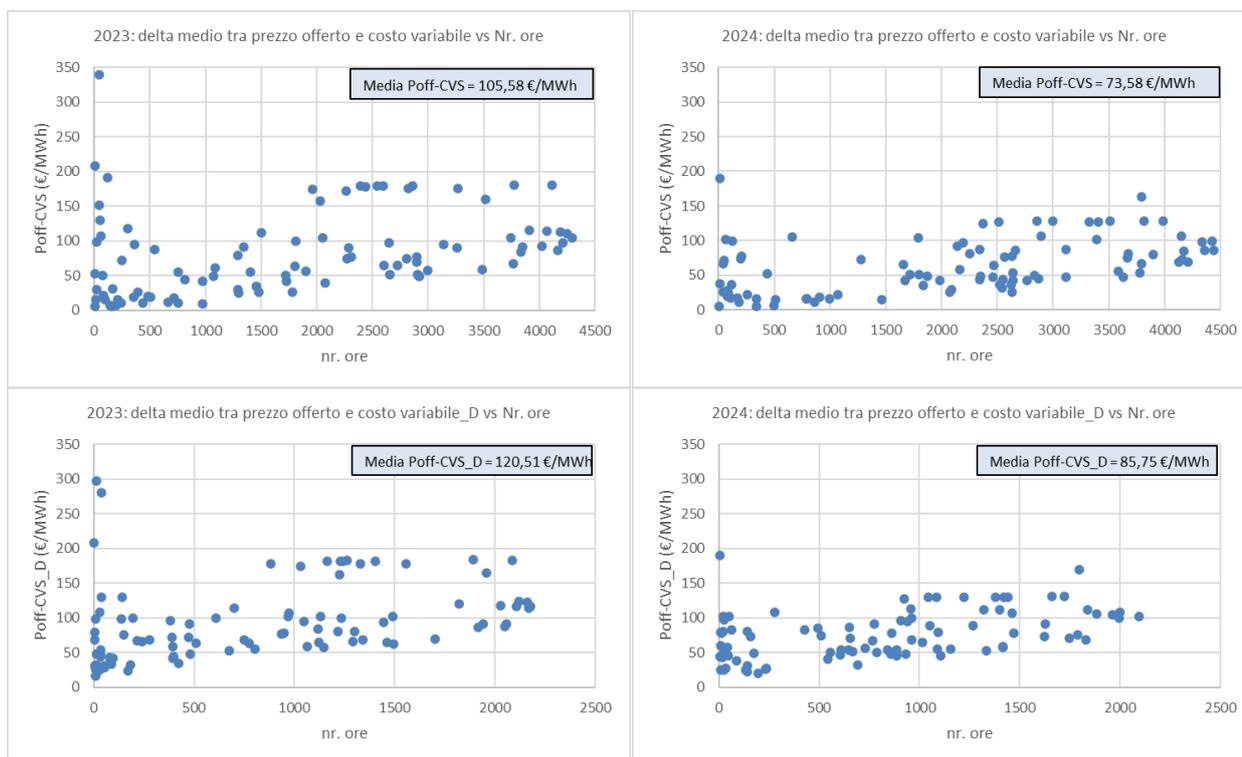
Per ogni UPR CCGT che, in almeno un'ora e in una zona di mercato, ha presentato almeno un'offerta che soddisfa le condizioni di trattenimento (ovvero un prezzo offerto superiore al prezzo zonale, un prezzo zonale superiore al costo marginale - inclusi i costi opportunità - e quantità offerta rifiutata) è stata calcolata sia la differenza tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT (escludendo quindi il costo della capacità di trasporto del gas) sia la differenza tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT_D (includendo il costo della capacità di trasporto del gas su base giornaliera), in coerenza con quanto descritto nel Capitolo 3. Pertanto, si avrà una differenza tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT e una differenza tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT_D in coerenza con il CVS utilizzato.⁴²

⁴² Si veda la nota 37.

Il Grafico 15 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR CCGT rispetto al valore medio annuo della differenza positiva tra il prezzo offerto e il CVS e al numero di ore.

Più precisamente, il grafico riporta, per ogni UPR CCGT (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo della differenza positiva tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT (CVS_CCGT_D), calcolato facendo la media aritmetica di tutte le suddette differenze relative alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità, e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui, per almeno una offerta, sono risultate soddisfatte le medesime condizioni⁴³.

Graf. 15 – Valori medi annui della differenza tra il prezzo offerto e il CVS per ciascuna UPR CCGT vs nr. ore



Come si evince dal Grafico 15, la differenza positiva tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) sembra essere concentrata tra 0 e 200 €/MWh, mentre la distribuzione dei dati appare quasi uniforme tra 0 e 4500 ore annue (tra 0 e 2500 ore annue se si considera il CVS_CCGT_D) sia nel 2023 sia nel 2024. Le UPR CCGT che, in almeno un'ora, hanno trattenuto economicamente capacità sono state 96 nel 2023 e 95 nel 2024 (95 nel 2023 e 94 nel 2024 se si considera il CVS_CCGT_D).

Le distribuzioni univariate delle UPR CCGT, che hanno trattenuto economicamente capacità, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 21.

⁴³ Al fine di fornire una rappresentazione chiara, nel 2024, è stata esclusa dal grafico una singola UPR poiché presenta un valore in ordinata molto più elevato rispetto a quello delle altre unità produttive.

Tav. 21 – Quartili della differenza tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) e delle ore relative alle UPR CCGT che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento

2023	Poff-CVS	Ore
1° quartile	33,8	384,3
2° quartile	70,4	1.752,5
3° quartile	108,2	2.902,0

2024	Poff-CVS	Ore
1° quartile	33,4	584,5
2° quartile	55,5	2.340,0
3° quartile	87,4	3.118,5

2023	Poff-CVS_D	Ore
1° quartile	54,4	84,0
2° quartile	79,9	702,0
3° quartile	116,5	1.294,5

2024	Poff-CVS_D	Ore
1° quartile	49,8	141,5
2° quartile	73,1	815,0
3° quartile	101,1	1.308,3

La Tavola 21 mostra che:

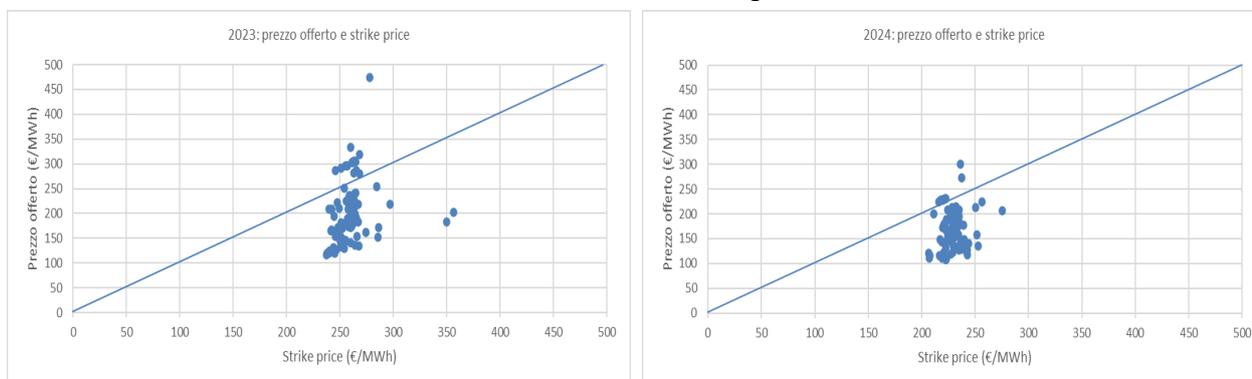
- Nel 2023, il 75% delle UPR CCGT analizzate, cioè circa 72 UPR CCGT, ha riportato:
 - i) una differenza media tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) superiore a 33 (54) €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 384 (84) ore.
- Nel 2024, il 75% delle UPR CCGT analizzate ha riportato:
 - i) una differenza media tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) superiore a 33 (49) €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 584 (141) ore.
- Nel 2023, il 25% delle UPR CCGT analizzate, cioè circa 24 UPR CCGT, ha riportato:
 - i) una differenza media tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) superiore a 108 (116) €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 2902 (1294) ore.
- Nel 2024, il 25% delle UPR CCGT analizzate ha riportato:
 - i) una differenza media tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) superiore a 87 (101) €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 3118 (1308) ore.

La differenza media tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT si attesta a circa 106 €/MWh nel 2023 per 4.760 ore (ovvero il 54,3% delle ore solari) e 74 €/MWh nel 2024 per 5.147 ore (ovvero il 58,6% delle ore solari). La differenza media tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT_D si attesta a circa 121 €/MWh nel 2023 per 2.605 ore (ovvero il 29,7% delle ore solari) e 86 €/MWh nel 2024 per 2.629 ore (ovvero il 29,9% delle ore solari).

Al fine di meglio comprendere la strategia di offerta delle UPR CCGT, nel Grafico 16 sono stati messi in relazione i valori medi annui del prezzo offerto e dello strike price del mercato della capacità per le offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità analizzate in questo

sottocapitolo, considerando come costo variabile standard il CVS_CCGT.⁴⁴ I risultati sono pressoché identici qualora si considerasse come costo variabile standard il CVS_CCGT_D.

Graf. 16 – Valori medi del prezzo offerto e dello strike price per le offerte delle UPR CCGT che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità



Questa analisi permette di evidenziare come la maggior parte delle offerte per le UPR CCGT siano state presentate ad un prezzo inferiore allo strike price del mercato della capacità. Le UPR CCGT che hanno evidenziato mediamente un prezzo offerto superiore allo strike price sono 17 nel 2023 e 12 nel 2024. Salvo qualche eccezione relativa ad un numero limitato di ore, si tratta di UPR nella titolarità dello stesso operatore di mercato.

Si rammenta che l'obiettivo principale del mercato della capacità è quello di assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico e non quello di mitigare l'esercizio di potere di mercato. Certamente il meccanismo consente di sterilizzare l'incentivo all'esercizio del potere di mercato per prezzi superiori allo strike price in relazione alle quantità impegnate: questo è l'inevitabile effetto collaterale derivante dalle obbligazioni assunte dall'operatore con la vendita della opzione call, le quali rendono certi i suoi ricavi sopra lo strike price. Le offerte comprese tra il CVS di una UPR CCGT e lo strike price (CVS di una UPR OCGT) evidenziano comunque l'esistenza di uno spazio di manovra per gli operatori di mercato su cui il mercato della capacità, per come è stato disegnato (monoprodotto costruito sulla tecnologia di punta, ovvero un OCGT), non può produrre alcun effetto di mitigazione dell'esercizio di potere di mercato.

Focalizzando l'attenzione sulle UPR CCGT che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità con un prezzo strettamente superiore allo strike price, è possibile osservare quanto segue.

⁴⁴ Anche in questo caso, nel 2024, non sono stati rappresentati i valori medi di una singola UPR poiché fuori scala.

Graf. 17 – Valori medi annui della differenza tra prezzo offerto e CVS_CCGT e della differenza tra strike price e CVS_CCGT per le UPR CCGT che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità con un prezzo offerto strettamente superiore allo strike price⁴⁵⁴⁶



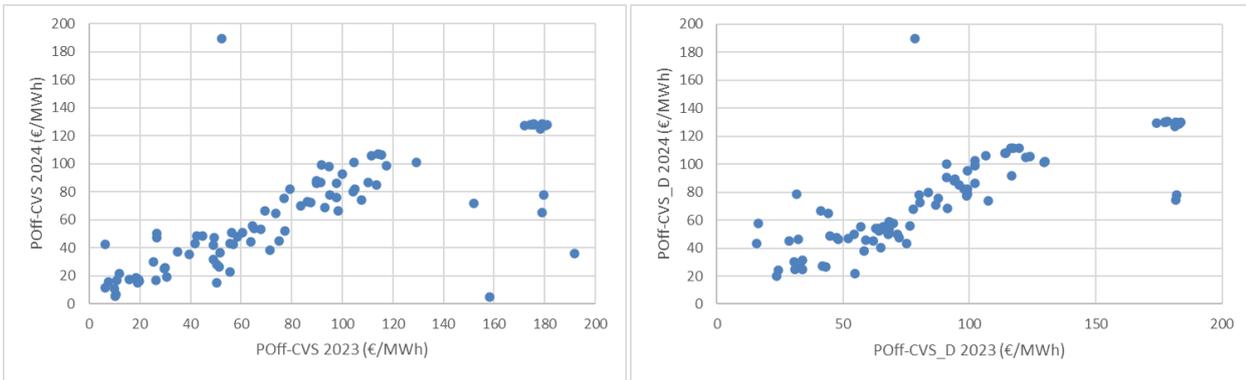
Considerando solo le UPR sopra rappresentate, nel 2023, la differenza tra strike price e CVS_CCGT è mediamente pari a 138 €/MWh, mentre nel 2024 è pari a 122 €/MWh. Di contro, la differenza media tra prezzo offerto e CVS_CCGT è pari a 186 €/MWh nel 2023 e 136 €/MWh nel 2024 (escludendo i dati di una singola UPR, essendo molto più elevati delle altre unità produttive).

Considerando solo le UPR CCGT che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità sia nel 2023 che nel 2024, il Grafico 18 illustra come la maggior parte di esse abbiano registrato una differenza tra prezzo offerto e CVS_CCGT (CVS_CCGT_D) medio simile in entrambi gli anni.

⁴⁵ Se si considera come costo variabile standard il CVS_CCGT_D, le unità produzione sono le medesime nei due anni.

⁴⁶ Con l'acronimo MP si intende il *Market Participant*, ovvero l'operatore (cfr. nota a piè di pagina n. 17). Si evidenzia, inoltre, che la numerazione delle UPR e dei MP è indipendente per ogni singolo anno.

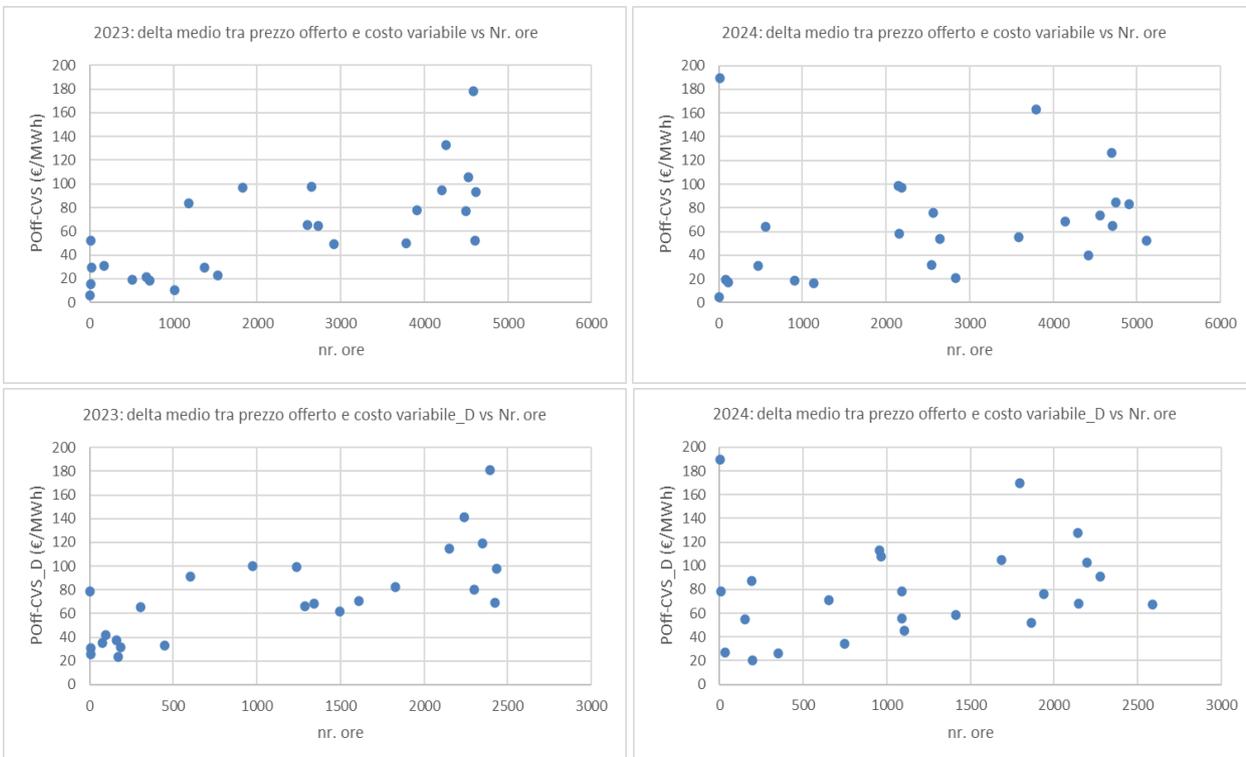
Graf. 18 – Valori medi annui della differenza tra prezzo offerto e CVS per le UPR CCGT che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità (2023 vs 2024)



Ciò trova conferma nel Grafico 19 dove la differenza tra prezzo offerto e CVS (sia CVS_CCGT sia CVS_CCGT_D), calcolata a livello di operatore, evidenzia risultati simili per entrambi gli anni.

Il Grafico 19 riporta, in particolare, per ogni operatore (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo della differenza positiva tra prezzo offerto e CVS, calcolato facendo la media aritmetica di tutte le suddette differenze relative alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui almeno una sua offerta è risultata soddisfare le medesime condizioni.

Graf. 19 – Valori medi annui della differenza positiva tra prezzo offerto e CVS per ciascun operatore di mercato (in relazione alle sue UPR CCGT con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità) vs nr. ore



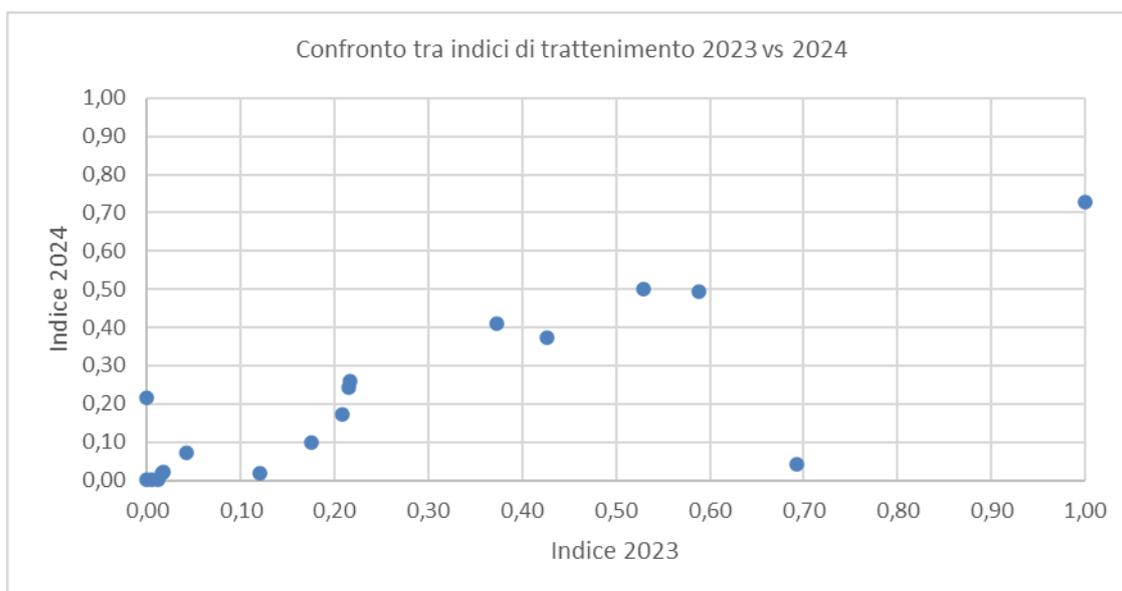
Infine, nel Grafico 20, si fornisce una rappresentazione, per i due anni 2023 e 2024, di un indice di trattenimento economico di capacità, calcolato a livello di operatore, che integra la differenza tra

prezzo offerto e CVS (nella versione CVS_CCGT) e il numero di ore.⁴⁷ Questo indice, compreso tra 0 e 1, è dato da:

$$I_{i,t} = \frac{(POff - CVS)_{i,t} \times nh_{i,t} - Min_{(POff - CVS) \times nh}}{Max_{(POff - CVS) \times nh} - Min_{(POff - CVS) \times nh}}$$

dove i è il singolo operatore e t è l'anno considerato, $(POff - CVS)_{i,t}$ indica il valore medio annuo della differenza tra prezzo offerto e CVS per l'operatore i -esimo (di cui al Grafico 19), nh è il numero di ore, mentre $Max_{(POff - CVS) \times nh}$ e $Min_{(POff - CVS) \times nh}$ rappresentano rispettivamente i valori massimi e minimi del prodotto tra la differenza tra prezzo offerto e CVS e il numero di ore, considerando tutti gli operatori che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità in entrambi gli anni. Questo indice ha solo l'obiettivo di descrivere sinteticamente la condotta attuata da ciascun operatore, in quanto considera sia la differenza tra prezzo offerto e CVS sia il numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità, e di evidenziare una eventuale variazione tra gli anni 2023 e 2024. La conseguente normalizzazione, denominata comunemente *Min-Max scaling*, permette di rappresentare il prodotto tra la differenza tra prezzo offerto e CVS e il numero di ore in un intervallo tra 0 e 1. Ciò consente di comprimere i valori in un intervallo uniforme, rendendo più facile la comparazione.

Graf. 20 – Indici di trattenimento per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR CCGT con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità) negli anni 2023 e 2024



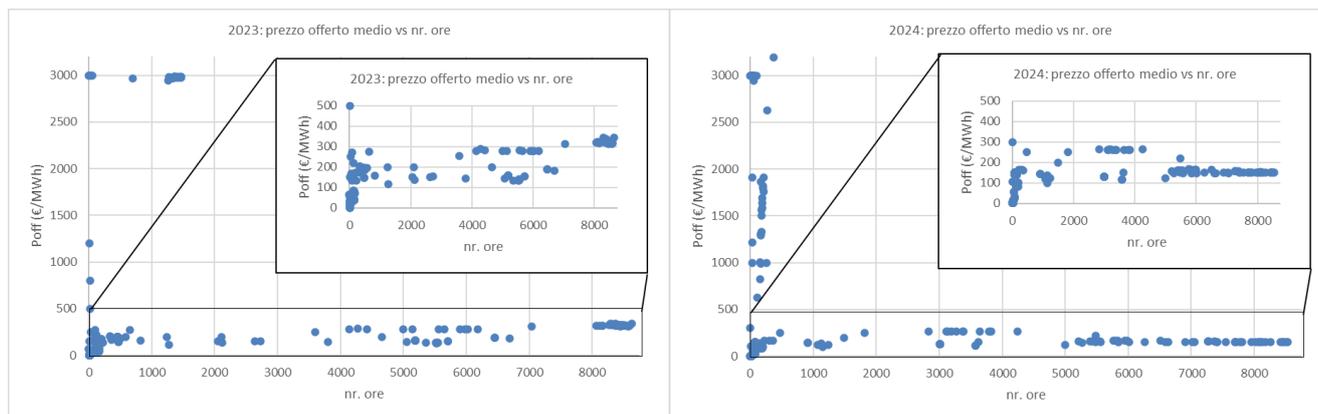
Si consideri, ora, il sottotipo di tecnologia “**eolico**”. Poiché le UPR eoliche hanno un costo marginale di breve periodo nullo, la differenza tra prezzo offerto e CVS coincide con lo stesso prezzo offerto su MGP. Anche in questo caso sono state considerate le offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità. Nel 2023 il numero di UPR eoliche che soddisfano questi requisiti è pari a 270 mentre nel 2024 è pari a 210.

Il Grafico 21 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR eoliche rispetto al valore medio annuo del prezzo offerto e al numero di ore.

⁴⁷ I risultati sarebbero pressoché identici utilizzando il CVS_CCGT_D.

Più precisamente, il grafico riporta, per ogni UPR eolica (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del prezzo offerto, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i prezzi relativi alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità, e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui, per almeno una offerta, sono risultate soddisfatte le medesime condizioni.

Graf. 21 – Valori medi annui del prezzo offerto per ciascuna UPR eolica che soddisfa le condizioni di trattenimento economico di capacità vs nr. ore



Le distribuzioni univariate delle UPR eoliche, che hanno trattenuto economicamente capacità, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 22.

Tav. 22 – Quartili del prezzo offerto (in €/MWh) e delle ore relative alle UPR eoliche che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità

2023	Poff	Ore
1° quartile	27,3	22,0
2° quartile	154,5	167,0
3° quartile	315,6	4.237,8

2024	Poff	Ore
1° quartile	116,0	48,0
2° quartile	150,3	183,0
3° quartile	544,8	4.134,5

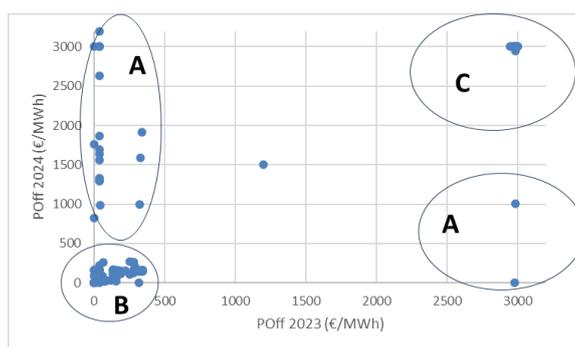
La Tavola 22 mostra che:

- Nel 2023, il 75% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 202 UPR eoliche, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 27 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 22 ore.
- Nel 2024, il 75% delle UPR eoliche, cioè circa 157 UPR eoliche, analizzate ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 116 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 48 ore.
- Nel 2023, il 25% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 67 UPR eoliche, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 315 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 4237 ore.
- Nel 2024, il 25% delle UPR eoliche analizzate, cioè circa 52 UPR eoliche, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 544 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 4134 ore.

Il prezzo offerto medio si attesta a circa 652 €/MWh nel 2023 (calcolato su 8.760 ore ovvero il 100% delle ore solari) e 192 €/MWh nel 2024 (calcolato su 8.768 ore ovvero il 99,8% delle ore solari).

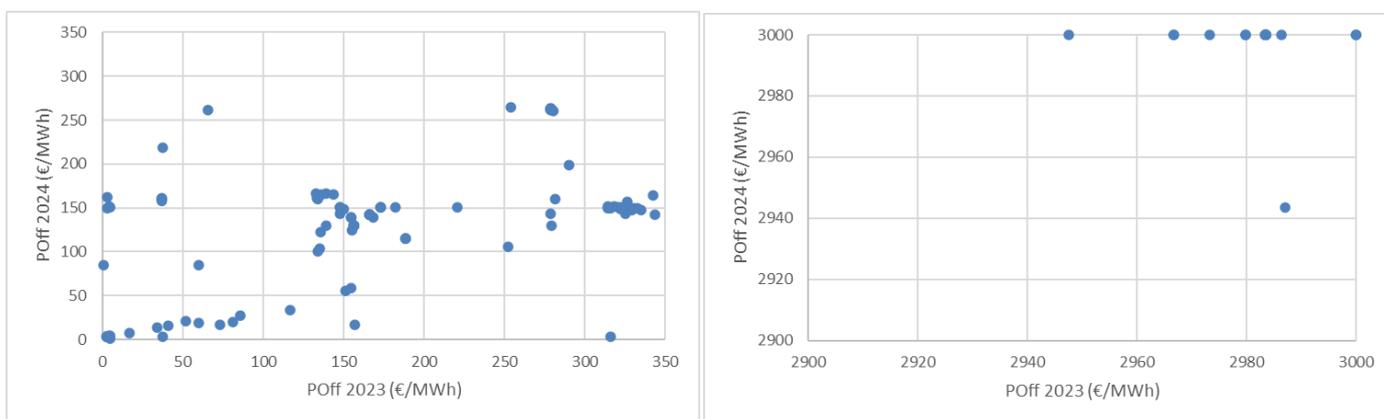
Considerando solo le UPR eoliche che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico sia nel 2023 che nel 2024, il Grafico 22 presenta evidenze piuttosto eterogenee: un gruppo di unità produttive ha presentato offerte a prezzi mediamente molto elevati in uno solo dei due anni (gruppo A); un gruppo di unità produttive ha presentato offerte a prezzi tra 0 e 350 €/MWh molto simili in entrambi gli anni (gruppo B); un gruppo di unità produttive ha presentato offerte a prezzi mediamente molto elevati e vicini a 3.000 €/MWh in entrambi gli anni (gruppo C).

Graf. 22 – Valori medi annui del prezzo offerto per le UPR eoliche che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità (2023 vs 2024)



I Grafici seguenti mostrano lo stesso dato relativo ai gruppi B e C.

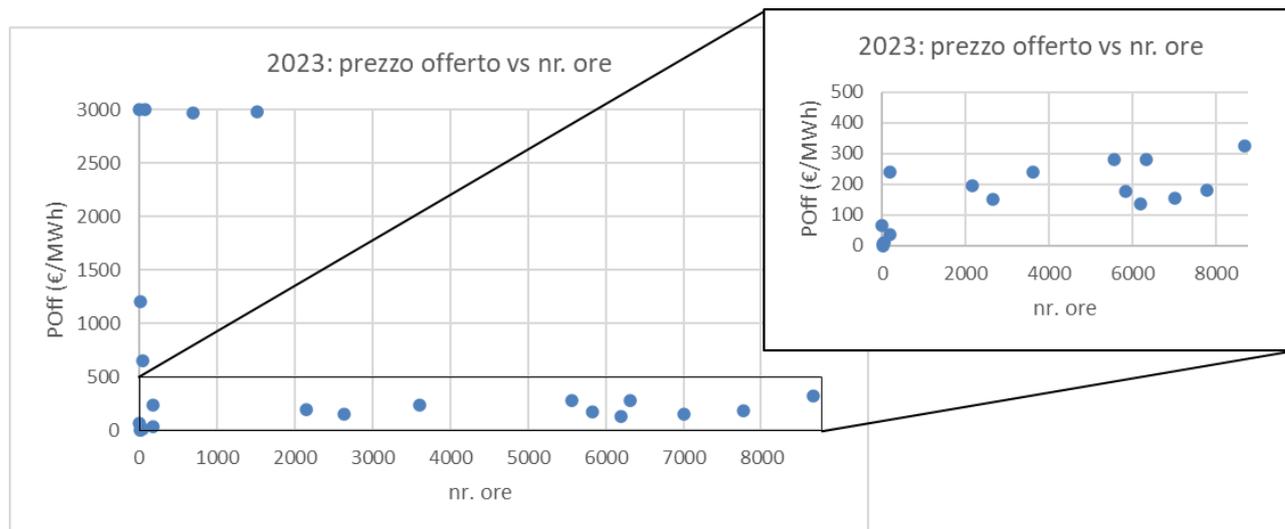
Graf. 23 – Valori medi annui del prezzo offerto per le UPR eoliche che soddisfano le condizioni di trattenimento (2023 vs 2024) nei range di prezzo 0-350 €/MWh e 2.900-3.000 €/MWh



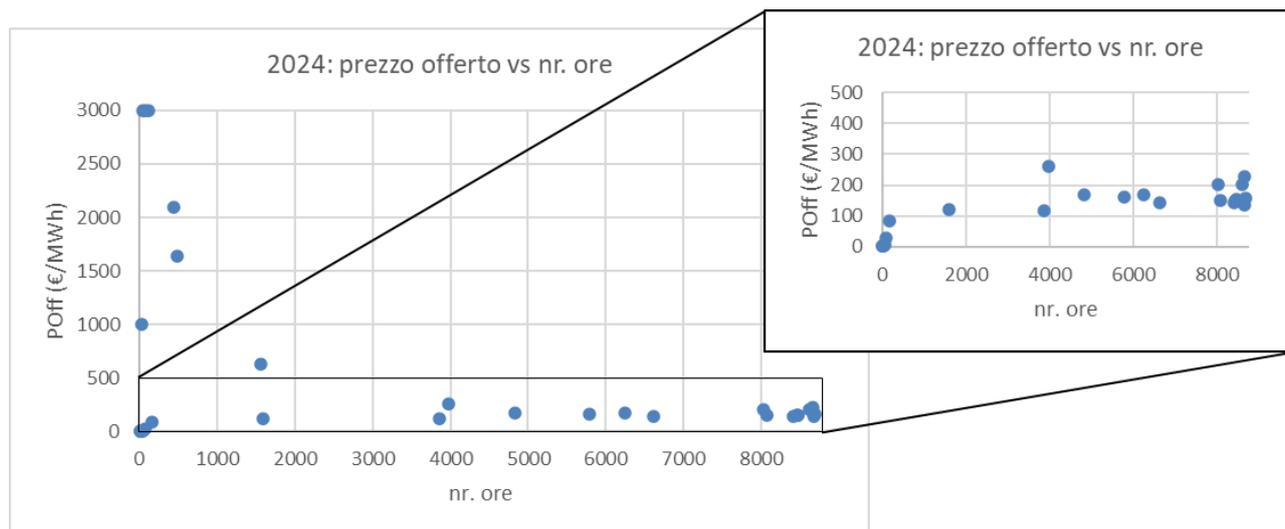
Si consideri ora la relazione tra prezzo offerto e numero di ore calcolata a livello di operatore.

Nei Grafici 24 e 25, che riportano i dati rispettivamente per gli anni 2023 e 2024, in ordinata, per ogni operatore (punti nel diagramma a dispersione) è indicato il valore medio annuo del prezzo offerto, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i prezzi relativi alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità, e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui, per almeno una offerta, sono risultate soddisfatte le medesime condizioni.

Graf. 24 – Valori medi annui nel 2023 del prezzo offerto per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR eoliche con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento) vs nr. ore



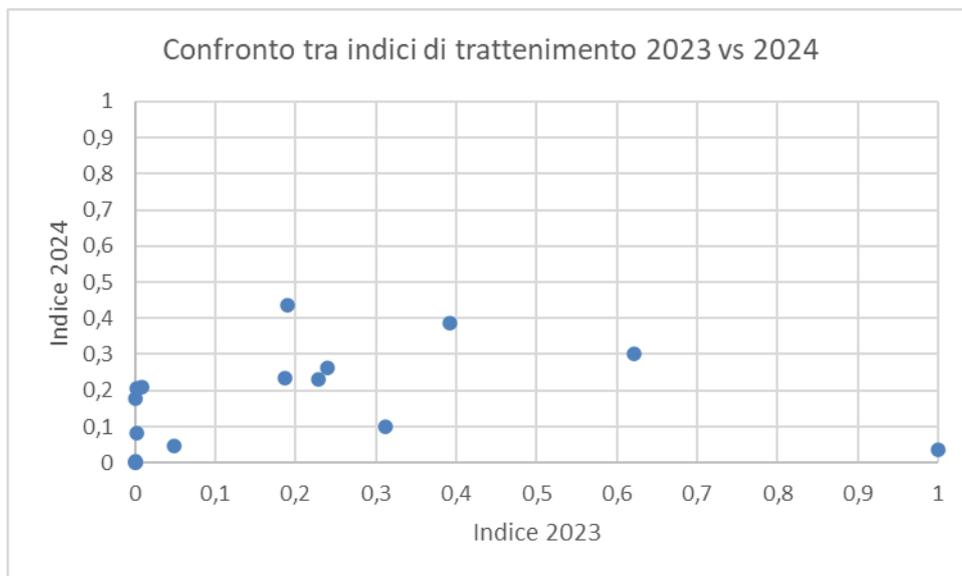
Graf. 25 – Valori medi annui nel 2024 del prezzo offerto per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR eoliche con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento) vs nr. ore



I Grafici 24 e 25 mostrano un aumento del numero di operatori che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento per un elevato numero di ore. Ciò appare evidente considerando, per esempio e per meri scopi illustrativi, il numero di operatori che ha presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento in più dell'80% delle ore annue, pari a 3 nel 2023 e 10 nel 2024.

Infine, si fornisce anche per le UPR eoliche una rappresentazione, per i due anni 2023 e 2024, dell'indice di trattenimento calcolato a livello di operatore che integra le dimensioni del prezzo offerto e del numero di ore.

Graf. 26 – Indici di trattenimento per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR eoliche con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento) negli anni 2023 e 2024

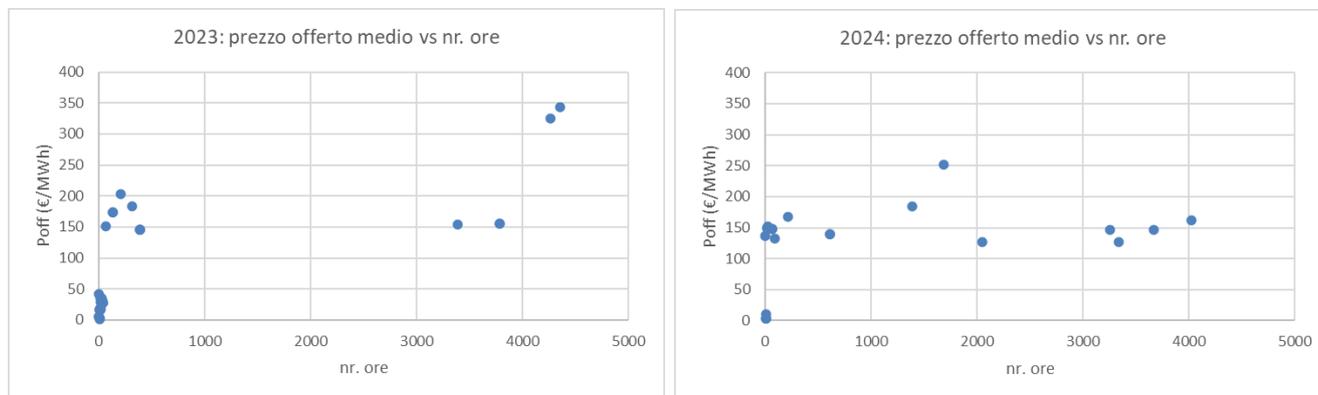


Si consideri, ora, il sottotipo di tecnologia “solare”. Come già evidenziato, anche le UPR solari hanno un costo marginale di breve periodo nullo; pertanto, la differenza tra prezzo offerto e CVS coincide con lo stesso prezzo offerto su MGP. Anche in questo caso sono state considerate le offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità. Nel 2023 il numero di UPR solari che soddisfa questo requisito è pari a 36 mentre nel 2024 è pari a 22.

Il Grafico 27 riporta la distribuzione congiunta bivariata di frequenza delle UPR solari rispetto al valore medio annuo del prezzo offerto e al numero di ore.

Più precisamente, il grafico riporta, per ogni UPR solare (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata il valore medio annuo del prezzo offerto, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i prezzi relativi alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità, e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui, per almeno una offerta, sono risultate soddisfatte le medesime condizioni.⁴⁸

Graf. 27 – Valori medi del prezzo offerto per ciascuna UPR solare che soddisfa le condizioni di trattenimento economico di capacità vs nr. ore



⁴⁸ Al fine di fornire una rappresentazione chiara, nel 2024, sono stati esclusi dal grafico i valori di due UPR, poiché presentano valori in ordinata molto più elevati (intorno ai 3.000 €/MWh) rispetto a quelli delle altre unità produttive.

Le distribuzioni univariate delle UPR solari, che hanno trattenuto economicamente capacità, sono caratterizzate dai quartili riportati nella Tavola 23.

Tav. 23 – Quartili del prezzo offerto (in €/MWh) e delle ore relative alle UPR solari che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità

2023	Poff	Ore	2024	Poff	Ore
1° quartile	17,0	9,0	1° quartile	128,7	14,0
2° quartile	34,3	20,0	2° quartile	147,0	153,5
3° quartile	151,5	230,5	3° quartile	159,6	1.824,8

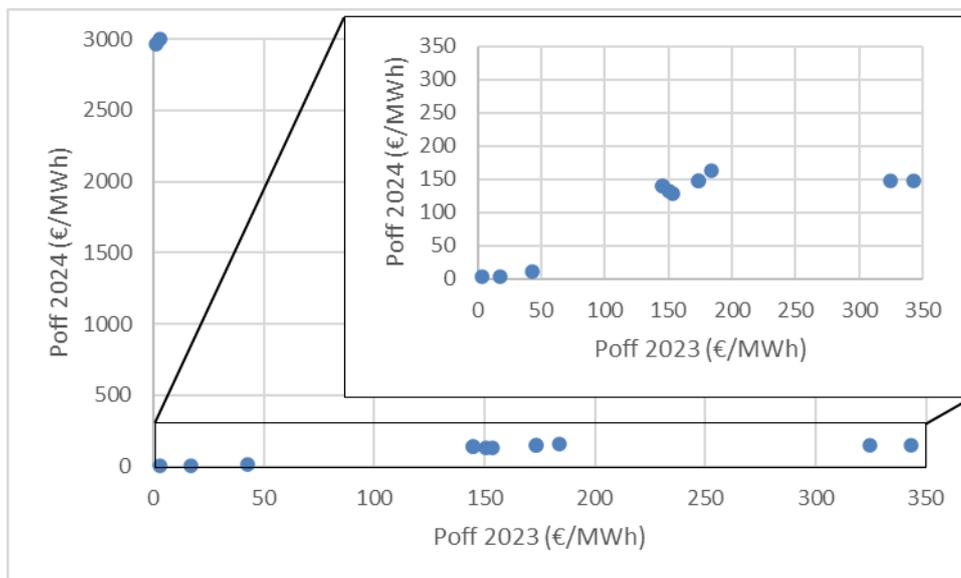
La Tavola 23 mostra che:

- Nel 2023, il 75% delle UPR solari analizzate, cioè circa 27 UPR solari, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 17 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 9 ore.
- Nel 2024, il 75% delle UPR solari, cioè circa 16 UPR solari, analizzate ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 128 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 14 ore.
- Nel 2023, il 25% delle UPR solari analizzate, cioè circa 9 UPR solari, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 151 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 230 ore.
- Nel 2024, il 25% delle UPR solari analizzate, cioè circa 5 UPR solari, ha riportato:
 - i) un prezzo offerto superiore a 159 €/MWh;
 - ii) un numero di ore in cui si è verificato un trattenimento economico di capacità superiore a 1824 ore.

Il prezzo offerto medio si attesta a circa 241 €/MWh nel 2023 (calcolato su 5.321 ore ovvero il 60,7% delle ore solari) e 363 €/MWh nel 2024 (calcolato su 6.779 ore ovvero il 77,2% delle ore solari).

Considerando solo le UPR solari che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento sia nel 2023 che nel 2024, il Grafico 28 presenta 14 UPR totali. Due di queste unità produttive hanno presentato offerte a prezzi tendenti a 0 €/MWh e a 3.000 €/MWh rispettivamente nel 2023 e nel 2024. Vi sono anche tre unità produttive che in entrambi gli anni hanno offerto a prezzi mediamente inferiori a 50 €/MWh. Infine, nove unità produttive hanno presentato offerte in entrambi gli anni a prezzi compresi tra 100 e 200 €/MWh.

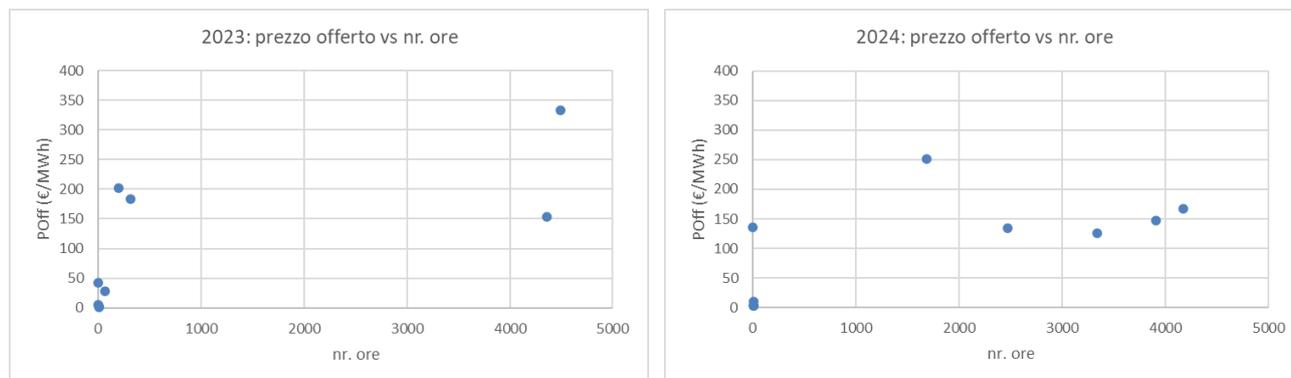
Graf. 28 – Valori medi annui del prezzo offerto per le UPR solari che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità (2023 vs 2024)



Si consideri ora la relazione tra prezzo offerto e numero di ore calcolata a livello di operatore.

Nel Grafico 29, per ogni operatore (punti nel diagramma a dispersione), in ordinata è riportato il valore medio annuo del prezzo offerto, calcolato facendo la media aritmetica di tutti i prezzi relativi alle offerte per cui sono risultate soddisfatte le condizioni di trattenimento economico di capacità, e in ascissa il numero di ore annue, ottenuto contando tutte le ore in cui, per almeno una offerta, sono risultate soddisfatte le medesime condizioni.

Graf. 29 – Valori medi annui del prezzo offerto per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR solari con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità) vs nr. ore⁴⁹

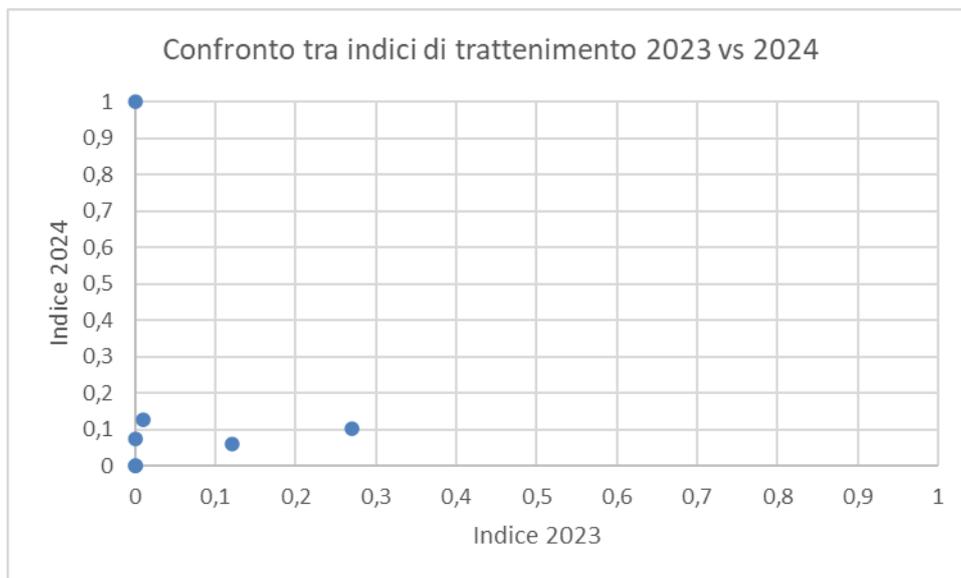


Il Grafico 29 permette di identificare la presenza di operatori che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento in un numero di ore significativo sia nel 2023 sia nel 2024.

Infine, si fornisce anche per le UPR solari una rappresentazione, per i due anni 2023 e 2024, dell'indice di trattenimento economico di capacità, calcolato a livello di operatore che integra le dimensioni del prezzo offerto e del numero di ore.

⁴⁹ Al fine di fornire una rappresentazione chiara, nel 2024, sono stati esclusi dal grafico i valori di due operatori, poiché presentano, per pochi MWh, valori in ordinata molto più elevati (intorno ai 3.000 €/MWh) rispetto a quelli delle altre unità produttive.

Graf. 30 – Indici di trattenimento per ciascun operatore (in relazione alle sue UPR solari con offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento) negli anni 2023 e 2024



La Tavola 24 sintetizza i risultati dell'analisi con riferimento alle offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità. Tutti gli indicatori presentati nella tavola sono strumentali alla descrizione della condotta degli operatori e alla segnalazione di eventuali cambi di strategia di offerta da un anno con l'altro.

Per ogni sottotipo di tecnologia specificato, in particolare, la tavola riporta:

- il numero di ore solari corrispondente al conteggio delle ore di ogni anno in cui almeno un'offerta presentata da una UPR di quel sottotipo di tecnologia soddisfa le condizioni di trattenimento;
- le quantità, espresse in MWh, di capacità trattenuta economicamente in ogni singolo anno;
- il prezzo medio offerto corrispondente alle offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento;
- il valore medio annuo della differenza tra prezzo offerto e CVS, secondo le due modalità di calcolo, per gli impianti CCGT;
- il valore medio annuo della differenza tra prezzo offerto e prezzo accettato (ovvero il prezzo zonale);
- il numero di operatori che hanno trattenuto economicamente capacità.

La tavola permette di misurare gli incrementi o decrementi del fenomeno analizzato tra il 2023 e il 2024. Con riferimento alle UPR CCGT, il numero di ore in cui si sono verificati trattenimenti economici di capacità è aumentato dell'8,1% dal 2023 al 2024 (dello 0,9% considerando il CVS_CCGT_D). Le quantità trattenute sono aumentate del 13,1% se si considera il CVS_CCGT, mentre sono diminuite del 2,7% se si considera il CVS_CCGT_D. Gli altri indicatori sono in diminuzione.

Per le UPR eoliche, il numero di ore in cui si sono verificati trattenimenti economici di capacità è rimasto costante e pari alla quasi totalità delle ore nel biennio 2023-2024. Gli altri indicatori, invece, risultano in forte diminuzione.

Tutti gli indicatori delle UPR solari risultano significativamente in aumento tra il 2023 e il 2024.

Tav. 24 – Dati di sintesi dell’analisi di trattenimento economico di capacità per i sottotipi di tecnologia combinato, eolico e solare (prezzo offerto maggiore del prezzo zonale)

		2023	2024	Δ% 2023-2024	% su nr. 2023	% su nr. 2024
Combinato CVS_CCGT	nr.ore solari	4.760	5.147	8,1%	54,3%	58,6%
	nr. operatori	26	25	-3,8%		
	Quantità (MWh)	53.577.311	60.621.230	13,1%		
	Poff (€/MWh)	227,1	178,3	-21,5%		
	Poff-CVS (€/MWh)	105,6	73,6	-30,3%		
	POff-PAcc (€/MWh)	89,6	60,7	-32,3%		
Combinato CVS_CCGT_D	nr.ore solari	2.605	2.629	0,9%	29,7%	29,9%
	nr. operatori	25	24	-4,0%		
	Quantità (MWh)	23.759.972	23.116.033	-2,7%		
	Poff (€/MWh)	245,6	193,4	-21,2%		
	Poff-CVS (€/MWh)	120,5	85,8	-28,8%		
	POff-PAcc (€/MWh)	89,5	58,0	-35,2%		
Eolico	nr.ore solari	8.760	8.768	0,1%	100,0%	99,8%
	nr. operatori	22	31	40,9%		
	Quantità (MWh)	4.797.730	751.284	-84,3%		
	Poff (€/MWh)	652,4	191,7	-70,6%		
	POff-PAcc (€/MWh)	524,4	85,9	-83,6%		
Solare	nr.ore solari	5.321	6.779	27,4%	60,7%	77,2%
	nr. operatori	9	11	22,2%		
	Quantità (MWh)	131.318	137.402	4,6%		
	Poff (€/MWh)	240,6	363,3	51,0%		
	POff-PAcc (€/MWh)	118,9	252,6	112,5%		

4.3. Risultati, in sintesi, dell’analisi del trattenimento economico di capacità (prezzo offerto maggiore del prezzo zonale)

I risultati dell’analisi condotta in questo capitolo possono essere così sintetizzati:

- l’analisi relativa al trattenimento economico di capacità è stata svolta considerando, per tre sottotipi di tecnologia, le offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento ai sensi del REMIT, cioè: 1) prezzo offerto maggiore o uguale al prezzo zonale; 2) prezzo zonale maggiore del costo marginale di breve periodo; 3) offerta rifiutata; rispetto alla prima condizione, l’analisi in questo sottocapitolo si è focalizzata sui casi in cui il prezzo offerto è stato strettamente maggiore del prezzo zonale;
- con riferimento alle **UPR CCGT**, è stata calcolata la differenza tra prezzo offerto e CVS nelle due versioni: CVS_CCGT (escludendo il costo della capacità di trasporto del gas) e CVS_CCGT_D (includendo il costo della capacità di trasporto del gas su base giornaliera); il valore medio annuo di tale differenza è stato pari a circa 106 €/MWh nel 2023 e 74 €/MWh nel 2024 che diventano, rispettivamente, 121 €/MWh nel 2023 e 86 €/MWh nel 2024, a seconda che si consideri il CVS_CCGT o il CVS_CCGT_D. La presenza di elevate differenze medie annue positive tra il prezzo offerto e il CVS_CCGT per molteplici UPR CCGT, in un numero di ore eccedente il 50% delle ore solari (circa il 54% e il 59% delle ore solari, rispettivamente nel 2023 e nel 2024), conferma la presenza ed estensione di trattenimento economico di capacità⁵⁰. La suddetta percentuale risulta appena al di sotto del 30% se si considera come CVS il CVS_CCGT_D;

⁵⁰ Si ricorda che il CVS è minore del prezzo zonale.

- il prezzo offerto è risultato mediamente superiore al prezzo zonale di circa 90 €/MWh nel 2023 e 61 €/MWh nel 2024, usando come riferimento il CVS_CCGT (90 €/MWh nel 2023 e 58 €/MWh nel 2024 con il CVS_CCGT_D). Per queste UPR, si è anche evidenziato un ruolo rilevante dello strike price del mercato della capacità: la maggior parte delle offerte per le UPR CCGT sono state presentate con un prezzo inferiore allo strike price; le UPR CCGT che hanno evidenziato mediamente un prezzo offerto superiore allo strike price, usando come riferimento sia il CVS_CCGT sia il CVS_CCGT_D, sono 17 nel 2023 e 12 nel 2024; salvo qualche eccezione per un numero limitato di ore, si tratta di UPR nella titolarità di un unico operatore;
- le quantità complessivamente trattenute dalle UPR CCGT sono state pari a circa 54 TWh nel 2023 e 61 TWh nel 2024 (24 e 23 TWh, rispettivamente nel 2023 e nel 2024, usando come riferimento di costo il CVS_CCGT_D);
- con riferimento alle **UPR eoliche**, è stata calcolata la differenza tra il prezzo offerto e il costo marginale posto pari a zero per definizione; il valore medio annuo del prezzo offerto è stato pari a circa 652 €/MWh nel 2023 e 192 €/MWh nel 2024 (nelle ore in cui si è registrato un trattenimento economico di capacità), evidenziando un cambio di strategia da parte degli operatori tra un anno e quello successivo. La presenza di un prezzo offerto medio positivo (peraltro particolarmente elevato) per molteplici UPR eoliche e la numerosità delle ore interessate (il 100% e il 99,8% delle ore solari, rispettivamente nel 2023 e nel 2024), pur con il caveat spiegato all'inizio del capitolo per questa tipologia tecnologica, sembra confermare il fenomeno del trattenimento economico di capacità. Inoltre, il prezzo offerto è risultato mediamente superiore al prezzo zonale di circa 524 €/MWh nel 2023 e 86 €/MWh nel 2024;
- le quantità complessivamente trattenute dalle UPR eoliche sono state pari a circa 5 TWh nel 2023 e meno di 1 TWh nel 2024;
- con riferimento alle **UPR solari**, è stata calcolata la differenza tra il prezzo offerto e il costo marginale posto pari a zero per definizione; il valore medio annuo è stato pari a circa 241 €/MWh nel 2023 e 363 €/MWh nel 2024 (nelle ore in cui si è registrato un trattenimento economico di capacità). La presenza di un prezzo offerto medio positivo (peraltro particolarmente elevato) per molteplici UPR solari e la numerosità delle ore interessate (il 60,7% e il 77,2% delle ore solari, rispettivamente nel 2023 e nel 2024), pur con il caveat spiegato all'inizio del capitolo per questa tipologia tecnologica, sembra confermare il fenomeno del trattenimento economico di capacità. Inoltre, il prezzo offerto è risultato mediamente superiore al prezzo zonale di circa 119 €/MWh nel 2023 e 253 €/MWh nel 2024;
- le quantità complessivamente trattenute dalle UPR solari sono state pari a circa 130 e 140 GWh rispettivamente nel 2023 e nel 2024;
- si evidenzia, infine, che la distribuzione delle UPR che hanno presentato offerte che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità è piuttosto uniforme in un elevato numero di ore, sia per le UPR CCGT sia per le UPR eoliche. Tuttavia, va segnalato che mentre la distribuzione delle UPR CCGT è concentrata in un intervallo di prezzo 0-200 €/MWh fino a 4500 ore (fino a 2500 ore se si considera come CVS il CVS_CCGT_D), la distribuzione delle UPR eoliche è concentrata in un intervallo di prezzo superiore (fino a 500 €/MWh) nella totalità delle ore annue. La distribuzione delle UPR solari, invece, sembra concentrata in poche ore, con alcune eccezioni;
- in sintesi, l'analisi del trattenimento economico di capacità, nei termini sopra indicati con particolare riferimento alla frequenza delle azioni di trattenimento e al numero di soggetti che

le hanno attuate, segnala come l’impatto sui prezzi di tali azioni potrebbe essere maggiore di quanto emerso nell’analisi dei *markup* al margine.

4.4. Analisi del trattenimento economico di capacità al margine (prezzo offerto uguale al prezzo zonale)

Come esplicitato in premessa, il trattenimento economico di capacità ai sensi della REMIT Guidance di ACER si verifica anche nei casi in cui l’offerta presentata è rifiutata pur essendo il prezzo offerto coincidente con il prezzo zonale, il quale però è strettamente maggiore del costo marginale dell’UP. In altri termini, vi è un trattenimento economico di capacità anche quando l’offerta rifiutata è *seemingly At-The-Money (sATM)* ma *truly In-The-Money (tITM)*.

Questi casi sono stati meno frequenti rispetto a quelli analizzati nei precedenti capitoli. Per questo motivo, si fornisce una semplice tavola di sintesi per i tre sottotipi di tecnologia analizzati finora (UPR CCGT, eoliche e solari) con riferimento alle offerte per le quali il prezzo offerto coincide con il prezzo zonale e che soddisfano le altre condizioni di trattenimento.

Tav. 25 – Dati di sintesi dell’analisi del trattenimento economico di capacità per i sottotipi di tecnologia combinato, eolico e solare (prezzo offerto uguale al prezzo zonale)

		2023	2024	Δ% 2023-2024	% su nr. 2023	% su nr. 2024
Combinato CVS_CCGT	nr.ore solari	743	969	30,4%	8,5%	11,0%
	nr. operatori	18	17	-5,6%		
	Quantità (MWh)	76.731	150.567	96,2%		
	Poff (€/MWh)	134,7	135,0	0,3%		
	Poff-CVS (€/MWh)	16,0	26,9	68,0%		
Combinato CVS_CCGT_D	nr.ore solari	259	409	57,9%	3,0%	4,7%
	nr. operatori	18	17	-5,6%		
	Quantità (MWh)	35.437	83.108	134,5%		
	Poff (€/MWh)	163,0	170,8	4,8%		
	Poff-CVS (€/MWh)	39,2	59,5	51,7%		
Eolico	nr.ore solari	316	165	-47,8%	3,6%	1,9%
	nr. operatori	14	23	64,3%		
	Quantità (MWh)	30.247	3.347	-88,9%		
	Poff (€/MWh)	52,4	71,5	36,3%		
Solare	nr.ore solari	144	62	-56,9%	1,6%	0,7%
	nr. operatori	6	5	-16,7%		
	Quantità (MWh)	4.226	409	-90,3%		
	Poff (€/MWh)	36,1	66,7	84,5%		

La Tavola 25 mostra immediatamente che questa tipologia di trattenimento economico è significativamente meno frequente rispetto a quello di cui alla Tavola 24. Con riferimento alle UPR CCGT, le ore solari considerate nei due anni passano dal 54,3% e 58,6% (29,7% e 29,9% se si considera come CVS il CVS_CCGT_D) in Tavola 24 all’8,5% e 11,0% (3,0% e 4,7% se si considera come CVS il CVS_CCGT_D) in Tavola 25. Per le UPR eoliche, invece, si passa dal 100% e 99,8% al 3,6% e 1,9%. Infine, per le UPR solari, si passa dal 60,7% e 77,2% all’1,6% e 0,7%.

Anche per questa tipologia di trattenimento economico, è stata calcolata la differenza tra il prezzo offerto e il CVS, che, con riferimento alle UPR eoliche e solari, è pari a zero per definizione.

Per le UPR CCGT, il valore medio annuo di tale differenza (calcolata rispetto al CVS_CCGT) è stato

pari a circa 16 €/MWh nel 2023 e 27 €/MWh nel 2024. Considerando come CVS la variante CVS_CCGT_D, il valore medio annuo di tale differenza è stato pari a circa 39 €/MWh nel 2023 e 60 €/MWh nel 2024.

Per le UPR eoliche, il valore medio annuo del prezzo offerto è stato pari a circa 52 €/MWh nel 2023 e 71 €/MWh nel 2024.

Per le UPR solari, il valore medio annuo del prezzo offerto è stato pari a circa 36 €/MWh nel 2023 e 67 €/MWh nel 2024.

È interessante confrontare i valori medi della differenza tra prezzo offerto e CVS presentati nella Tavola 25 con i corrispondenti valori dei *markup* riportati nella Tavola 20 (Capitolo 3). Infatti, trattandosi in entrambi i casi di “valori al margine” ci si aspetterebbe di vedere dei numeri simili. Il confronto è illustrato nella Tavola 26. Si possono osservare alcune discrepanze probabilmente ascrivibili alla diversa numerosità di ore in cui lo stesso sottotipo di tecnologia è risultato al margine sia con offerte accettate sia con offerte rifiutate.

Tav. 26 – Valori medi del *markup* (differenza tra prezzo offerto e CVS) al margine per i sottotipi di tecnologia combinato, eolico e solare

Markup (€/MWh)	Offerte accettate		Offerte rifiutate	
	2023	2024	2023	2024
Combinato (CVS_CCGT)	16,94	19,02	16,00	26,90
Combinato (CVS_CCGT_D)	23,75	25,88	39,20	59,50
Eolico	51,09	81,41	52,40	71,50
Solare	41,53	81,52	36,10	66,70

4.5. Appendice: Analisi degli scostamenti tra prezzi offerti, prezzi zonali e strike price

In questa appendice si forniscono alcune statistiche in relazione agli scostamenti tra prezzi offerti, prezzi zonali e strike price.

Nella Tavola 27 è rappresentata la frequenza di ore solari in cui almeno un’UPR, per sottotipo di tecnologia, ha presentato una offerta ad un prezzo superiore o uguale al prezzo zonale in almeno una zona di mercato in esito a MGP, per ogni classe convenzionale di prezzo offerto. Si noti che, pur nella stessa ora, due diverse UPR, con lo stesso sottotipo di tecnologia, se localizzate in zone di mercato diverse⁵¹, potrebbero essere associate a classi di prezzo convenzionali diverse. È opportuno sottolineare che la presentazione di offerte a un prezzo superiore rispetto al prezzo zonale può rappresentare un esito fisiologico del funzionamento di un mercato concorrenziale, caratterizzato da una domanda variabile nel tempo e dalla presenza di UPR con costi marginali di produzione tra loro eterogenei stanti le differenti tecnologie di generazione. Come specificato nella premessa a questo capitolo, al fine di identificare un trattenimento economico di capacità, è anzitutto necessario che il prezzo offerto risulti superiore al costo marginale di produzione.

⁵¹Condizione necessaria ma non sufficiente affinché due UPR risultino localizzate in zone di mercato diverse in uscita da MGP è che le due UPR siano localizzate in due zone di offerta differenti in ingresso a MGP.

Tav. 27 – Nr. di ore per classi convenzionali di prezzo offerto in cui almeno una UPR, appartenente al **sottotipo di tecnologia**, ha presentato almeno un’offerta il cui prezzo è superiore o uguale al prezzo zonale in almeno una zona di mercato

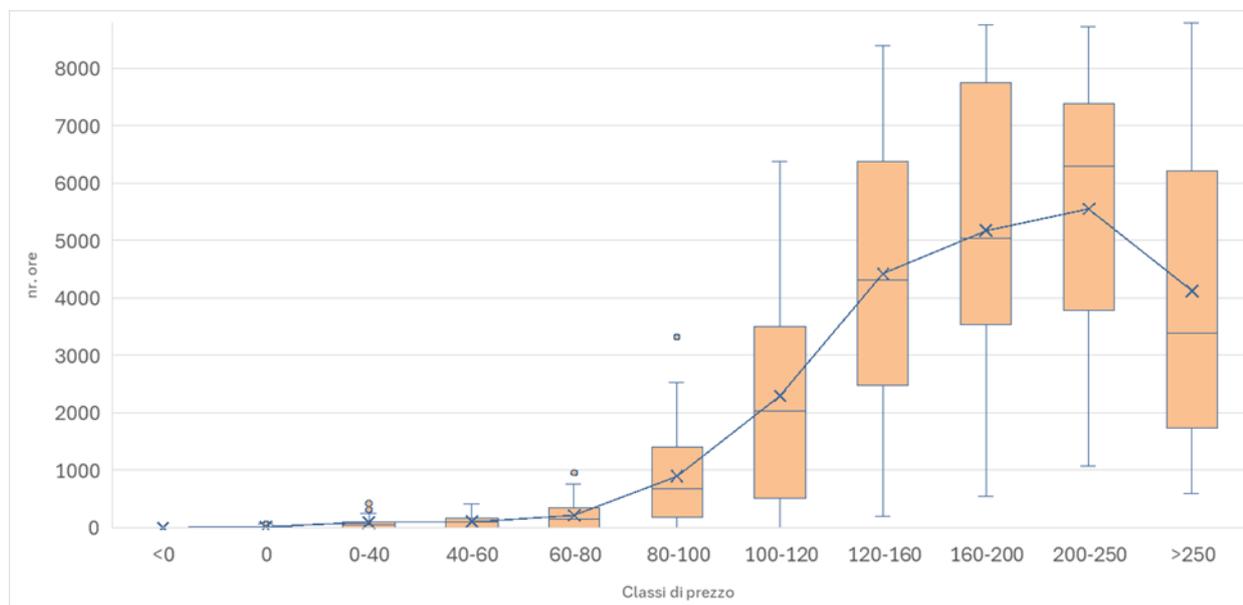
anno	tipo	sottotipo	<0	0	0-40	40-60	60-80	80-100	100-120	120-160	160-200	200-250	>250
2023	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	0	59	0	0	0	0	4	275	932	1090	731
	EOLICO	EOLICO	0	45	423	438	570	1140	3035	6440	7241	6480	8719
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	0	27	58	0	9	287	1709	4118	5371	7534	4934
		BACINO	0	0	34	2	42	314	1802	4047	3690	5305	5085
		FLUENTE	0	1	70	89	161	702	2531	6034	6078	7357	4938
		SERBATOIO	0	67	13	26	91	773	2813	6728	7892	8204	4603
	POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	0	0	2	3	17	261	1692	4312	4660	4988	2386
		PURO	0	0	0	0	1	1	5	201	551	2596	2585
		SERBATOIO	0	0	0	0	0	39	600	3423	3627	5537	3339
	SOLARE	SOLARE	0	10	241	193	298	397	828	2803	2612	1313	4081
	TERMICO	COMBINATO	0	0	84	137	339	1556	4096	7339	8419	8727	8497
		MISTO	0	0	47	48	116	569	1662	4325	4688	7325	6764
		RIPOTENZIATO	0	0	79	116	0	1	66	1481	2916	3308	2189
		TRADIZIONALE	0	118	104	168	314	705	2149	6145	7729	7556	8760
TURBOGAS		0	2	29	20	63	224	168	1306	5148	6676	8589	
2024	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	0	0	1	0	0	15	23	1355	3280	6115	1422
	EOLICO	EOLICO	0	23	503	409	768	2271	4525	6958	5080	4368	5709
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA	0	8	73	97	388	2065	4529	6272	7223	7475	1888
		BACINO	0	0	53	23	142	954	2315	3610	5083	6813	2390
		FLUENTE	0	0	87	173	481	2069	4503	5595	4989	6682	1822
		SERBATOIO	0	46	45	102	430	2527	5597	8077	7799	7495	1485
		POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	0	0	6	36	174	1966	4114	5648	4846	2342
		PURO	0	0	0	0	0	26	281	456	1819	3657	600
		SERBATOIO	0	0	0	3	2	1093	3144	6360	4229	5153	1083
	SOLARE	SOLARE	0	21	317	292	295	661	1923	4149	2894	1076	2524
	TERMICO	COMBINATO	0	5	113	214	961	3320	6371	8388	8746	7991	6016
		MISTO	0	0	81	128	214	1292	3310	4971	7852	5417	3420
		RIPOTENZIATO	0	0	116	116	0	0	0	708	3680	3829	948
		TRADIZIONALE	0	89	116	218	507	1353	3223	7758	8369	7013	8783
TURBOGAS		0	0	57	111	181	360	1744	3344	7877	7147	8752	

Dall’analisi dei dati emergono evidenze significative in merito alla distribuzione delle ore in funzione dei prezzi offerti. In particolare, il numero di ore in cui i prezzi offerti dalle UPR sono risultati superiori o uguali ai prezzi zonali delle zone di mercato in cui tali UPR risultavano localizzate in uscita da MGP, è prevalentemente associato a offerte con prezzi superiori a 100 €/MWh. Ciò è coerente con il prezzo zonale medio realizzato negli anni 2023 e 2024, pari rispettivamente a 123-128 €/MWh e 106-112 €/MWh.⁵²

Nel Grafico 31, si fornisce una rappresentazione grafica a livello aggregato, ovvero considerando tutti i sottotipi di tecnologie per entrambi gli anni, delle ore in cui il prezzo offerto è risultato superiore o uguale al prezzo zonale. Ciò permette di visualizzare la dispersione e la variabilità dei dati, nonché di identificare eventuali valori anomali in senso statistico, ossia sottotipi di tecnologia che hanno evidenziato un numero di ore significativamente elevato per ciascuna classe di prezzo.

⁵² La variabilità del prezzo medio zonale è dovuta alla zona di offerta di riferimento. Si veda la Tavola 14.

Graf. 31 – Distribuzione dei conteggi delle ore in cui almeno una offerta presenta un prezzo strettamente superiore o uguale rispetto al prezzo zonale per classe di prezzo in almeno una zona di mercato



Il rettangolo centrale rappresenta la differenza tra il terzo e il primo quartile, ovvero l'intervallo entro cui cade il 50% dei dati, mentre media e mediana sono indicate rispettivamente dalla linea e dalla x all'interno del rettangolo centrale. Le linee verticali si estendono fino a un valore massimo e minimo pari a 1,5 volte l'intervallo interquartile $IQR = Q3 - Q1$. Ciò permette di identificare gli *outliers* per ciascuna classe di prezzo. Si evidenziano, infatti, *outliers* nelle classi di prezzo 0-40, 60-80 e 80-100. Nelle ultime due categorie di prezzo, gli *outliers* sono le ore relative al sottotipo combinato nel 2024, mentre nella categoria di prezzo 0-40, gli *outliers*, sebbene non lontani dalla media, sono le ore relative al sottotipo eolico e solare in entrambi gli anni.

Il Grafico 31 permette anche di evidenziare un andamento crescente del numero di ore in cui il prezzo offerto è risultato superiore o uguale al prezzo zonale per sottotipo di tecnologia all'aumentare della classe di prezzo offerto fino a 250 €/MWh. Invece, l'effetto decrescente evidenziato per la classe di prezzo successiva, cioè >250 €/MWh, è ragionevolmente dovuto alla riduzione dello strike price tra il 2023 e il 2024. Infatti, il valore medio dello strike price a livello annuale è passato da 265 €/MWh nel 2023 a 231 €/MWh nel 2024.

Per questo motivo, è utile rappresentare le quantità (esprese in MWh) offerte con un prezzo inferiore, pari o superiore allo strike price. Nella Tavola 28, si riportano le quantità, per sottotipo di tecnologia, **rifiutate**, differenziando i casi in cui il prezzo offerto è risultato inferiore, pari o superiore allo strike price. Si riportano le quantità e non il numero di ore al fine di fornire una indicazione sulla variabilità tra i sottotipi di tecnologia.

Tav. 28 – Quantità rifiutate (MWh), per **sottotipo di tecnologia**, con un prezzo inferiore, pari o superiore allo strike price

date	tipo	sottotipo	Poff<Strike price	Poff=Strike price	Poff>Strike price	
2023	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	14.050		3.235	
	EOLICO	EOLICO	993.191		3.852.073	
	GEOTERMICO	GEOTERMICO				
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA		10.147.313		2.124.819
			BACINO	1.519.939		109.110
			FLUENTE	1.618.916		79.841
			SERBATOIO	6.672.060		211.235
	POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO		2.188.382		13.927
			PURO	7.541.689		366.785
			SERBATOIO	3.629.629		103.749
	SOLARE	SOLARE	49.547		90.819	
	TERMICO	COMBINATO		85.192.395		43.249.035
			MISTO	343.895		51.113
			RIPOTENZIATO	45.785		118
			TRADIZIONALE	18.686.797		2.635.652
			TURBOGAS	9.255.197		2.084.103
2024	ACCUMULO	BATTERIA ELETTROCHIMICA	1.462.885		38.747	
	EOLICO	EOLICO	717.312		55.239	
	GEOTERMICO	GEOTERMICO				
	IDRICO	ASTA IDROELETTRICA		9.448.699	1.468	1.045.625
			BACINO	1.936.234		39.548
			FLUENTE	1.434.796	72	27.038
			SERBATOIO	6.603.191	558	65.989
	POMPAGGIO	ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO		2.703.401		13.991
			PURO	6.806.186		91.377
			SERBATOIO	3.187.900		35.066
	SOLARE	SOLARE	114.202		27.191	
	TERMICO	COMBINATO		111.308.679	65.467	32.284.373
			MISTO	1.736.704		24.518
			RIPOTENZIATO	44.566		3.382
			TRADIZIONALE	31.547.937		1.338.022
			TURBOGAS	13.900.668	33.168	1.435.651

Da una prima analisi della Tavola 28, è possibile identificare una quantità rilevante di offerte rifiutate a prezzi superiori allo strike price per i sottotipi di tecnologia asta idroelettrica, combinato, tradizionale e turbogas in entrambi gli anni ed eolico nel 2023.

5. ANALISI DI *WHAT-IF*

5.1. Premessa

Questo capitolo descrive le analisi effettuate con l'obiettivo di quantificare l'impatto sui prezzi delle condotte di trattenimento economico di capacità descritte nel Capitolo 4, nelle ipotesi adottate dall'indagine.

Al fine di ridurre le tempistiche delle analisi, le simulazioni degli esiti di mercato sono state condotte sia con il supporto della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) sia con quello della società per la Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (RSE).

Più precisamente, le simulazioni del GME sono state svolte utilizzando il tool ufficiale di simulazione, messo a disposizione a livello europeo, che replica gli esiti dell'algoritmo *Euphemia* nella risoluzione del mercato del giorno prima europeo (c.d. *Single Day-Ahead Coupling*, SDAC); le simulazioni svolte da RSE sono state effettuate mediante l'utilizzo di un tool di *what-if* sviluppato internamente. Dal momento che, in questo secondo caso, non è stato possibile tener conto compiutamente dell'impatto dell'interscambio con l'estero, sono state escluse dai risultati alcune ore a cui corrispondono esiti non sufficientemente affidabili.

5.2. Simulazione della condotta *price-taking* per le UPR CCGT

Allo scopo di verificare l'impatto sui prezzi zonalmente in MGP della strategia di offerta delle UPR CCGT, nel biennio 2023-2024, è stata svolta la seguente simulazione massiva che ipotizza l'adozione di una condotta da *price-taker* limitatamente alle offerte delle UPR CCGT.

Nello specifico:

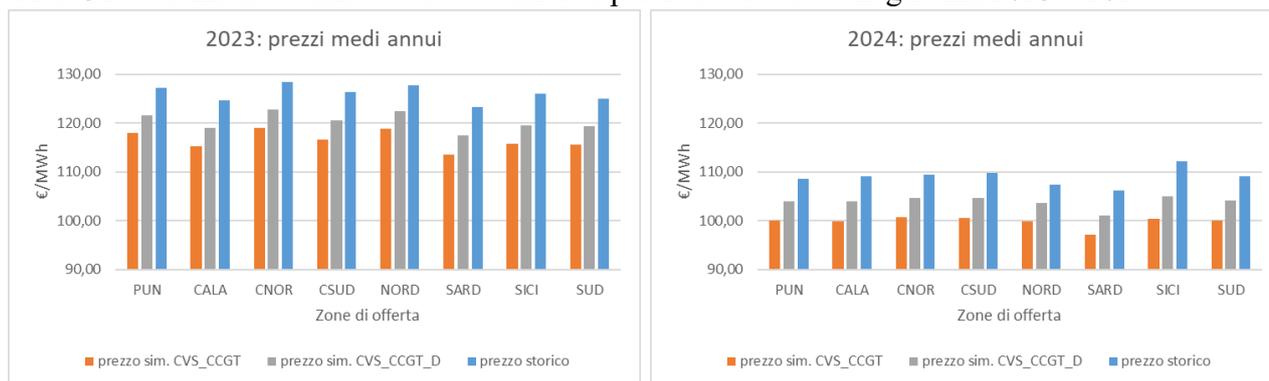
- ogni offerta oraria presentata in MGP dalle singole UPR CCGT è stata sostituita da un'offerta a costo marginale di breve termine se e solo se il prezzo storicamente offerto era superiore a tale costo; operativamente, in questi casi, il prezzo offerto è stato sostituito dai valori del CVS_CCGT (CVS_CCGT_D);
- tutte le altre offerte presentate dalle singole UPR CCGT, con prezzo offerto non superiore al costo marginale di breve termine, sono rimaste invariate;
- tutte le offerte effettivamente presentate da UPR con tecnologia diversa dai CCGT e da UPNR sono rimaste invariate.

Le simulazioni sono state eseguite dal GME con il tool che replica il funzionamento dell'algoritmo *Euphemia*.

Coerentemente con la metodologia adottata nei precedenti capitoli, le simulazioni di condotte *price-taking* per le UPR CCGT sono state effettuate ipotizzando due costi variabili alternativi: il CVS_CCGT, che esclude il costo della capacità di trasporto del gas, e il CVS_CCGT_D, che invece include il costo della capacità di trasporto del gas su base giornaliera. Per offrire un'analisi quanto più completa e dettagliata, i risultati sono presentati progressivamente a livello annuale, mensile, giornaliero e infine orario.

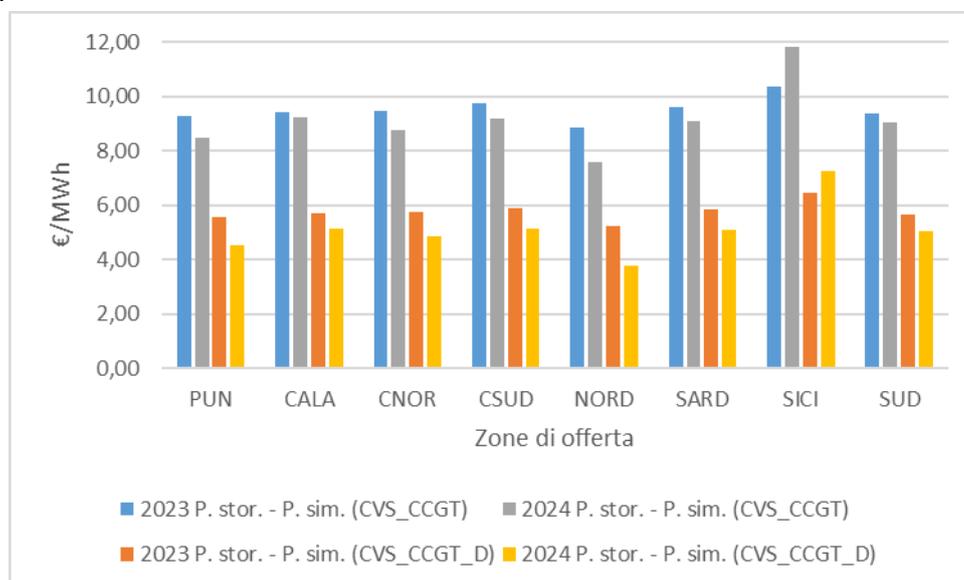
Il Grafico 32 riporta i prezzi medi annuali storici e simulati, nel 2023 e nel 2024, con riferimento al PUN e a ogni zona di offerta.

Graf. 32 – Prezzi medi annui storici e simulati per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Il grafico 32 mostra, in primo luogo, che il trattenimento economico di capacità relativamente alle UPR CCGT ha avuto un impatto al rialzo sui prezzi di mercato sia nel 2023 sia nel 2024. In secondo luogo, da una analisi più dettagliata dei risultati delle simulazioni, è possibile verificare che, nel 2024, quando i prezzi storici sono stati mediamente più bassi rispetto all’anno precedente, la differenza tra il prezzo storico e il prezzo simulato (con entrambe le ipotesi sui costi) è in generale diminuita rispetto al 2023. Ad esempio, tale differenza, con riferimento al PUN, è passata da 9,3 €/MWh nel 2023 (5,6 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D) a 8,5 €/MWh nel 2024 (4,5 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D). Al fine di identificare più agevolmente tale scostamento, il grafico 33 mostra il confronto delle differenze medie tra prezzo storico e prezzo simulato nei due anni in analisi.

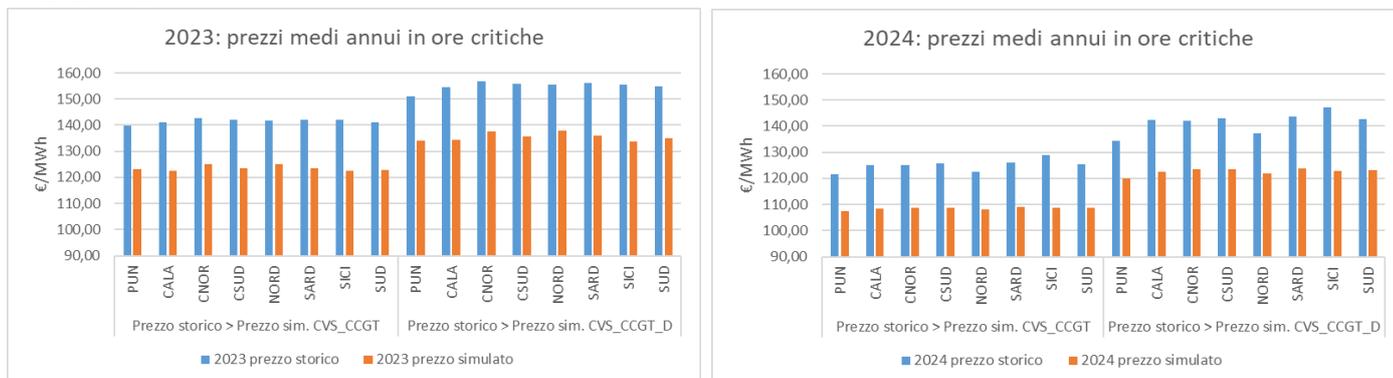
Graf. 33 – Differenza media annua tra prezzo storico e prezzo simulato per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Il grafico 33 conferma quanto evidenziato dall’analisi dei prezzi storici e simulati per il biennio 2023-2024 – ossia la riduzione in media della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato – e permette di identificare l’unica zona di offerta che presenta uno scostamento maggiore nel 2024 rispetto al 2023. Difatti, nella zona Sicilia, tale differenza è passata da 10,4 €/MWh nel 2023 (6,5 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D) a 11,8 €/MWh nel 2024 (7,2 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D). Si segnala, tra l’altro, che questa zona di offerta coincide con quella con lo scostamento più elevato.

Lo stesso tipo di analisi è stato replicato considerando solo le ore in cui il prezzo storico è risultato strettamente maggiore del prezzo simulato (di seguito: “ore critiche”), così da considerare l’impatto sui prezzi solo nelle ore in cui il trattenimento economico di capacità ha modificato l’esito di mercato. Chiaramente, l’insieme di ore considerate varia in base all’anno, alla zona di offerta e al costo variabile ipotizzato (CVS_CCGT o CVS_CCGT_D).

Graf. 34 – Prezzi medi annui, nelle sole ore critiche, storici e simulati per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Le osservazioni fatte per tutte le ore dell’anno sembrano confermarsi anche considerando le sole ore critiche – cioè l’impatto al rialzo sui prezzi di mercato sia nel 2023 sia nel 2024 causato dal trattenimento economico di capacità di UPR CCGT e la riduzione della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato tra il 2023 e il 2024, fatta eccezione per la zona di offerta Sicilia.

Nella Tavola 29, si riportano i dati puntuali riferiti alle differenze tra prezzo storico e prezzo simulato, in ogni anno, per ciascuna zona di offerta e per ogni CVS ipotizzato. Nella medesima tabella, si riporta, inoltre, la percentuale delle ore annue in cui il prezzo storico è risultato superiore rispetto al prezzo simulato, evidenziando la frequenza con cui il trattenimento economico di capacità ha avuto un impatto sul prezzo della singola zona di offerta. Se si considera il CVS_CCGT_D, le osservazioni relative alla differenza tra prezzo storico e prezzo simulato, su base annua, sono altresì valide per la percentuale delle ore critiche. Diversamente, considerando il CVS_CCGT, si può osservare come nel 2024 si sia registrato un aumento delle ore critiche anche nelle zone Calabria, Centro-Sud, Sardegna e Sud, che si è, a sua volta, ripercosso sul PUN. Infine, si riporta il prodotto fra la differenza media tra prezzo storico e prezzo simulato e il numero di ore critiche in un anno. Questo ultimo dato rappresenta l’extra spesa per il prelievo di 1 MW *baseload* sull’anno. Infatti, poiché in alcune zone di offerta si è verificata, tra il 2023 e il 2024, una riduzione della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato e, allo stesso tempo, un aumento delle ore critiche, è utile analizzare l’effetto complessivo, ossia il prodotto tra detta differenza e il numero di ore critiche in un anno. Questo ultimo dato evidenzia un incremento dell’extra spesa per il prelievo di 1 MW solo nella zona Sicilia.⁵³ Al contrario, nelle altre zone, prevale l’effetto di riduzione del differenziale di prezzo rispetto all’incremento del numero di ore critiche.

⁵³ Si rammenta che, tra il 2023 e il 2024, si è registrato un incremento del numero di ore in cui la zona di offerta Sicilia ha operato come zona di mercato separata (si veda la Tavola 8).

Tav. 29 – Differenza media annua, nelle sole ore critiche, tra prezzo storico e prezzo simulato, frequenza annua delle ore critiche ed extra spesa per il prelievo di 1 MW *baseload* sull'anno per zona di offerta negli anni 2023 e 2024

		Prezzo storico - Prezzo simulato (€/MWh)			% ore critiche			Extra spesa per n. ore critiche (€/MW/anno)*		
		2023	2024	Δ 2024/2023	2023	2024	Δ 2024/2023	2023	2024	Δ 2024/2023
Prezzo storico > Prezzo sim. CVS_CCGT	PUN	16,4	14,2	-2,2	56,8%	59,7%	2,9%	81.657	74.539	-9%
	CALA	18,5	16,8	-1,7	51,4%	55,1%	3,6%	83.167	81.288	-2%
	CNOR	17,5	16,2	-1,2	54,5%	54,3%	-0,2%	83.382	77.397	-7%
	CSUD	18,5	16,7	-1,7	53,1%	55,1%	2,1%	85.869	81.065	-6%
	NORD	16,5	14,6	-2,0	54,0%	52,4%	-1,6%	78.228	67.048	-14%
	SARD	18,6	17,0	-1,6	52,0%	53,9%	1,8%	84.770	80.217	-5%
	SICI	19,7	20,3	0,5	52,7%	58,3%	5,6%	91.174	103.903	14%
	SUD	18,2	16,7	-1,5	51,9%	54,5%	2,6%	82.825	79.902	-4%
Prezzo storico > Prezzo sim. CVS_CCGT_D	PUN	17,0	14,5	-2,5	33,1%	31,3%	-1,8%	49.269	39.906	-19%
	CALA	20,4	20,0	-0,4	28,4%	25,9%	-2,5%	50.650	45.447	-10%
	CNOR	19,2	18,6	-0,6	30,3%	26,1%	-4,2%	51.101	42.721	-16%
	CSUD	20,2	19,5	-0,7	29,5%	26,5%	-3,0%	52.192	45.433	-13%
	NORD	17,8	15,5	-2,4	29,8%	24,7%	-5,1%	46.533	33.518	-28%
	SARD	20,3	19,7	-0,6	29,1%	26,1%	-3,0%	51.621	45.147	-13%
	SICI	21,8	24,1	2,3	29,9%	30,1%	0,2%	57.214	63.774	11%
	SUD	20,1	19,6	-0,5	28,6%	26,0%	-2,6%	50.178	44.688	-11%

* L'extra spesa per ogni MW di potenza (con profilo baseload) prelevato in un anno, calcolata tramite la seguente formula:
 $(\text{Prezzo storico} - \text{Prezzo simulato (€/MWh)}) \times \% \text{ ore critiche} \times n. \text{ ore anno}$

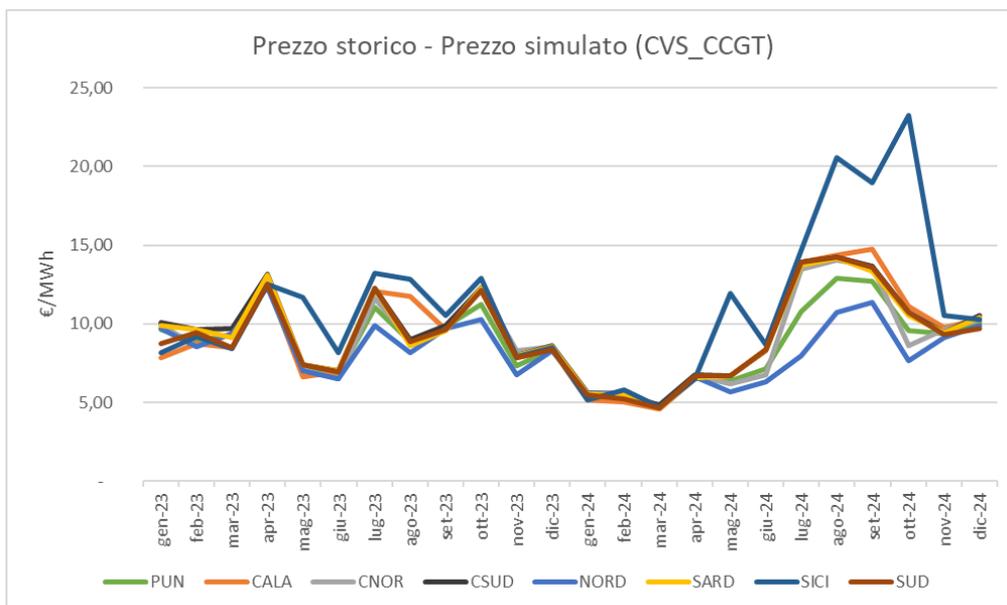
È evidente che, considerando le sole “ore critiche”, la differenza media tra prezzo storico e prezzo simulato risulta superiore rispetto a quella calcolata considerando tutte le ore dell'anno. Detta differenza, con riferimento al PUN, è pari a 16,4 €/MWh nel 2023 (17,0 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D) e 14,2 €/MWh nel 2024 (14,5 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D). Il maggiore scostamento tra prezzo storico e prezzo simulato è stato registrato nella zona di offerta Sicilia nel 2024, pari a 20,3 €/MWh (24,1 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D).

La percentuale di ore critiche è risultata pari al 25-30% considerando il CVS_CCGT_D e al 51-58% considerando il CVS_CCGT, in funzione dell'anno selezionato e della zona di offerta considerata.

Al fine di identificare il periodo in cui si sono verificati i maggiori scostamenti tra il prezzo storico e il prezzo simulato, il Grafico 35 mostra tale differenza a livello mensile considerando il CVS_CCGT⁵⁴, per tutte le ore del biennio 2023-2024, con riferimento al PUN e a tutte le zone di offerta.

⁵⁴ L'andamento mensile è pressoché identico considerando il CVS_CCGT_D.

Graf. 35 – Differenza media mensile tra prezzo storico e prezzo simulato (con CVS_CCGT) per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Il Grafico 35 mostra un andamento altalenante nel biennio 2023-24 per tutte le zone di offerta. Si registra una differenza tra prezzo storico e prezzo simulato relativamente omogenea tra le zone di offerta in tutto il 2023. Diversamente, nel 2024 si osserva un andamento più eterogeneo tra le diverse zone. In particolare, nella zona Sicilia si rileva una differenza quasi sempre più marcata rispetto alle altre zone di offerta, con un incremento particolarmente accentuato nel mese di maggio 2024 e nel periodo compreso tra agosto e ottobre 2024. In tali mesi, la differenza tra il prezzo storico e quello simulato nella zona Sicilia è risultata in alcuni casi anche doppia rispetto a quella osservata in altre zone di offerta.

Per comprendere in quali giorni la strategia di offerta delle UPR CCGT ha avuto il maggiore impatto sul prezzo di mercato, è utile soffermarsi sulla suddivisione tra giorni feriali e festivi. Il Grafico 36 riporta i prezzi medi annuali storici e simulati, differenziando tra giorni feriali e festivi⁵⁵, in tutte le ore del 2023 e del 2024, con riferimento al PUN e a ogni zona di offerta.

Graf. 36 – Prezzi medi annui storici e simulati, nei giorni feriali e festivi, per zona di offerta negli anni 2023 e 2024

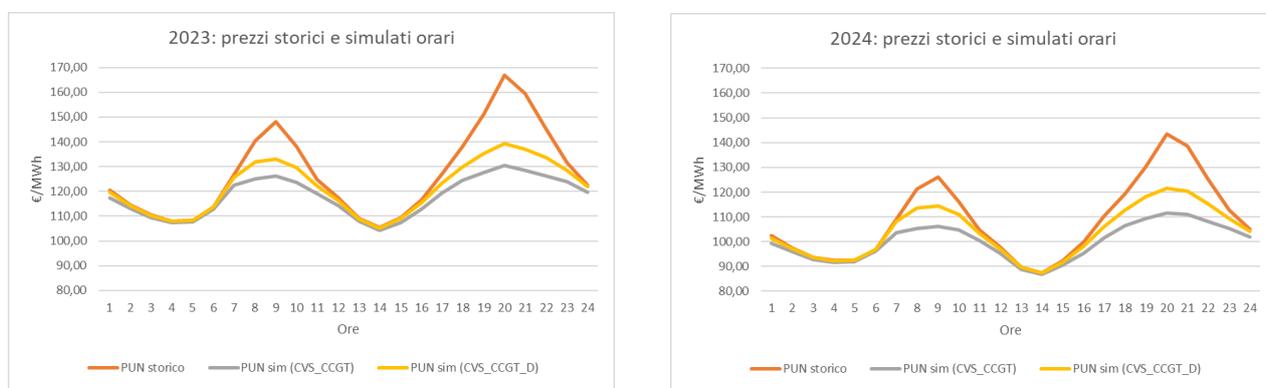


⁵⁵ Per giorni feriali si intendono i giorni dal lunedì al venerdì escluse le festività.

Anche differenziando tra giorni feriali e giorni festivi, si può notare la riduzione dei prezzi medi in tutte le zone di offerta dal 2023 al 2024, nonché una riduzione della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato in tutte le zone di offerta (a eccezione della zona Sicilia). È evidente come gli scostamenti tra prezzo storico e prezzo simulato siano sempre più elevati nei giorni feriali rispetto ai giorni festivi. Considerando il PUN, detto scostamento è pari, nei giorni feriali, a 9,9 €/MWh nel 2023 e 9,7 €/MWh nel 2024 (6,0 €/MWh e 5,3 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D), mentre nei giorni festivi è pari a 6,5 €/MWh nel 2023 e 5,8 €/MWh nel 2024 (3,7 €/MWh e 2,8 €/MWh considerando il CVS_CCGT_D).

Infine, si fornisce una rappresentazione dei risultati delle simulazioni a livello orario. Nello specifico, il Grafico 37 illustra il profilo orario del PUN storico e del PUN simulato (in entrambe le ipotesi di costo: CVS_CCGT e CVS_CCGT_D) nell'anno 2023 e nell'anno 2024

Graf. 37 – Profilo orario del PUN storico e simulato anni 2023 e 2024



Il Grafico 37 evidenzia in quali ore della giornata il trattenimento economico di capacità ha influenzato maggiormente il prezzo di mercato. Nello specifico, è possibile identificare due momenti distinti della giornata: uno mattutino, tra le ore 7:00 e le ore 11:00, e uno serale, tra le 17:00 e le 23:00. La differenza tra prezzo storico e prezzo simulato è risultata, inoltre, maggiore nella seconda fase della giornata (intorno alle ore 20:00, dove detta differenza risulta mediamente pari a 27,6-36,4 €/MWh nel 2023 e 21,7-31,9 €/MWh nel 2024, in funzione dell'ipotesi di costo selezionata).

5.3. Simulazione della condotta *price-taking* per le UPR eoliche e solari

Allo scopo di verificare l'impatto sui prezzi zionali in MGP della strategia di offerta delle UPR eoliche e solari, nel biennio 2023-2024, è stata svolta la seguente simulazione massiva che ipotizza l'adozione di una condotta da *price-taker* limitatamente alle offerte delle UPR eoliche e solari.

Come spiegato nel Box 2, un operatore *price-taker* dovrebbe presentare offerte i) con quantità pari alla sua migliore previsione prudenziale della produzione di ogni UPR eolica o solare nel giorno di consegna e ii) con un prezzo pari a zero.

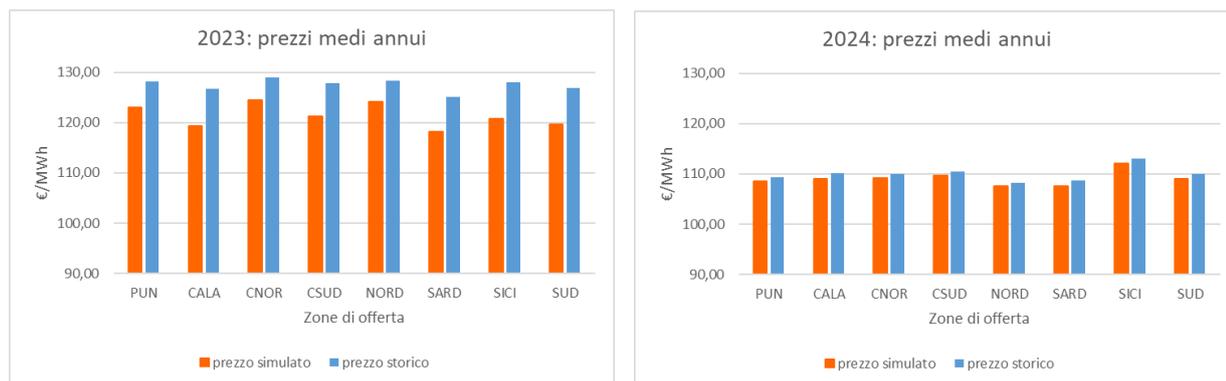
In coerenza con l'ipotesi adottata nel capitolo 4, nelle more dell'acquisizione di dati previsionali dettagliati a livello orario per ogni singola UPR, la produzione attesa è stata assunta pari alla quantità complessivamente offerta in MGP.

Pertanto, nella simulazione, tutte le offerte delle singole UPR eoliche e solari sono state congiuntamente modificate ponendo pari a zero il livello del prezzo offerto, laddove positivo e mantenendo la quantità offerta invariata.

Le simulazioni sono state eseguite da RSE mediante l'utilizzo di un tool di *what-if* sviluppato internamente. Dal momento che, in questo caso, non è stato possibile tener conto compiutamente dell'impatto dell'interscambio con l'estero, sono state escluse dai risultati alcune ore a cui corrispondono esiti non sufficientemente affidabili. Questo ha portato a considerare, rispettivamente nel 2023 e nel 2024, 8369 e 8218 ore, ossia il 96% e 94% delle ore annue.

Il Grafico 38 riporta i prezzi medi annui storici e simulati, nel 2023 e nel 2024, con riferimento al PUN e a ogni zona di offerta.

Graf. 38 – Prezzi medi annui storici e simulati per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Il Grafico 38 mostra, in primo luogo, che il trattenimento economico di capacità relativamente alle UPR eoliche e solari ha avuto un impatto al rialzo sui prezzi di mercato sia nel 2023 sia nel 2024. In secondo luogo, come per gli impianti CCGT, è possibile verificare che, nel 2024, la differenza tra il prezzo storico e il prezzo simulato è diminuita rispetto al 2023. Tuttavia, occorre precisare che la riduzione registrata per le UPR eoliche e solari risulta decisamente maggiore di quella rilevata per le UPR CCGT. Ad esempio, tale differenza, con riferimento al PUN, è passata da 5,1 €/MWh nel 2023 a 0,8 €/MWh nel 2024. Il calo registrato nel 2024 può essere ragionevolmente ricondotto alla riduzione, in termini di MWh, delle quantità complessivamente trattenute da parte delle UPR eoliche rispetto all'anno precedente (cfr. Tavola 24). Inoltre, dal grafico emerge già una chiara distinzione di carattere geografico. In particolare, le zone NORD e CNOR, caratterizzate da una presenza minore di impianti eolici e solari, mostrano uno scostamento più basso tra prezzo storico e prezzo simulato rispetto alle altre zone. Al contrario, nelle restanti zone di offerta, dove la concentrazione di UPR eoliche e solari è più elevata (cfr. Tavola 2), il differenziale tra i due prezzi risulta più ampio.

Si consideri ora la differenza tra prezzo storico e prezzo simulato nelle sole ore critiche, così come definite nel capitolo 5.2. Prima di procedere, si rammenta che, come mostrato nel capitolo 4, il trattenimento economico di capacità delle UPR eoliche si è verificato nella totalità delle ore di ciascuno dei due anni considerati. Non è quindi sorprendente che, considerando congiuntamente impianti eolici e solari, il prezzo storico sia risultato superiore al prezzo simulato in una percentuale elevata delle ore di ciascun anno, specialmente nel 2023, anno in cui la quantità trattenuta è stata significativamente superiore. Nello specifico, il PUN storico è risultato strettamente maggiore del PUN simulato nel 93% e nel 61% delle ore considerate, rispettivamente nel 2023 e nel 2024. Di conseguenza, è lecito attendersi che, almeno per il 2023, la differenza tra prezzo storico e prezzo simulato non sia significativamente più elevata considerando le sole ore critiche. Nella Tavola 30, si riportano, per ciascuna zona di offerta, i dati puntuali riferiti alle differenze tra prezzo storico e prezzo simulato, la percentuale di ore critiche, e il prodotto fra dette differenze e il numero di ore critiche in un anno.

Tav. 30 – Differenza media annua, nelle sole ore critiche, tra prezzo storico e prezzo simulato, frequenza annua delle ore critiche ed extra spesa per il prelievo di 1 MW *baseload* sull'anno per zona di offerta negli anni 2023 e 2024

	Prezzo storico - Prezzo simulato (€/MWh)			% ore critiche			Extra spesa per n. ore critiche (€/MW/anno)*		
	2023	2024	Δ 2024/2023	2023	2024	Δ 2024/2023	2023	2024	Δ 2024/2023
PUN	5,5	1,2	-4,2	93,4%	61,4%	-32,0%	42.744	6.233	-85%
CALA	8,1	1,8	-6,3	89,7%	54,4%	-35,3%	61.051	8.237	-87%
CNOR	5,3	1,4	-3,8	86,4%	53,5%	-32,9%	38.165	6.296	-84%
CSUD	7,2	1,6	-5,6	91,2%	55,6%	-35,6%	55.016	7.209	-87%
NORD	4,9	1,3	-3,6	84,5%	49,9%	-34,6%	34.714	5.263	-85%
SARD	7,7	1,9	-5,8	90,3%	54,8%	-35,6%	58.112	8.584	-85%
SICI	8,5	2,1	-6,5	86,1%	51,0%	-35,2%	61.438	8.675	-86%
SUD	7,9	1,8	-6,1	92,1%	55,9%	-36,2%	60.623	8.270	-86%

* L'extra spesa per ogni MW di potenza (con profilo baseload) prelevato in un anno, calcolata tramite la seguente formula:

$$(\text{Prezzo storico} - \text{Prezzo simulato (€/MWh)}) \times \% \text{ ore critiche} \times n.\text{ore anno}$$

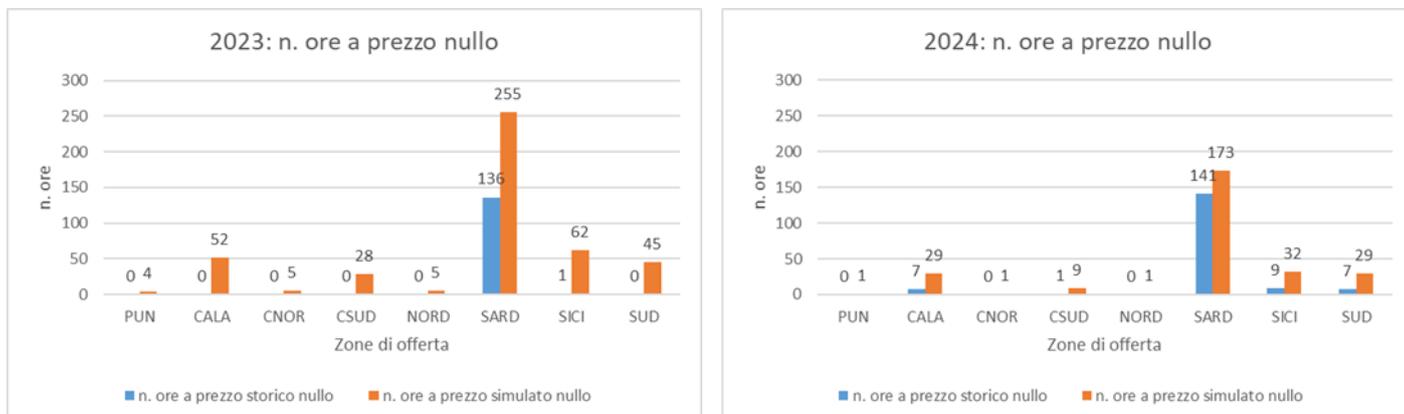
Come atteso, la differenza media tra prezzo storico e prezzo simulato risulta leggermente superiore nel sottoinsieme di ore critiche rispetto a quella calcolata considerando tutte le ore dell'anno. Ad esempio, con riferimento al PUN, considerando solo le ore critiche, la differenza media annua è stata pari a 5,5 €/MWh nel 2023 e 1,2 €/MWh nel 2024 (a fronte dei valori sopra indicati di 5,1 €/MWh nel 2023 e 0,8 €/MWh nel 2024, considerando tutte le ore di ogni anno). Il maggiore scostamento tra prezzo storico e prezzo simulato (nelle ore critiche) è stato registrato nella zona di offerta Sicilia nel 2023 (8,5 €/MWh).

La percentuale di ore critiche è risultata pari all'86-92% nel 2023 e 50-56% nel 2024, in funzione della zona di offerta considerata.

Il prodotto della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato e il numero di ore critiche in un anno mostra ancora una volta un impatto particolarmente significativo nelle zone di offerta ubicate nell'Italia meridionale e insulare, dove la presenza di UPR eoliche e solari è più pervasiva. Osservando i dati del biennio 2023-2024, si riscontra una significativa riduzione dell'extra spesa per il prelievo di 1 MW in tutte le zone di offerta, dovuta al calo sia della differenza tra prezzo storico e prezzo simulato sia della percentuale di ore critiche in un anno. Si noti, inoltre, che l'extra spesa per le UPR eoliche e solari nel 2023 è dello stesso ordine di grandezza di quella evidenziata per le UPR CCGT, mentre nel 2024 risulta sensibilmente inferiore.

Dal momento che il costo marginale delle UPR eoliche e solari è stato assunto pari a zero, si ritiene utile identificare in quante ore un comportamento da *price-taker* di queste UPR avrebbe portato il prezzo zonale e di mercato pari a 0 €/MWh. Il Grafico 39 riporta il numero di ore in cui i prezzi storici e simulati, nel 2023 e nel 2024, sono risultati pari a 0 €/MWh con riferimento al PUN e a ogni zona di offerta.

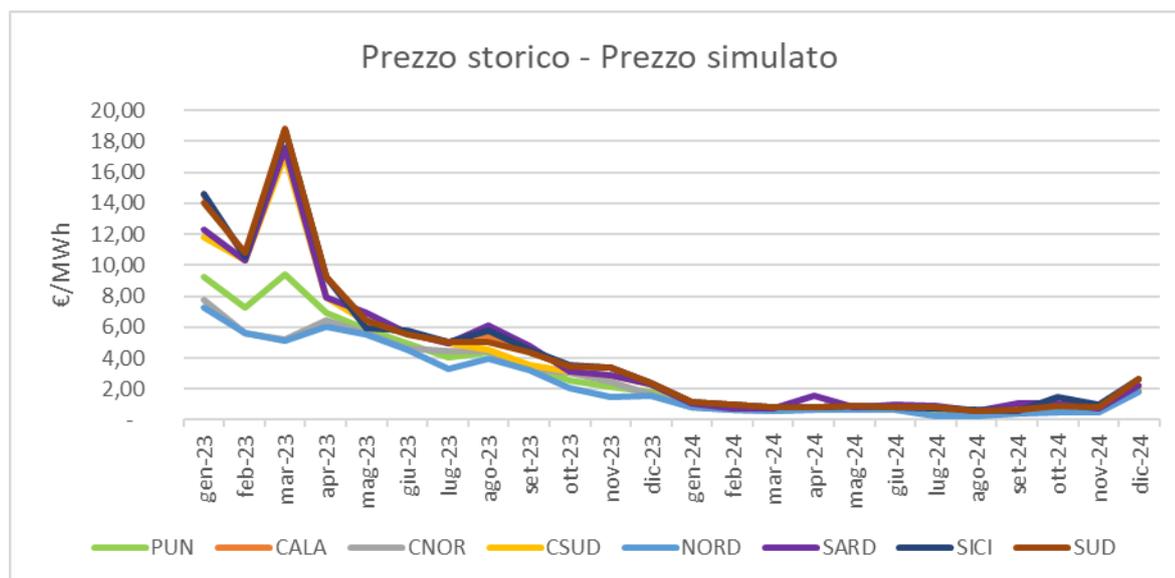
Graf. 39 – Numero di ore in cui i prezzi storici e simulati sono pari a 0 €/MWh per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Dal Grafico 39 appare immediatamente evidente come il prezzo simulato risulti pari a 0 €/MWh in un numero di ore superiore rispetto alla realtà storica. Inoltre, il prezzo simulato risulta pari a zero in tutte le zone di offerta in almeno 5 ore nel 2023 e in almeno 1 ora nel 2024. Chiaramente, anche con riferimento a questa statistica, le zone di offerta più impattate sono quelle caratterizzate da un maggior numero di UPR eoliche e solari, ovvero quelle dell'Italia meridionale e insulare. Infatti, escludendo le zone NORD e CNOR, il prezzo simulato risulta pari a 0 €/MWh in almeno 45 ore nel 2023 e 9 ore nel 2024.

Al fine di identificare il periodo in cui si sono verificati i maggiori scostamenti tra il prezzo storico e il prezzo simulato, il Grafico 40 mostra tale differenza a livello mensile, per tutte le ore del biennio 2023-2024, con riferimento al PUN e a tutte le zone di offerta.

Graf. 40 – Differenza media mensile tra prezzo storico e prezzo simulato per zona di offerta negli anni 2023 e 2024

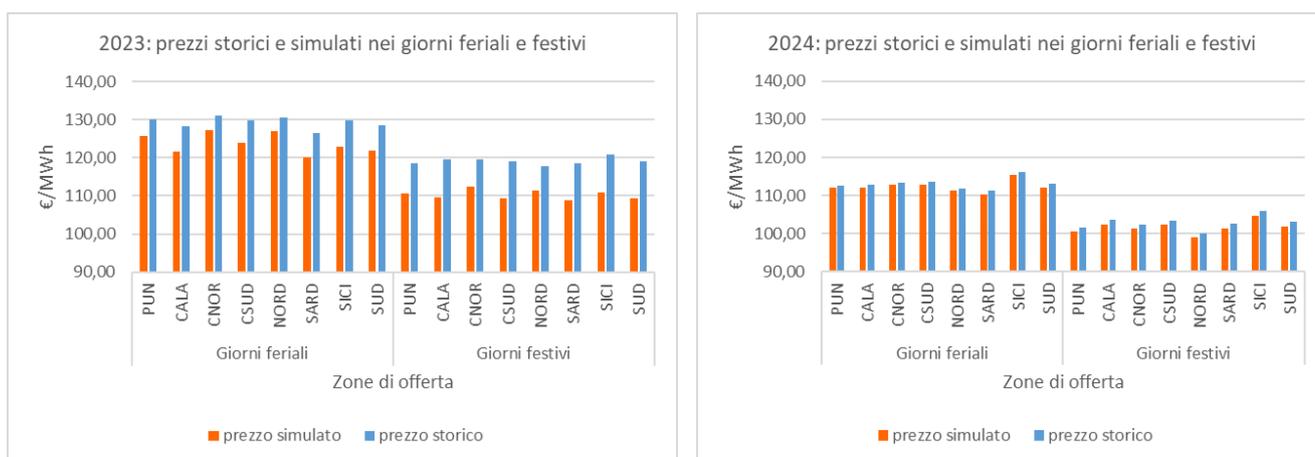


Il Grafico 40 mostra un andamento chiaramente decrescente nel biennio 2023-24 per tutte le zone di offerta, con un picco nel mese di marzo 2023 per le sole zone di offerta dell'Italia meridionale e insulare. Nonostante l'andamento decrescente per tutte le zone di offerta, si osserva una differenza

piuttosto eterogenea tra il prezzo storico e quello simulato, riconducibile alla distribuzione geografica delle UPR eoliche e solari sul territorio italiano. Infatti, le zone di offerta geograficamente collocate nell'Italia settentrionale (NORD e CNOR) presentano sempre la minore differenza tra prezzo storico e prezzo simulato in tutto il biennio 2023-24.

Anche per le UPR eoliche e solari, è importante identificare la differenza tra prezzo storico e prezzo simulato distinguendo tra giorni feriali e festivi. Il Grafico 41 riporta i prezzi medi annui storici e simulati, con tale disaggregazione, in tutte le ore del 2023 e del 2024, con riferimento al PUN e a ogni zona di offerta.

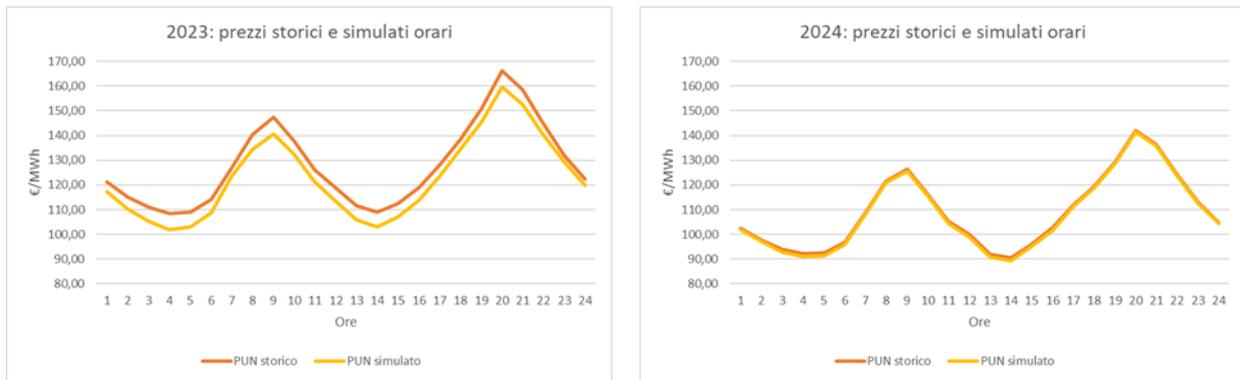
Graf. 41 – Prezzi medi annui storici e simulati, nei giorni feriali e festivi, per zona di offerta negli anni 2023 e 2024



Anche distinguendo tra giorni feriali e festivi, si rileva una riduzione dei prezzi medi in tutte le zone di offerta nel passaggio dal 2023 al 2024. A differenza di quanto rilevato per gli impianti CCGT, gli scostamenti tra prezzo storico e prezzo simulato sono sempre più elevati nei giorni festivi rispetto ai giorni feriali. Considerando il PUN, lo scostamento medio tra prezzo storico e prezzo simulato, nei giorni feriali, è pari a 4,5 €/MWh nel 2023 e a 0,7 €/MWh nel 2024, mentre, nei giorni festivi, ammonta a 7,9 €/MWh nel 2023 e a 1,0 €/MWh nel 2024. Questa inversione rispetto a quanto osservato per le UPR CCGT può essere ragionevolmente attribuita alla diversa configurazione della domanda tra giorni feriali e festivi. Nei giorni festivi, infatti, la domanda complessiva è più contenuta, consentendo alle UPR eoliche e solari di coprire una quota maggiore del fabbisogno. Di conseguenza, assumendo un comportamento da *price-taker* da parte di queste UPR, la differenza tra prezzo storico e simulato si amplifica. Al contrario, nei giorni feriali, in cui la domanda è più elevata, la quota di fabbisogno soddisfatta dalle UPR eoliche e solari è più contenuta, per cui l'impatto di un comportamento da *price-taker* da parte di queste ultime risulta inferiore.

Infine, si fornisce una rappresentazione dei risultati delle simulazioni a livello orario. Nello specifico, il Grafico 42 illustra il profilo orario del PUN storico e del PUN simulato nell'anno 2023 e nell'anno 2024.

Graf. 42 – Profilo orario del PUN storico e simulato negli anni 2023 e 2024



Il Grafico 42 mostra che il trattenimento economico di capacità ha influenzato il prezzo di mercato in tutte le ore della giornata; ciò è coerente con l'ipotesi di uno spostamento verso destra della curva di offerta per effetto dell'aumento (simulato) di quantità offerte a prezzo nullo. Nel 2023, l'impatto maggiore si è verificato nelle singole ore 9:00 e 20:00 quando la differenza tra prezzo storico e prezzo simulato è stata mediamente pari a 7,0-6,6 €/MWh. L'impatto minore, invece, si è verificato nelle singole ore 23:00 e 24:00, con una differenza media pari a 2,5-2,8 €/MWh. Nel 2024, invece, le differenze sono meno marcate in tutte le ore della giornata. L'impatto maggiore si è verificato nelle singole ore 5:00 e 14:00 quando la differenza tra prezzo storico e prezzo simulato è stata mediamente pari a 1,2 €/MWh. L'impatto minore, invece, si è verificato nelle singole ore 22:00, 23:00 e 24:00, con una differenza media pari a 0,4 €/MWh.

5.4. Risultati in sintesi dell'analisi di *what-if*

I risultati dell'analisi descritta in questo capitolo possono essere così sintetizzati, nelle ipotesi adottate nell'indagine:

- con riferimento alle **UPR CCGT**, le simulazioni effettuate, sostituendo i prezzi storicamente offerti con il **CVS_CCGT (CVS_CCGT_D)**, hanno evidenziato un impatto sul prezzo di mercato, nelle diverse zone di offerta, in un numero di ore compreso tra il 51% e il 55% (28%-30%) nel 2023 e tra il 52% e il 58% (25%-30%) nel 2024;
- nelle suddette ore, l'impatto sul prezzo di mercato, nelle diverse zone di offerta, è quantificabile nell'intervallo compreso tra 17 e 20 €/MWh (18 e 22 €/MWh) nel 2023 e tra 15 e 20 €/MWh (15 e 24 €/MWh) nel 2024;
- nell'anno 2024, rispetto all'anno 2023, si è riscontrata una riduzione in termini di extra-spesa (ovvero considerando l'effetto congiunto della variazione della differenza tra prezzi storici e prezzi simulati e della variazione della frequenza delle ore "impattate") in tutte le zone di offerta, ad esclusione della zona Sicilia;
- considerando, invece, gli effetti sul prezzo di mercato in tutte le ore annue, l'impatto è quantificabile, nelle diverse zone di offerta, nell'intervallo 9-10 €/MWh (5-6 €/MWh) nel 2023 e nell'intervallo 8-12 €/MWh (4-7 €/MWh) nel 2024;
- in entrambi gli anni, inoltre, si è osservato un impatto maggiore sul prezzo di mercato nei giorni feriali rispetto ai giorni festivi in tutte le zone di offerta;
- in termini di profilo orario, infine, l'impatto maggiore sul prezzo di mercato (esemplificato dal profilo del PUN in entrambi gli anni) è stato osservato in corrispondenza delle ore di

maggiore carico, ovvero al mattino, tra le ore 7 e le ore 11, e alla sera, tra le ore 17 e le ore 23;

- con riferimento alle **UPR eoliche e solari**, le simulazioni effettuate, portando a zero i prezzi storicamente offerti (laddove positivi) e ipotizzando che le quantità offerte corrispondessero alla produzione attesa, hanno evidenziato un impatto sul prezzo di mercato, nelle diverse zone di offerta, in un numero di ore compreso tra l'84% e il 92% nel 2023 e tra il 50% e il 56% nel 2024;
- nelle suddette ore, l'impatto sul prezzo di mercato, nelle diverse zone di offerta, è quantificabile nell'intervallo compreso tra 5 e 9 €/MWh nel 2023 e tra 1 e 2 €/MWh nel 2024;
- nell'anno 2024, rispetto all'anno 2023, si è riscontrata una riduzione in termini di extra-spesa (ovvero considerando l'effetto congiunto della variazione della differenza tra prezzi storici e prezzi simulati e della variazione della frequenza delle ore "impattate") in tutte le zone di offerta, ad esclusione della zona Sicilia;
- considerando, invece, gli effetti sul prezzo di mercato in tutte le ore annue, l'impatto è quantificabile, nelle diverse zone di offerta, nell'intervallo 4-7 €/MWh nel 2023 e nell'intervallo 0,6-1 €/MWh nel 2024;
- in entrambi gli anni, inoltre, diversamente da quanto osservato per le UPR CCGT, si è osservato un impatto maggiore sul prezzo di mercato nei giorni festivi rispetto ai giorni feriali in tutte le zone di offerta;
- anche rispetto al profilo orario, si osserva un impatto diverso rispetto a quanto evidenziato per le UPR CCGT; in questo caso, infatti, l'impatto sul prezzo di mercato (esemplificato dal profilo del PUN in entrambi gli anni) è stato registrato in tutte le ore della giornata (anche nelle ore di basso carico);
- in sintesi, l'analisi di *what-if* ha confermato un impatto sui prezzi zonali delle condotte di trattenimento economico di capacità, nei termini sopra illustrati in quanto a frequenza ed intensità del fenomeno.

6. OSSERVAZIONI FINALI

La finalità di questo capitolo è triplice.

In primo luogo, si sintetizzano i risultati di tutte le analisi svolte per fornire un quadro unitario degli esiti di MGP nel biennio 2023-2024.

In secondo luogo, si valutano i risultati dell'indagine, indicando i passi successivi finalizzati al suo completamento.

Infine, si individuano alcune esigenze informative emerse nello svolgimento delle analisi di monitoraggio e si suggeriscono i possibili rimedi.

6.1. Sintesi dei risultati di tutte le analisi svolte

In questo sottocapitolo si riportano, a livello aggregato, i risultati delle tre analisi principali che sono state effettuate nel corso dell'indagine. Si rimanda ai singoli sottocapitoli 3.4, 4.3, 4.4 e 5.4 per le sintesi più informative riferite alle singole analisi.

In relazione alla tipologia tecnologica delle **UPR CCGT**, l'indagine, nelle ipotesi adottate, ha fatto emergere:

- condotte di trattenimento economico di capacità in un numero di ore pari (almeno) al 30% sia nel 2023 che nel 2024;
- impatti al rialzo sui prezzi zionali in ogni zona di offerta (rispetto allo scenario simulato in assenza di condotte di trattenimento economico di capacità) in un numero di ore pari (almeno) al 28% nel 2023 e al 25% nel 2024; nelle suddette ore, la corrispondente differenza media tra i prezzi storici e quelli simulati risulta compresa nell'intervallo 17-22 €/MWh nel 2023 e nell'intervallo 15-24 €/MWh nel 2024, in funzione dell'ipotesi adottata per il calcolo del costo marginale e della zona di offerta in esame.

Una modalità più immediata di illustrare quanto sopra riportato è rappresentata dal Grafico 43 dove la frequenza mensile delle ore in cui sono state rilevate possibili azioni di trattenimento economico di capacità (in senso stretto ovvero con prezzi offerti maggiori del prezzo di mercato) è confrontata con la frequenza mensile delle ore di impatto sui prezzi in MGP (usando per semplicità come riferimento la differenza tra i valori del PUN storici e simulati) e con la frequenza mensile delle ore di *markup* positivo al margine, distinguendo i due valori estremi del costo marginale.

Graf. 43 – Numero di ore di trattenimento economico di capacità vs numero di ore di impatto sui prezzi in MGP vs numero di ore di markup positivo al margine



In relazione, invece, alle tipologie tecnologiche costituite dalle **UPR eoliche e solari**, nelle ipotesi adottate nell'indagine, si sono riscontrati:

- condotte di trattenimento economico di capacità in un numero di ore pari al 100% sia nel 2023 che nel 2024 per l'eolico e pari al 61% nel 2023 e al 77% nel 2024 per il solare;
- impatti (congiunti per le due tecnologie) al rialzo sui prezzi zionali in ogni zona di offerta (rispetto allo scenario simulato in assenza di condotte di trattenimento economico di capacità) in un numero di ore pari (almeno) all'84% nel 2023 e al 50% nel 2024; nelle suddette ore, la corrispondente differenza media tra i prezzi storici e quelli simulati risulta compresa nell'intervallo 5-9 €/MWh nel 2023 e nell'intervallo 1-2 €/MWh nel 2024, in funzione della zona di offerta in esame.

6.2. Valutazione degli esiti di MGP nel biennio 2023-2024

Ai fini di una corretta valutazione dei risultati delle analisi presentate nei capitoli precedenti, è opportuno ripercorrere alcuni passaggi estratti dai testi normativi che qui rilevano e, in alcuni casi, già anticipati nei precedenti capitoli.

La REMIT Guidance di ACER, innanzitutto, definisce le condotte di trattenimento economico di capacità come *“actions undertaken to offer available generation capacity at prices which are above or at the market price and do not reflect the marginal cost (including opportunity cost) of the market participant’s asset, which results in the related wholesale energy product not being traded or related asset not being dispatched”*.⁵⁶

Pertanto, la stessa Guidance inserisce le suddette condotte nell’elenco delle potenziali fattispecie di manipolazione di mercato che attengono alla fissazione del prezzo ad un livello artificioso.

Il regolamento REMIT, nell’articolo 2(2)(a)(ii), qualifica come manipolativa ogni transazione, ordine o condotta *“che consenta, o sia suscettibile di consentire, tramite l’azione di una o più persone che agiscono in collaborazione, di fissare il prezzo di mercato di uno o più prodotti energetici all’ingrosso a un livello artificioso, a meno che la persona che ha compiuto l’operazione o che ha impartito l’ordine di compravendita dimostri che le sue motivazioni per compiere tale operazione o ordine sono legittime e che tale operazione o ordine è conforme alle prassi di mercato ammesse sul mercato dell’energia all’ingrosso in questione”*.

Il concetto di “livello artificioso” è illustrato nella REMIT Guidance di ACER come segue: *“The notion of ‘artificiality’ entails that the level of the price of a wholesale energy product does not correspond to the one that would have emerged from a fair and competitive interplay between the supply and the demand in that particular market, reflecting market fundamentals”*.

La REMIT Guidance di ACER⁵⁷ spiega anche come si dovrebbe formare il prezzo in esito ad un’interazione corretta e concorrenziale tra offerta e domanda, affermando: *“Assuming a fair and competitive interplay between supply and demand, and absent of market failures, the market clearing price will depend on the adequacy/inadequacy of the available generation capacity. In case of adequacy, the market clearing price will be set by the marginal generating technology dispatched and/or by the marginal elastic load dispatched. In these hours, infra-marginal technologies will obtain legitimate rents, which can be used towards covering fixed costs. In case of inadequacy, the market clearing price will be set by the estimated value of lost load of the inelastic loads. In these hours, all generating technologies will obtain a legitimate rent, which can be used towards covering fixed costs”*.

Il passaggio sopra riportato è perfettamente in linea con quello rintracciabile nel Clean Energy Package Impact Assessment⁵⁸ laddove si spiega che *“In a perfect market, supply and demand will reach an equilibrium where the wholesale price reflects the marginal cost of supply for generators and the marginal willingness to pay for consumers. If generation capacity is scarce, the market price should reflect the marginal willingness to pay for increased consumption. As most consumers do not participate directly into the wholesale market, the estimated marginal value of consumption is based on the value of lost load (VoLL). VoLL is a projected value which is supposed to reflect the maximum price consumers are willing to pay to be supplied with electricity. If the wholesale price exceeds the*

⁵⁶ Cfr. Nota a piè di pagina nr. 139 della REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024.

⁵⁷ Cfr. Nota a piè di pagina nr. 143 della REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024.

⁵⁸ Commission Staff Working Document (Clean Energy Package) Impact Assessment 4. Detailed measures assessed under problem area II, Option 2(1) 4.1. Removing price caps.

VoLL, consumers would prefer to reduce their consumption, i.e. be curtailed. If, however, the wholesale price is lower than the VoLL, consumers would rather pay the wholesale price and receive electricity”.

Entrambi i passaggi sopra riportati evidenziano che le uniche rendite legittime sono quelle inframarginali e che quindi l'unica legittima modalità di offerta sia quella che riflette il costo marginale di breve termine.

Infine, nella REMIT Guidance di ACER sono indicate, in coerenza con quanto previsto dal citato articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, le due verifiche che devono essere soddisfatte per poter qualificare una condotta di trattenimento di capacità come manipolativa ai sensi del REMIT: *“The first element to assess is whether the market participant concerned is able, in the case-specific circumstances, to influence the price or the interplay of supply and demand of a wholesale energy product by engaging in such behaviour. The second element to assess is whether the market participant has any legitimate technical, regulatory and/or economic justification for not offering its available generation capacity or for offering it above the marginal cost”*. La REMIT Guidance di ACER evidenzia, inoltre, come l'esistenza di costi-opportunità rappresenti l'unica legittima giustificazione economica⁵⁹.

I risultati sintetizzati nel sottocapitolo precedente, con riferimento in particolare all'analisi di *what-if*, possono ora essere letti in chiave REMIT.

Più precisamente, nelle ipotesi dell'indagine, nelle ore in cui si è registrato un impatto sui prezzi di mercato derivante dalle condotte di trattenimento economico di capacità poste in essere, il livello dei prezzi di mercato è considerato artificioso. La frequenza delle condotte di trattenimento economico di capacità e il numero di operatori interessati suggeriscono la possibilità che le suddette condotte siano state attuate collettivamente, a maggior ragione se si considera che MGP è un gioco ripetuto potenzialmente all'infinito.

A tal proposito va considerato che:

- 1) avendo questa indagine finalità conoscitive, sono state fatte alcune scelte semplificatrici; in primo luogo, nella costruzione del parametro di costo relativo alle UPR CCGT, è stato utilizzato un rendimento convenzionale per tutte le UPR CCGT (pari al 53%) ed è stato prudenzialmente fornito il *range* di variazione del costo marginale, facendo due ipotesi limite in relazione alla modalità di prenotazione della capacità di trasporto del gas naturale; in secondo luogo, per le UPR eoliche e solari, si è assunto che la quantità effettivamente offerta rappresentasse la produzione attesa nel giorno di consegna;
- 2) oltre a verificare l'effettivo (o quantomeno probabile) impatto delle condotte sul prezzo di mercato, la REMIT Guidance di ACER, come si è visto, richiede altresì di verificare l'eventuale esistenza di una legittima giustificazione regolatoria, tecnica o economica per le medesime condotte. In particolare, si è evidenziato come l'esistenza di costi-opportunità rappresenti l'unica legittima giustificazione economica. L'onere della prova, come esplicitato nel dettato dell'articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, è in capo ai soggetti che hanno attuato l'azione di trattenimento di capacità. Pertanto, ricade sugli operatori l'onere di dare evidenza di eventuali ulteriori costi-opportunità che non siano stati presi in considerazione nelle analisi svolte e/o di specifiche motivazioni non economiche che abbiano informato le loro strategie di offerta.

In conclusione, la natura generale e conoscitiva dell'indagine, senza gli approfondimenti sopra ricordati, non consente di attribuire automaticamente alle condotte di trattenimento economico di

⁵⁹ Cfr. Nota a piè di pagina nr. 147 della REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024.

capacità descritte in questo rapporto una connotazione abusiva sotto il profilo REMIT.

L'attuazione del REMIT nei mercati ad asta a prezzo uniforme è comunque per sua natura uno strumento *ex-post* per il contrasto all'esercizio del potere di mercato con tutti i limiti di uno strumento *ex-post* in tale contesto.

In primo luogo, essendo impossibile procedere *ex-post* alla rideterminazione dei prezzi di equilibrio e alla riliquidazione delle conseguenti partite economiche (crediti e debiti) del mercato del giorno prima per tutelare il legittimo affidamento dei venditori che non avevano potere di mercato o non lo hanno esercitato, è impossibile sterilizzare *ex-post* l'impatto sui prezzi equilibrio causato dall'esercizio del potere di mercato.

In secondo luogo, essendo la sanzione minima prevista nel regolamento REMIT attualmente vigente pari al beneficio conseguito dai venditori che hanno esercitato potere di mercato, la sanzione rischia di essere (anche di molto) inferiore al danno patito dagli acquirenti e, quindi, di rappresentare un ristoro parziale.

In terzo luogo, la lunghezza e l'incertezza del contenzioso amministrativo può ridurre la deterrenza derivante dall'attuazione del REMIT oltre che produrre un tardivo (oltre che parziale) ristoro del danno patito dagli acquirenti.

In quarto luogo, il valore connesso all'utilizzo degli strumenti *ex-ante* è riconosciuto anche dalla normativa europea che, all'Articolo 13, comma 3, del Regolamento 2019/943, concede allo Stato membro, limitatamente al mercato di ridispacciamento e nel caso in cui la sua struttura non sia tale da assicurare una concorrenza effettiva, la facoltà di optare per il ridispacciamento basato sul costo (anziché sul mercato) valorizzando le offerte a salire al loro costo evitabile e quelle a scendere al loro costo evitato.

6.3. Esigenze informative emerse nelle attività di monitoraggio

Nonostante la modalità di offerta a livello di unità (c.d. *unit bidding*) abbia permesso di conoscere il sottostante fisico e quindi il sottotipo tecnologico delle UPR risultate al margine e/o che hanno trattenuto capacità, l'indagine ha fatto emergere anche alcuni limiti analitici nella valutazione dell'aderenza dei prezzi offerti da alcune UPR ai relativi costi marginali.

In particolare, ancorché gli elementi informativi forniti abbiano evidenziato la rilevanza al margine della tecnologia idroelettrica (ivi inclusi i pompaggi) nonché la presenza di offerte rifiutate a prezzi superiori allo strike price delle *reliability options* per il sottotipo di tecnologia asta idroelettrica, non è stato possibile analizzare nel dettaglio la strategia di offerta delle UPR di questo tipo di tecnologia per due ordini di motivi:

- 1) alcune UPR classificate da Terna come "fluenti" non possono in realtà essere considerate "fluenti" al 100%, in quanto dotate di un (piccolo) bacino e/o collegate funzionalmente con impianti idroelettrici modulabili ubicati a monte;
- 2) i costi marginali di breve periodo delle UPR idroelettriche modulabili in senso stretto (aste idroelettriche, UPR a bacino, UPR a serbatoio) e delle UPR di pompaggio sono essenzialmente costi opportunità derivanti dall'opportunità di sostituire i vari sottotipi di tecnologia termica teoricamente al margine nelle varie ore. La valutazione di questi costi richiede la disponibilità di informazioni dettagliate sugli apporti naturali, laddove rilevanti come per le aste idroelettriche; per i pompaggi puri, invece, occorre conoscere tutti i parametri tecnici che caratterizzano una

unità di stoccaggio onde costruire dei modelli di utilizzo della medesima in condizioni di concorrenza perfetta.

Alle esigenze informative sopra evidenziate si potrebbe porre (almeno parzialmente) rimedio, con la collaborazione di Terna, al fine di:

- a) aggiornare la classificazione del sistema Gaudi affinché rifletta in modo più preciso le caratteristiche tecnico-economiche delle diverse tecnologie produttive e di stoccaggio; il sistema Gaudi dovrebbe essere l'unico sistema di classificazione degli impianti sia a fini operativi sia a fini statistici per assicurare un corretto monitoraggio delle strategie di offerta nei diversi mercati; ciò è necessario, a maggior ragione, considerando che la crescente presenza attesa di UPR eoliche o solari dotate di un accumulo elettrochimico ubicato in sito, ma non separato in una differente UPR, pone problemi di monitoraggio analoghi a quelli segnalati in relazione alle UPR fluenti con un piccolo bacino;
- b) rendere obbligatoria la compilazione di alcuni campi già previsti in entrata al sistema di risoluzione del mercato MSD ex ante per la programmazione degli impianti idroelettrici modulabili e di pompaggio ma di fatto poco utilizzati dagli operatori (es: coefficienti energetici in generazione e pompaggio, massimi svassi e invasi effettuabili in una giornata, livello minimo e massimo del serbatoio, ...).

Si ricorda altresì che le esigenze informative e le soluzioni afferenti alle UPR di pompaggio afferiscono anche a qualsiasi altra UPR di stoccaggio (fra cui gli accumuli elettrochimici).

L'indagine ha fatto anche emergere la necessità di acquisire i consumi di gas naturale delle UPR termiche con granularità almeno pari all'intervallo temporale, ovvero alla *Market Time Unit* (di seguito: MTU), del mercato del giorno prima.

Ai sensi del comma 8.5 del TIMM, “*gli utenti del dispacciamento dichiarano a Terna, con le modalità dalla stessa definite, i consumi di combustibile su base giornaliera per il gas naturale e settimanale per gli altri combustibili, ove non sia già disponibile una rilevazione con maggiore granularità*”; i prelievi di gas delle UPR termiche sono attualmente comunicati a Terna prevalentemente su base giornaliera (giorno gas) ma la MTU del mercato del giorno prima era pari a 60 minuti sino al 2024 e diverrà pari a 15 minuti nel corso del 2025.

È quindi necessario che Terna censisca nel sistema Gaudi i misuratori di prelievi di gas eventualmente già esistenti presso le singole UPR termiche e le relative potenzialità e tarature e verifichi che gli utenti del dispacciamento stiano trasmettendo i prelievi di gas delle singole UPR con la maggiore granularità consentita dai misuratori censiti.