

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Gestionale e della Produzione

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Gestionale**

Tesi di Laurea Magistrale

**Comportamenti strategici nel mercato
all'ingrosso dell'energia**



Relatore

prof. Carlo Cambini

Candidato

Nicolò Torchio

Marzo 2026

Sommario

1.	Introduzione e impostazione della ricerca	1
1.1.	Obiettivi della ricerca.....	2
1.2.	Struttura del lavoro	3
2.	Caratteristiche del mercato elettrico	5
2.1.	La domanda di energia elettrica	5
2.2.	L'offerta di energia elettrica	6
2.3.	La trasmissione di energia elettrica.....	8
3.	La struttura del mercato elettrico in Italia.....	11
3.1.	Storia del mercato italiano	11
3.2.	Assetto istituzionale del sistema elettrico	12
3.2.1.	GME.....	13
3.2.2.	GSE	13
3.2.3.	Terna.....	13
3.2.4.	ARERA	14
3.3.	Organizzazione del mercato all'ingrosso	14
3.4.	Mercato del Giorno Prima	16
3.4.1.	Ordine di merito	16
3.4.2.	Divisione in zone.....	18
3.4.3.	Euphemia.....	19
3.4.4.	Granularità del mercato	20
3.4.5.	Market coupling	21
3.4.6.	Tipologie di offerte.....	23
3.4.7.	Price cap, price floor e meccanismi di salvaguardia	24
3.5.	<i>System Marginal Pricing</i>	25
3.6.	Mercato della capacità	27
3.7.	Alcuni numeri sul mercato all'ingrosso in Italia.....	29
4.	Potere di mercato e comportamenti strategici nei mercati elettrici.....	32
4.1.	Concorrenza imperfetta e potere di mercato	32
4.2.	Comportamenti strategici e modelli teorici.....	34
4.2.1.	Modello di Cournot	34
4.2.2.	Modello SFE	35
4.2.3.	Modelli dinamici	36
4.2.4.	Capacity withholding	36
4.3.	Indicatori di potere di mercato	37
4.3.1.	Indice di Herfindahl-Hirschman (HHI).....	37
4.3.2.	Residual Supply Index (RSI).....	38

4.3.3.	Indice di Lerner	39
4.3.4.	Altri indicatori comportamentali	40
4.4.	Evidenze empiriche e casi europei.....	41
4.4.1.	Il caso californiano	41
4.4.2.	Il mercato britannico: evidenze di physical withholding	42
4.4.3.	Il caso spagnolo: trattenimento di capacità e ricorsi giurisdizionali	42
4.4.4.	Il caso tedesco: capacity withholding through failures	43
4.4.5.	Il caso francese: manipolazione transfrontaliera e coordinamento implicito	43
4.4.6.	Evidenze empiriche recenti: la crisi energetica 2022-2023.....	44
4.5.	Il caso italiano: l'indagine conoscitiva ARERA 2023-2024.....	45
4.5.1.	Approccio metodologico e ipotesi.....	46
4.5.2.	Principali risultati empirici.....	47
5.	Analisi empirica del Mercato del Giorno Prima nel triennio 2023-2025	50
5.1.	Metodologia dell'analisi	50
5.1.1.	Dataset e fonti dei dati.....	50
5.1.2.	Approccio computazionale e perimetro dell'analisi.....	51
5.2.	Statistiche descrittive del mercato.....	51
5.2.1.	Volumi e prezzi.....	51
5.2.2.	Distribuzione dei prezzi	53
5.2.3.	Contratti bilaterali	53
5.3.	La struttura di mercato	55
5.3.1.	Concentrazione: indice HHI.....	55
5.3.2.	Pivotalità e domanda residuale: il Residual Supply Index	57
5.4.	Comportamento strategico degli operatori.....	59
5.4.1.	Tasso di rifiuto e classificazione delle offerte rifiutate.....	59
5.4.2.	Analisi per operatore	61
5.4.3.	Distribuzione del markup.....	62
5.5.	Test di trattenimento della capacità (metodologia ARERA).....	63
5.5.1.	Risultati dei test.....	63
5.5.2.	Distribuzione per operatore.....	65
5.5.3.	Distribuzione per zona	65
5.5.4.	Trattenimento per tecnologia.....	66
5.6.	Classificazione comportamentale delle unità produttive	67
5.6.1.	Metodologia di classificazione.....	67
5.6.2.	Trattenimento delle unità CCGT con riclassificazione comportamentale.....	68
5.6.3.	Trattenimento delle unità rinnovabili con riclassificazione comportamentale.....	69
6.	Discussione e interpretazione dei risultati	70

6.1.	Interpretazione teorica dei risultati empirici	70
6.1.1.	Il ruolo della domanda residuale	70
6.1.2.	Costi opportunità vs manipolazione strategica.....	71
6.2.	Implicazioni normative e compatibilità con il quadro REMIT.....	74
7.	Conclusioni.....	76
	Bibliografia.....	78

1. Introduzione e impostazione della ricerca

Negli ultimi tre decenni, il settore elettrico europeo ha attraversato una profonda trasformazione strutturale caratterizzata dal progressivo abbandono del modello monopolistico integrato verticalmente in favore di mercati liberalizzati basati sulla competizione tra operatori indipendenti. Questo processo, avviato con la Direttiva 96/92/CE e consolidato dalle successive Direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, ha ridisegnato l'architettura istituzionale del settore, separando le attività concorrenziali di generazione e vendita da quelle soggette a regolazione, trasmissione e distribuzione, e istituendo mercati all'ingrosso organizzati per la negoziazione dell'energia elettrica.

Il mercato elettrico italiano, liberalizzato a partire dal Decreto Bersani (D.Lgs. 79/1999) e pienamente operativo dal 2004 con l'avvio della Borsa Elettrica gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), rappresenta uno dei casi più interessanti nel panorama europeo. La particolare configurazione geografica della penisola italiana, caratterizzata da significative congestioni di rete che segmentano il mercato nazionale in zone di offerta distinte, unita a un mix di generazione storicamente dominato da fonti termoelettriche a gas naturale e alla crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, configura un contesto di particolare complessità per l'analisi delle dinamiche competitive.

Negli ultimi anni, il mercato elettrico italiano ed europeo è stato al centro di un intenso dibattito economico e regolatorio, alimentato da tre fenomeni convergenti di particolare rilevanza. In primo luogo, la crisi energetica del 2022, innescata dal conflitto russo-ucraino, ha prodotto un'impennata senza precedenti dei prezzi dell'energia elettrica, con il Prezzo Unico Nazionale (PUN) che ha raggiunto valori medi superiori a 300 €/MWh nel terzo trimestre 2022, a fronte di medie storiche intorno a 60-80 €/MWh. Questo shock ha riaccessato l'attenzione pubblica e politica sul funzionamento dei mercati elettrici e sulla vulnerabilità dei consumatori a fenomeni di volatilità estrema dei prezzi.

In secondo luogo, la transizione energetica verso la decarbonizzazione ha modificato strutturalmente il mix di generazione. Questa trasformazione, pur necessaria per gli obiettivi climatici, ha introdotto nuove dinamiche competitive: la crescente intermittenza dell'offerta da fonti rinnovabili non programmabili, ossia eolico e solare, richiede maggiore flessibilità da parte della generazione termoelettrica, che si trova a operare con fattori di utilizzazione decrescenti ma mantiene un ruolo cruciale nella determinazione dei prezzi marginali. Questo scenario ibrido, in cui coesistono generazione a costo marginale nullo e generazione con costi variabili

significativi, crea condizioni potenzialmente favorevoli all'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori termoelettrici.

In terzo luogo, le autorità di regolazione nazionali ed europee hanno intensificato l'attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, con particolare attenzione ai comportamenti strategici degli operatori. Il quadro normativo europeo, definito dal Regolamento REMIT (Regulation on Energy Market Integrity and Transparency, Reg. UE 1227/2011) e recentemente rafforzato dal REMIT II (Reg. UE 1106/2024), ha introdotto stringenti obblighi di trasparenza e divieti espliciti di manipolazione del mercato, conferendo alle autorità nazionali poteri investigativi e sanzionatori. In questo contesto si inserisce l'indagine conoscitiva condotta da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) sul Mercato del Giorno Prima italiano nel biennio 2023-2024, conclusa con la Deliberazione 302/2025/R/eel del 1° luglio 2025.

L'indagine ARERA ha documentato, attraverso un'analisi empirica di oltre 100 milioni di offerte presentate dagli operatori sul MGP, l'esistenza di comportamenti di trattenimento economico di capacità da parte di un numero significativo di produttori termoelettrici. Secondo i risultati dell'indagine, nel biennio 2023-2024 sono stati trattenuti dal mercato tra 60 e 165 TWh di capacità produttiva (a seconda delle ipotesi metodologiche adottate), con un potenziale impatto al rialzo sui prezzi stimato tra 4 e 12 EUR/MWh. Questi risultati hanno suscitato un ampio dibattito pubblico e l'avvio di procedimenti sanzionatori nei confronti di diversi operatori, configurando la più importante applicazione del quadro REMIT in Italia dall'entrata in vigore del Regolamento. È in questo contesto che si colloca la presente ricerca.

1.1. Obiettivi della ricerca

La presente tesi si propone di analizzare sistematicamente il ruolo dei comportamenti strategici nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiana, con particolare riferimento al fenomeno del trattenimento di capacità produttiva. L'analisi si fonda su un dataset empirico originale comprendente oltre 180 milioni di offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima nel triennio 2023-2025, consentendo di estendere temporalmente e approfondire metodologicamente i risultati dell'indagine ARERA.

Gli obiettivi specifici della ricerca possono essere articolati come segue.

1. Analisi della struttura del mercato: quantificare il grado di concentrazione del MGP italiano attraverso indicatori strutturali standard e valutarne l'evoluzione temporale e la variabilità zonale. Particolare attenzione sarà dedicata all'analisi delle condizioni di pivotalità degli operatori, ossia delle situazioni in cui la capacità di un singolo produttore risulta

indispensabile per soddisfare la domanda, creando le precondizioni strutturali per l'esercizio di potere di mercato.

2. Identificazione dei comportamenti strategici: sviluppare e applicare metodologie empiriche per l'individuazione di strategie di *economic withholding* nelle offerte degli operatori. L'analisi distinguerà tra diverse tipologie di rifiuto delle offerte e classificherà gli operatori in base ai profili comportamentali osservati.
3. Quantificazione del fenomeno del trattenimento: replicare ed estendere la metodologia ARERA per quantificare l'entità del trattenimento economico di capacità nel triennio 2023-2025, con particolare focus sul 2025. L'analisi disaggregherà i risultati per operatore, zona di mercato e tecnologia di generazione, consentendo di identificare i pattern sistematici e le specificità locali del fenomeno.
4. Analisi dell'impatto sui prezzi: stimare l'impatto del trattenimento di capacità sui prezzi zonalmente attraverso analisi controfattuali, valutando in che misura i prezzi osservati si discostano da quelli che si sarebbero formati in assenza di comportamenti strategici.
5. Inquadramento normativo e implicazioni di policy: analizzare il fenomeno del trattenimento di capacità alla luce del quadro normativo REMIT, esaminando i requisiti per la qualificazione delle condotte come manipolazione del mercato e le implicazioni per l'attività di enforcement delle autorità di regolazione. La ricerca si propone inoltre di formulare raccomandazioni di policy volte a rafforzare la competitività del mercato e l'efficacia del monitoraggio.

L'approccio metodologico adottato combina l'analisi teorica della letteratura economica sul potere di mercato nei mercati elettrici con l'analisi empirica quantitativa su larga scala dei dati di offerta del MGP.

1.2. Struttura del lavoro

La tesi è organizzata in sette capitoli, il cui contenuto è sinteticamente descritto di seguito.

Il Capitolo 2 illustra le caratteristiche peculiari del mercato elettrico che lo distinguono da altri mercati delle *commodity*.

Il Capitolo 3 descrive la struttura specifica del mercato elettrico italiano. In questa sezione si ripercorre la storia della liberalizzazione, è descritto l'assetto istituzionale del sistema e si illustra il principio del *system marginal pricing* e il mercato della capacità.

Il Capitolo 4 sviluppa il framework teorico per l'analisi del potere di mercato nei mercati elettrici. Il capitolo distingue tra approccio strutturale, che si concentra sulle caratteristiche del

mercato in termini di concentrazione e barriere all'entrata, e approccio comportamentale, che analizza le strategie di offerta effettivamente adottate dagli operatori. Vengono presentati i principali indicatori utilizzati per la misurazione del potere di mercato e discussi i modelli teorici dei comportamenti strategici nei mercati elettrici, con particolare riferimento al trattenimento di capacità. Il capitolo presenta inoltre in dettaglio l'indagine conoscitiva condotta da ARERA sul MGP italiano nel biennio 2023-2024, illustrandone la metodologia, i risultati principali e le implicazioni per i procedimenti sanzionatori in corso.

Il Capitolo 5 costituisce il nucleo empirico della ricerca e presenta l'analisi quantitativa dei dati di offerta del MGP nel triennio 2023-2025. L'analisi vuole replicare ed estendere la metodologia ARERA, confrontando i risultati del 2025 con quelli del biennio precedente per verificare l'evoluzione del fenomeno del trattenimento di capacità.

Il Capitolo 6 discute le implicazioni dei risultati empirici per il dibattito sul potere di mercato nel MGP italiano e per le politiche di regolazione. Il capitolo esamina le possibili interpretazioni dei comportamenti strategici osservati, valuta la compatibilità dei risultati con le diverse teorie del potere di mercato nei mercati elettrici e discute le criticità metodologiche nell'identificazione delle condotte manipolatorie. Particolare attenzione è dedicata alle implicazioni per l'applicazione del quadro REMIT e alle raccomandazioni di policy per rafforzare la competitività del mercato.

Il Capitolo 7 conclude la tesi sintetizzando i principali risultati emersi ed evidenziandone i limiti.

2. Caratteristiche del mercato elettrico

Il mercato dell'energia elettrica presenta caratteristiche peculiari che lo distinguono in modo sostanziale dalla maggior parte degli altri mercati delle *commodity*, condizionandone la struttura di mercato e la regolazione.

2.1. La domanda di energia elettrica

La domanda di energia elettrica sulla rete rappresenta un primo elemento che contraddistingue il mercato elettrico da altri tipi di mercato, infatti essa è caratterizzata da un forte grado di variabilità, anche nel brevissimo periodo. Nell'arco della giornata, ad esempio, si alternano ore di picco, con tipicamente due massimi, in cui il livello richiesto di energia elettrica è estremamente elevato, e ore fuori picco, con un minimo notturno particolarmente accentuato, in cui la domanda risulta significativamente più contenuta: tale variabilità di breve periodo è associata a una variabilità di medio periodo (settimanale e stagionale) ed è influenzata inoltre dalle caratteristiche economico-sociali e climatiche di ciascun Paese.

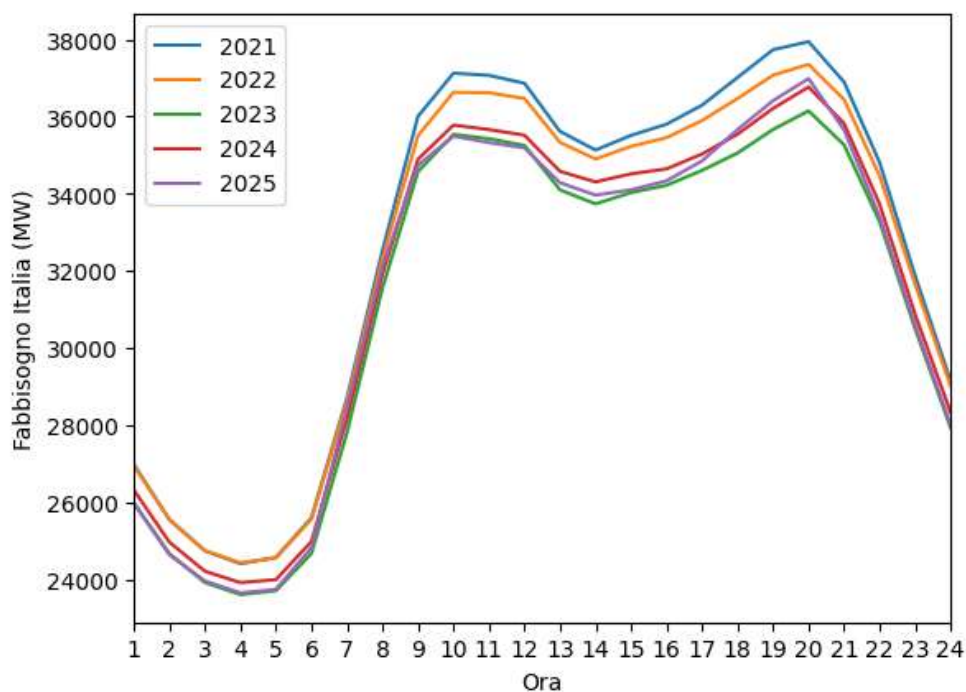


Figura 1: Profilo orario medio del fabbisogno per anno, dal 2021 al 2025. Elaborazione dati GME.

L'elevata variabilità dei consumi, cui è associata anche una marcata variabilità oraria dei prezzi, richiede un sistema di offerta dotato di un elevato grado di flessibilità e un

coordinamento efficiente dell'intero apparato elettrico. Tuttavia, nonostante le rilevanti oscillazioni dei prezzi, la domanda di energia elettrica risulta, almeno nel breve periodo, sostanzialmente rigida per via del carattere di necessarietà e non sostituibilità del bene: questo significa che le variazioni di prezzo incidono solo in maniera marginale sui livelli di consumo, determinando una bassa elasticità della domanda. Ne segue che, nel caso in cui l'offerta risulti scarsa, si possa assistere alla formazione di prezzi anche molto elevati.

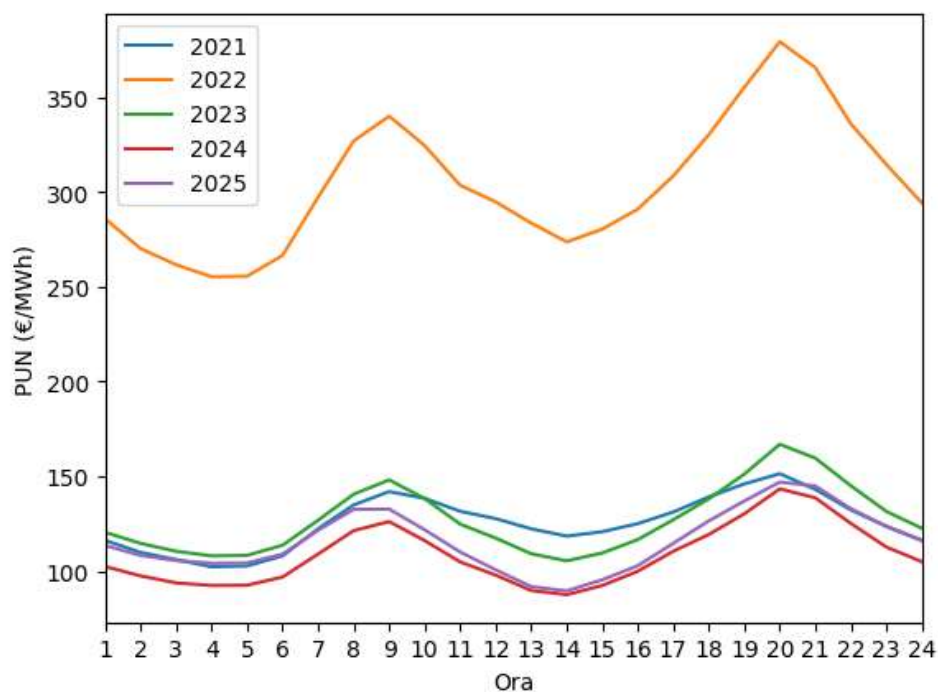


Figura 2: Profilo orario medio del PUN per anno, dal 2021 al 2025. Elaborazione dati GME.

2.2. L'offerta di energia elettrica

Un altro elemento che distingue l'energia elettrica da altri beni è la sua non stoccabilità su larga scala in maniera economicamente conveniente, di conseguenza non è possibile acquistare energia nei periodi di eccesso di offerta per venderla successivamente nei momenti di scarsità. Una delle poche forme di stoccabilità conveniente è costituita dai sistemi idroelettrici di pompaggio, che spingono l'acqua in quota in un bacino, accumulando un potenziale di energia pronta all'uso; tuttavia, ad oggi, non è facile individuare nuovi siti idonei al loro sviluppo. Le tecnologie di accumulo elettrochimico, invece, come le batterie al litio (BESS, *Battery Energy Storage System*), nonostante i passi in avanti sostenuti sul fronte tecnologico in questi anni, non rappresentano ancora un'opzione valida per l'immagazzinamento di energia su larga scala, a

causa della loro limitata capacità energetica e dei costi di investimento elevati. Da queste considerazioni segue che, dal punto di vista fisico, l'energia elettrica deve essere prodotta nel momento stesso in cui viene richiesta: questa peculiarità rende imprescindibile l'attività di dispacciamento, che garantisce il continuo bilanciamento tra domanda e offerta e tutela la sicurezza del sistema elettrico.

Se dal lato della domanda l'energia elettrica si presenta come un bene omogeneo, dal lato dell'offerta, invece, essa è prodotta da tecnologie molto diverse tra loro, con strutture di costo e vincoli tecnologici differenti. L'esistenza di un parco di generazione diversificato consente di modulare l'utilizzo degli impianti in funzione dell'andamento della domanda, con l'obiettivo di soddisfarla al minimo costo complessivo di generazione.

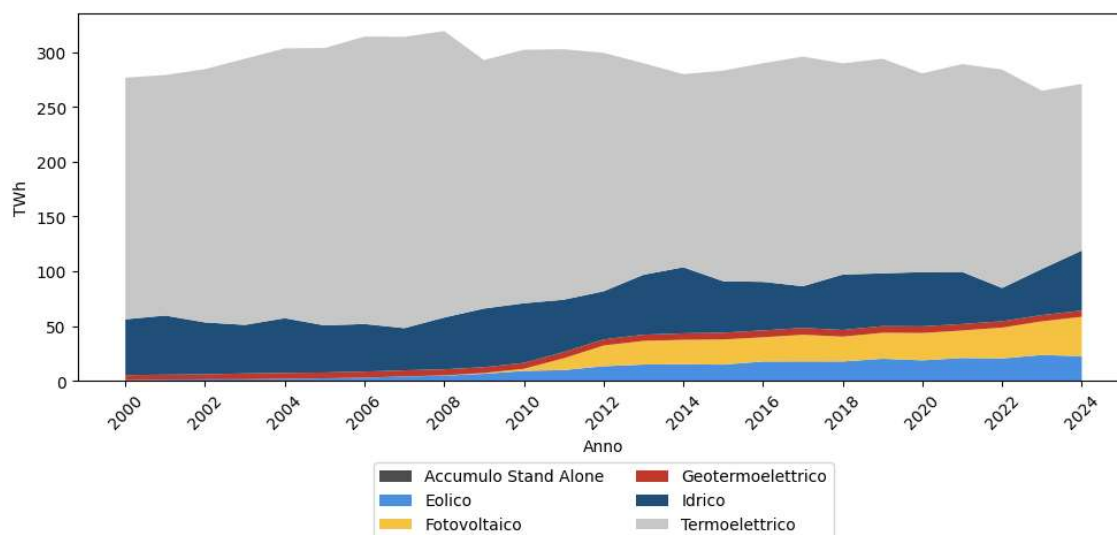


Figura 3: Produzione elettrica per fonte in Italia (2000-2024). Elaborazione dati Terna.

Le diverse tecnologie di produzione sono caratterizzate da una relazione inversa tra costi fissi e costi variabili (Stoft, 2002), per cui la loro convenienza economica dipende dal numero di ore annue di funzionamento. La porzione di domanda relativamente stabile nel tempo, comunemente definita domanda di base, viene soddisfatta in modo efficiente dagli impianti di base, che operano per un elevato numero di ore all'anno: tali impianti sono caratterizzati da costi fissi elevati, ma da costi variabili contenuti, riconducibili a un basso costo del combustibile o a un'elevata efficienza produttiva. Convenzionalmente, rientrano in questa categoria gli impianti termici ad alto rendimento e gli impianti idroelettrici ad acqua fluente. Gli incrementi di potenza necessari a coprire la domanda di picco, invece, si manifestano per periodi di tempo più brevi e in modo discontinuo. Essi sono soddisfatti in maniera più efficiente dagli impianti

di punta, quali gli impianti idroelettrici a bacino, a serbatoio o di pompaggio: questi impianti presentano costi fissi relativamente contenuti, recuperabili anche con un numero limitato di ore di funzionamento, ma costi variabili più elevati, spesso associati a rendimenti inferiori o a maggiori costi operativi. Tra queste due categorie si collocano, infine, gli impianti intermedi, come alcune tipologie di impianti termici a rendimento inferiore e i turbogas, che presentano caratteristiche tecniche ed economiche intermedie e sono tipicamente impiegati per soddisfare i livelli di domanda compresi tra la base e il picco.

Un parco di generazione strutturato secondo queste logiche consente di garantire un'offerta sufficientemente flessibile per far fronte, nel breve periodo, all'elevata variabilità della domanda. L'utilizzo degli impianti di base per la copertura della domanda stabile risulta compatibile con le rigidità operative che li caratterizzano, quali i lunghi tempi di avviamento e i costi elevati di accensione, mentre la flessibilità degli impianti di punta risulta essenziale per seguire le rapide variazioni della domanda nelle ore di picco.

La coesistenza di tecnologie con costi medi e caratteristiche tecniche molto differenziate fa sì che la curva di offerta aggregata del settore elettrico presenti rendimenti decrescenti, in quanto l'aumento della produzione richiede l'attivazione progressiva di impianti caratterizzati da costi marginali crescenti (Borenstein & Holland, 2005). Tale peculiarità segmenta implicitamente il mercato in sottoinsiemi distinti: gli impianti di base possono competere efficacemente solo per la domanda di base, mentre gli impianti di punta risultano competitivi esclusivamente per la copertura delle punte di domanda, a causa dei loro elevati costi variabili. Questa segmentazione rende particolarmente rischioso l'investimento in nuova capacità di generazione. Un nuovo investimento può, infatti, rivelarsi *ex post* inefficiente, qualora il suo ingresso nel mercato determini una riduzione dei prezzi di equilibrio e delle quote di mercato, dissipando la rendita attesa. La presenza di investimenti caratterizzati da elevati costi irrecuperabili (*sunk costs*) può pertanto scoraggiare l'ingresso di nuovi operatori, configurando la presenza di barriere all'entrata nel settore della generazione elettrica.

2.3. La trasmissione di energia elettrica

La trasmissione di energia elettrica si riferisce al processo di trasferimento dell'elettricità generata da una fonte di produzione, come una centrale elettrica, a un punto di utilizzo, come

le case, le industrie o gli uffici. Essa è un elemento fondamentale del sistema di distribuzione dell'energia elettrica che consente di fornire energia a larga scala su grandi distanze¹.

La trasmissione è solitamente effettuata utilizzando una rete di linee elettriche ad alta tensione (chiamata rete di trasmissione o griglia di trasmissione): questa rete è costituita da torri o pali di trasmissione e cavi conduttori che collegano le fonti di generazione alle sottostazioni e, successivamente, alle reti di distribuzione locali.

La rete di trasmissione del sistema elettrico presenta vincoli tecnici particolarmente stringenti, quali²:

- la richiesta di garantire in ogni istante il bilanciamento continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo, al fine di tutelare la sicurezza degli impianti;
- la necessità che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Deviazioni anche minime da uno qualsiasi dei parametri sopra indicati, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema; le caratteristiche delle tecnologie e le modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata rendono ulteriormente complicato il rispetto di questi vincoli.

La rete di trasmissione svolge pertanto una funzione essenziale, poiché consente il collegamento fisico tra domanda e offerta di energia elettrica, geograficamente disperse sul territorio. Al contempo, essa rappresenta il punto in cui si concentrano le principali complessità fisiche ed economiche del sistema elettrico, che possono limitare l'accesso al mercato dei produttori e dar luogo a rilevanti fallimenti di mercato.

La trasmissione dell'energia elettrica obbedisce a precise leggi fisiche: in base alla prima legge di Kirchhoff, in ogni nodo della rete e in ogni istante, la somma delle potenze immesse deve eguagliare la somma delle potenze prelevate, di conseguenza, eventuali squilibri tra immissioni e prelievi si traducono immediatamente in variazioni della frequenza della rete rispetto ai valori ottimali. Tali variazioni devono essere contrastate tempestivamente mediante adeguate regolazioni della potenza immessa, poiché una riduzione persistente della frequenza al di sotto di determinate soglie può causare l'arresto automatico degli impianti di generazione e condurre rapidamente a fenomeni di *blackout*.

¹ <https://www.efficienzaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-t/trasmissione-di-energia-elettrica.html>

² Gestore dei Mercati Energetici – GME, *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009.

La seconda legge di Kirchhoff implica, invece, che non sia possibile determinare a priori il percorso seguito dall'energia elettrica una volta immessa in rete. I flussi fisici dipendono dalla configurazione complessiva del dispacciamento in tempo reale e dalla struttura della rete, per cui i percorsi fisici dell'energia non coincidono necessariamente con quelli contrattuali: la non tracciabilità dei flussi, unita all'esistenza di limiti massimi di transito su ciascuna linea, può generare congestioni di rete. La capacità di trasporto di un elettrodotto dipende, infatti, dalla resistenza della linea e dalla distanza tra i punti di immissione e prelievo. Le congestioni riducono la potenza effettivamente disponibile per soddisfare la domanda e possono aumentare i costi complessivi del sistema, poiché impongono l'attivazione di impianti più costosi e meno efficienti, ma localizzati in posizioni più favorevoli dal punto di vista della rete. Questi vincoli assumono particolare rilevanza nel caso italiano, caratterizzato da colli di bottiglia strutturali tra le diverse zone di mercato, come verrà discusso nel capitolo successivo. In presenza di vincoli di trasmissione rilevanti, il costo marginale di produzione dell'energia elettrica può quindi assumere valori differenti nello stesso istante in nodi diversi della rete.

Dal punto di vista economico, la rete di trasmissione è caratterizzata da elevati costi fissi di investimento e da costi marginali di utilizzo relativamente contenuti, configurandosi come un tipico monopolio naturale. La presenza di rendimenti di scala crescenti, per cui il costo medio diminuisce all'aumentare dell'output, rende infatti inefficiente la duplicazione delle infrastrutture e risulta, pertanto, economicamente preferibile collegare nuovi impianti alla rete esistente piuttosto che realizzare reti parallele per raggiungere l'utenza finale. Questo aspetto genera una barriera all'entrata che ostacola la concorrenza, in particolare a danno dei produttori non integrati verticalmente. Per tali ragioni, si è reso necessario separare la gestione della rete di trasmissione dalle attività competitive di produzione e vendita, affidandola a gestori di rete indipendenti e sottoponendo l'accesso alla rete a un regime di regolazione tariffaria pubblica. In questo modo si garantiscono condizioni di accesso non discriminatorie, assicurando pari trattamento sia al proprietario della rete sia agli altri operatori di mercato e favorendo lo sviluppo di un contesto concorrenziale nel settore della generazione elettrica.

3. La struttura del mercato elettrico in Italia

3.1. Storia del mercato italiano

Ad oggi il mercato dell'energia italiano si configura come un insieme di mercati che operano in sinergia tra loro nell'incontro tra domanda e offerta; tuttavia, tale configurazione è il risultato di un processo di liberalizzazione avviato solo in tempi relativamente recenti.

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia italiano prende avvio nel 1995³ con il recepimento delle nuove norme europee che promuovevano la progressiva apertura alla concorrenza dei servizi di pubblica utilità e il passaggio da un modello fondato sulla proprietà pubblica a uno basato sulla regolazione indipendente dei mercati. Il superamento del monopolio si fondava su due presupposti principali: da un lato, un'evoluzione tecnologica nei processi di produzione, misurazione e controllo dell'energia elettrica; dall'altro, l'affermazione di un nuovo paradigma teorico in ambito economico-regolatorio.

Il cambiamento tecnico rese meno rilevanti le economie di scala dei grandi impianti per la scelta di investire nel settore, poiché la taglia minima efficiente dei nuovi impianti a ciclo combinato o a turbogas era molto più piccola di quella degli impianti tradizionali, in quanto più efficiente nel processo di trasformazione da energia calorica a energia elettrica. Le tecnologie automatiche dell'informazione avevano altresì reso più facili il monitoraggio dei consumi e la gestione del carico, e in tal modo era divenuto tecnicamente possibile e conveniente misurare il costo istantaneo dei consumi⁴.

Il nuovo paradigma teorico si basava, invece, sulla critica radicale alla dottrina del monopolio naturale, che era stata alla base delle nazionalizzazioni in Gran Bretagna, Francia e Italia. A partire dai primi anni Ottanta, la teoria economica ha iniziato a mettere in discussione la visione tradizionale della regolazione dei sistemi a rete basata sulla proprietà pubblica monopolistica. In particolare, i contributi di Laffont e Tirole (1986) hanno evidenziato il ruolo delle asimmetrie informative tra regolatore e imprese regolate, indipendentemente dalla forma della proprietà; al contempo, Baumol (1982) ha sviluppato la teoria della contendibilità dei mercati, secondo cui l'efficienza non dipende tanto dalla natura pubblica o privata dell'operatore, quanto dalla possibilità di ingresso di nuovi concorrenti, soprattutto nel segmento della produzione. In conseguenza di questo mutato contesto tecnologico ed economico fu intrapreso progressivamente, su scala globale, un esteso processo di privatizzazione e di liberalizzazione del settore⁵.

³ Legge 14 novembre 1995, n. 481 *Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.*

⁴ [https://www.treccani.it/enciclopedia/il-servizio-elettrico-dai-sistemi-regionali-alla-liberalizzazione_\(Il-Contributo-italiano-alla-storia-del-Pensiero:-Tecnica\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/il-servizio-elettrico-dai-sistemi-regionali-alla-liberalizzazione_(Il-Contributo-italiano-alla-storia-del-Pensiero:-Tecnica)/)

⁵ *Ibidem.*

Nel 1999, con il D.L. 16 marzo 1999, n. 79 (chiamato anche Decreto Bersani), si cominciò a liberalizzare il mercato attraverso la vendita di parte degli impianti di produzione del monopolista pubblico ENEL, a cui fu imposta una soglia percentuale alla produzione di energia elettrica in Italia pari al 50%, e la nascita di enti intermedi per la commercializzazione dell'energia nelle diverse fasi della produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica. Il processo di liberalizzazione fu piuttosto lungo e il mercato elettrico cominciò a operare soltanto nel 2004.

Nel 2005 il mercato elettrico cominciò a operare pienamente e furono istituiti Terna, che gestisce la rete di trasmissione, e il Gestore dei servizi elettrici (GSE), che attualmente si occupa prevalentemente della promozione e dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il coordinamento dell'offerta e della domanda venne affidato a un mercato spot, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) nell'ambito della Borsa elettrica italiana (*Italian Power Exchange*, IPEX), basato sul criterio dell'ordine di merito economico. Con offerte di vendita ordinate per prezzo crescente e offerte di acquisto ordinate per prezzo decrescenti, i prezzi di equilibrio sono determinati dall'intersezione delle curve aggregate di domanda e di offerta.

In seguito a questa profonda trasformazione del settore elettrico si sono sviluppati sia un mercato all'ingrosso sia un mercato al dettaglio dell'energia elettrica, quest'ultimo esteso anche ai consumatori domestici a partire dal luglio 2007. Accanto ai mercati organizzati, il settore elettrico italiano liberalizzato consente lo scambio all'ingrosso di energia elettrica tramite contratti bilaterali tra operatori, nei quali prezzo e profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti.

3.2. Assetto istituzionale del sistema elettrico

L'attuale funzionamento del mercato elettrico italiano si fonda su un assetto istituzionale articolato, nel quale operano soggetti distinti con ruoli e competenze specifiche lungo le diverse fasi della filiera. La separazione tra produzione, trasmissione, distribuzione e scambio dell'energia, introdotta con il processo di liberalizzazione, ha reso necessario l'intervento di istituzioni dedicate alla gestione dei mercati, alla conduzione in sicurezza del sistema elettrico e alla regolazione del settore. In questo contesto, assumono un ruolo centrale il Gestore dei Mercati Energetici (GME), responsabile dell'organizzazione e della gestione dei mercati all'ingrosso, Terna, cui è affidata la gestione della rete di trasmissione e del dispacciamento, e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), incaricata delle funzioni di regolazione e vigilanza.

3.2.1. GME

Il Gestore dei Mercati Elettrici S.p.A., società interamente partecipata dalla Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), a sua volta del Ministero dell'Economia e delle Finanze, si occupa dell'organizzazione del mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra i produttori, nonché di assicurare la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Inoltre, il GME coordina e gestisce la domanda e l'offerta di energia in modo da disciplinare l'accesso dei produttori alla rete e l'immissione di energia elettrica secondo il merito economico, cioè nel rispetto del canone di efficienza, valutato in termini di costi dei diversi impianti di generazione. Sulla base dell'incontro tra quantità e prezzi di domanda e di offerta, il GME determina il prezzo di equilibrio e l'ordine di attivazione delle centrali destinate ad immettere elettricità nella rete. La priorità di immissione nella rete è attribuita ai generatori che presentano offerte più vantaggiose.

Al Gestore dei Mercati Energetici è affidata, inoltre, la gestione economica del Mercato del gas naturale e la gestione dei servizi connessi alla compravendita di gas⁶.

3.2.2. GSE

Il Gestore dei Servizi Energetici opera per la promozione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Tra le sue attività figurano la gestione degli incentivi economici destinati a chi produce energia da fonti rinnovabili, l'acquisto e la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti a energia pulita.

3.2.3. Terna

Il Gruppo Terna è il proprietario della rete di trasmissione italiana dell'elettricità in alta e altissima tensione. Il Gruppo, in qualità di *Transmission System Operator*, è responsabile della trasmissione, della gestione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete italiana ad alta e altissima tensione. Il dispacciamento, in particolare, è l'insieme delle attività di controllo dei flussi di energia nella rete di trasmissione nazionale e nelle interconnessioni con l'estero, di mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e della gestione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). L'attività di dispacciamento avviene nel Centro Nazionale di Controllo.

⁶ *Vademecum della borsa elettrica*

Terna opera in un regime di monopolio naturale e nell'ambito di un mercato regolato da ARERA. Per garantire la concorrenza all'interno del mercato, non operano nell'ambito della produzione, della distribuzione e della vendita di energia elettrica⁷.

3.2.4. ARERA

L'Agenzia di Regolazione per Energia Reti e Ambiente è un'autorità amministrativa indipendente che svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Essa opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse⁸.

3.3. Organizzazione del mercato all'ingrosso

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, gestito dal GME, costituisce il nucleo operativo del sistema elettrico liberalizzato, in quanto rappresenta il luogo in cui si realizza il coordinamento tra domanda e offerta e si determinano i prezzi dell'energia. Esso si articola in una pluralità di sedi di scambio, differenziate in base all'orizzonte temporale e alle finalità operative.

La struttura dei mercati riflette la necessità di conciliare l'efficienza economica dell'incontro tra domanda e offerta con i vincoli fisici della rete elettrica e con le esigenze di sicurezza del sistema. In particolare, il processo di formazione dei programmi di produzione e di consumo avviene in modo sequenziale, attraverso mercati che operano a scadenze temporali progressivamente più ravvicinate rispetto al momento della consegna dell'energia, consentendo agli operatori di adeguare le proprie posizioni alle informazioni via via disponibili.

Il mercato elettrico all'ingrosso si articola in *Mercato a Pronti* (MPE) e *Mercato a Termine* (MTE). Il primo dei due comprende i seguenti mercati:

- *Mercato del Giorno Prima* (MGP): è il mercato principale dell'energia elettrica, la prima fase del mercato spot⁹ e ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia. Si tratta di un mercato zonale, dal momento che deve tenere conto dei limiti di transito tra le diverse zone di mercato: in assenza di congestioni, il prezzo risulta uniforme tra le

⁷ <https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita>

⁸ <https://www.arera.it/chi-siamo>

⁹ Mercato nel quale la vendita e l'acquisto di energia avvengono con un differimento di pochi giorni.

zone; in presenza di saturazione dei limiti di transito, invece, i prezzi possono differire da una zona all'altra. È un mercato quartorario (dal 2025, precedentemente era orario) in cui gli operatori presentano offerte di acquisto e di vendita indicando, per ciascun intervallo temporale, le quantità e i prezzi massimi o minimi ai quali sono disposti a scambiare energia. La seduta del MGP si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna, mentre gli esiti vengono comunicati entro le ore 12.58 del giorno precedente il giorno di consegna. Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. Il MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua. Il GME agisce come controparte centrale di chi compra o vende energia.

- *Mercato Infragiornaliero (MI)*: consente agli operatori di modificare i programmi di immissione e di prelievo definiti nel Mercato del Giorno Prima, fino a poche ore prima della consegna effettiva dell'energia. Il MI riveste un ruolo particolarmente rilevante nel contesto attuale del sistema elettrico, poiché permette di adeguare le posizioni degli operatori a fronte di variazioni inattese della domanda e dell'offerta, fenomeno divenuto sempre più frequente con la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Il mercato si articola in due modalità di negoziazione, ossia il MI-A, basato su sessioni d'asta, e il MI-XBID, fondato su un meccanismo di negoziazione continua a livello europeo¹⁰. Le sessioni del MI si svolgono in modo sequenziale e consentono un progressivo affinamento dei programmi rispetto a quelli determinati nel MGP. Nel MI-A, per ciascuna sessione d'asta, il GME individua una soluzione di equilibrio, determinando le offerte accettate e i corrispondenti prezzi di valorizzazione, che risultano zionali e coerenti con i vincoli di rete. Nel MI-XBID, invece, le transazioni avvengono attraverso una negoziazione continua, nella quale le offerte vengono abbinate in tempo reale sulla base della disponibilità di capacità di interconnessione infragiornaliera tra le diverse zone;
- *Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)*: sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia;
- *Mercato dei Servizi di Dispacciamento ex ante (MSD)*: mercato in cui Terna si approvvigiona di tutte le risorse necessarie al controllo e alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la creazione della

¹⁰ <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti#MI>

cosiddetta riserva di energia e per il bilanciamento in tempo reale dei flussi di elettricità sulla rete di trasmissione;

- *Mercato del Bilanciamento (MB)*: è l'insieme delle attività svolte da Terna per selezionare le offerte presentate dagli altri operatori sul MSD, risolvere le congestioni di rete e costituire i margini di riserva secondaria e terziaria di potenza. Si tratta dell'ultimo mercato prima del tempo reale.

Il Mercato a Termine si tratta, invece, di un mercato che consente agli operatori di negoziare contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro.

Il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica è fortemente influenzato dalla presenza di rischio e incertezza, che caratterizzano sia il lato della domanda sia quello dell'offerta. Le quantità di energia effettivamente prodotte e consumate possono discostarsi significativamente dalle previsioni formulate nel Mercato del Giorno Prima a causa di variazioni inattese della domanda, indisponibilità degli impianti o fluttuazioni nella produzione da fonti rinnovabili non programmabili: in questo contesto, la struttura sequenziale dei mercati consente agli operatori di aggiornare progressivamente le proprie decisioni sulla base delle informazioni via via disponibili, riducendo l'esposizione al rischio. I mercati infragiornalieri e i mercati dei servizi di dispacciamento svolgono pertanto un ruolo essenziale nel contenimento degli sbilanciamenti, mentre i mercati a termine permettono di trasferire e gestire il rischio di prezzo su orizzonti temporali più lunghi. La gestione dell'incertezza rappresenta dunque una componente centrale delle strategie operative e di offerta degli operatori nel mercato elettrico liberalizzato.

3.4. Mercato del Giorno Prima

3.4.1. Ordine di merito

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria a prezzo uniforme. Gli operatori partecipano presentando offerte di vendita, costituite dalla quantità offerta e dal prezzo minimo accettabile, e offerte di acquisto, definite dalla quantità richiesta e dal prezzo massimo pagabile.

Dato, infatti, che la produzione di energia elettrica avrà costi marginali diversi in base ai diversi impianti di generazione utilizzabili, il mercato determina la selezione degli impianti eleggibili, ossia potenzialmente in grado di fornire energia in un certo istante di tempo, in base alle loro caratteristiche di costo.

Si crea così quello che viene chiamato ordine di merito, funzione crescente del costo marginale di produzione sottostante a ogni tipologia di impianto: secondo questo criterio, il GME ordina le offerte, costruendo per ciascun intervallo di tempo una curva di offerta aggregata e

una curva di domanda aggregata e individua l'equilibrio di mercato nel punto di intersezione tra tali curve.



Figura 4: Grafico domanda-offerta del mercato MGP per una zona del mercato italiano, per una determinata ora¹¹. Fonte: GME.

Gli impianti con i costi marginali più bassi, pertanto, saranno i primi a essere messi in funzione per soddisfare la domanda, mentre gli impianti con i costi marginali più alti saranno gli ultimi a essere messi in linea. Il programma di produzione risultante minimizza il costo complessivo di copertura della domanda, mentre tutte le unità selezionate ricevono il prezzo marginale fissato dall'impianto meno efficiente necessario a soddisfare la domanda. Poiché nel breve periodo la domanda è caratterizzata da una scarsa elasticità, in quanto i consumatori finali non sono in grado di adeguare istantaneamente i propri livelli di consumo alle variazioni dei prezzi all'ingrosso, la curva di domanda nel MGP risulta generalmente rigida, con la conseguenza che il prezzo di equilibrio diviene particolarmente sensibile alle condizioni dell'offerta marginale.

Nel loro complesso, queste regole di funzionamento configurano il MGP come un mercato organizzato secondo un meccanismo di prezzo marginale uniforme (*System Marginal Pricing*,

¹¹ Dal momento che il MGP è un mercato zonale, gli incroci di domanda e offerta di ogni singola zona dipendono anche dalle offerte accettate nelle altre zone di mercato. Per questo motivo, può verificarsi che la quantità accettata in ciascuna zona di mercato non corrisponda esattamente con l'incrocio delle due curve

SMP). L'ultimo generatore da dispacciare nel sistema, ossia il più costoso tra quelli accettati, è detto impianto marginale: tale agisce, quindi, da *price maker*, mentre tutti gli altri impianti del sistema si comportano da *price taker*. La differenza tra il prezzo marginale che emerge dal mercato in un dato momento di mercato per effetto del meccanismo SMP e il sottostante costo marginale di generazione di uno specifico produttore determina quella che prende il nome di rendita infra-marginale. Tale rendita sarà tanto più elevata quanto minore sarà il costo marginale con cui un produttore genera energia. Il meccanismo SMP tende dunque a remunerare maggiormente gli investimenti in impianti di produzione a minori costi marginali e a minori bassi costi variabili.

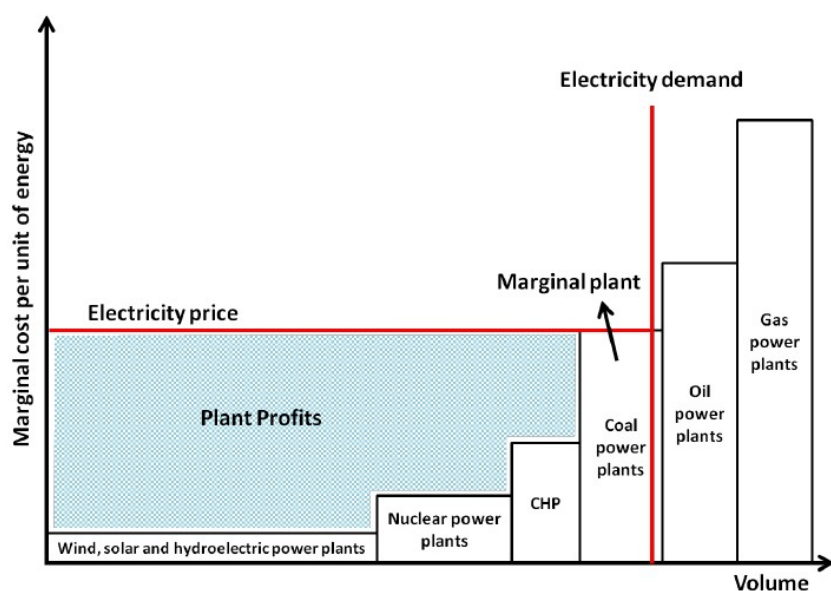


Figura 5: Dispacciamento e ordine di merito nel mercato elettrico. Fonte: *J. Sauvage – H. Bahar, Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe, 2013.*

3.4.2. Divisione in zone

L'algoritmo di risoluzione del MGP incorpora i vincoli strutturali della rete di trasmissione, definiti da Terna. Come già osservato, il mercato presenta una struttura di tipo zonale: poiché la capacità dell'infrastruttura di rete di interconnettere le diverse aree del Paese è limitata, il prezzo dell'energia elettrica si forma sulla base degli equilibri locali tra domanda e offerta. Quando i flussi derivanti dai programmi di immissione e prelievo non saturano alcun limite di transito, si determina un unico prezzo di equilibrio a livello nazionale; in caso contrario, il mercato si segmenta in zone, per ciascuna delle quali vengono costruite specifiche curve di domanda e offerta e determinato un prezzo di equilibrio zonale.

Le zone attualmente in vigore sono:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 7 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC, Grecia);
- diversi Poli di Produzione Limitata.

A fini di sintesi e di riferimento, viene calcolato, per ciascuna unità di tempo, il Prezzo Unico Nazionale (PUN), definito come la media ponderata dei prezzi zionali sulla base dei volumi di energia acquistati.

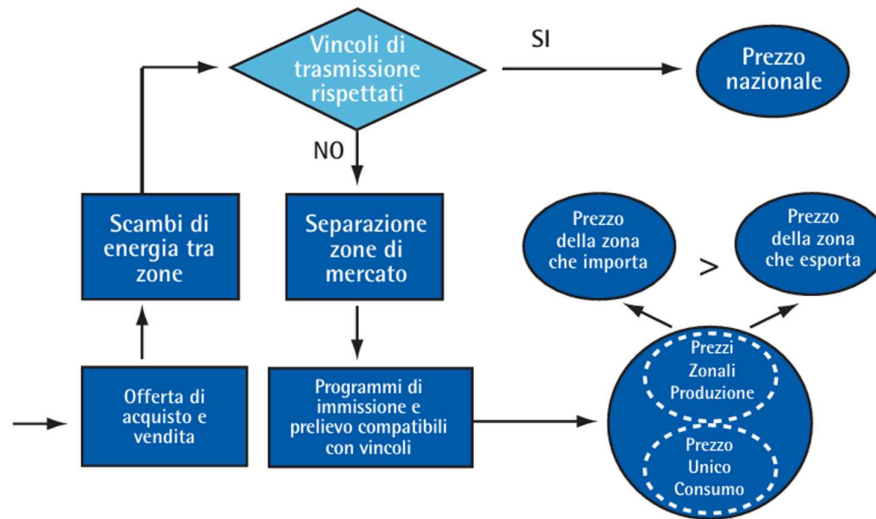


Figura 6: Algoritmo di prezzo zonale con prezzo unico per i consumatori. Fonte: GME.

3.4.3. Euphemia

La determinazione dei prezzi di equilibrio e l'allocazione delle quantità accettate nel Mercato del Giorno Prima italiano avvengono attraverso l'impiego dell'algoritmo Euphemia¹² (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*), in grado di processare centinaia di migliaia di offerte e migliaia di ordini complessi in meno di dodici minuti, rispettando gli stringenti requisiti di performance richiesti da tutti i *Nominated Electricity Market Operators* (NEMO, in Italia il GME) e i *Transmission System Operators* (TSO) europei.

Il funzionamento di Euphemia si basa sulla risoluzione di un problema di ottimizzazione matematica il cui obiettivo è la massimizzazione del surplus economico complessivo, definito come la somma del surplus dei produttori e del surplus dei consumatori. Formalmente, l'algoritmo risolve un problema di programmazione lineare mista intera, nel quale la funzione

¹² NEMO Committee, *Euphemia Public Description*, 2020.

obiettivo da massimizzare rappresenta il benessere sociale totale, soggetto a una serie di vincoli che riflettono le caratteristiche tecniche della rete elettrica e le regole di funzionamento del mercato. I dati di input forniti ad Euphemia comprendono le curve di offerta aggregate per ciascuna zona di mercato, ottenute aggregando le offerte individuali di vendita e di acquisto presentate dagli operatori, e i parametri di rete forniti dai TSO, quali i limiti di capacità di trasporto tra le zone. Le offerte di vendita sono ordinate in ordine crescente di prezzo, mentre le offerte di acquisto sono ordinate in ordine decrescente, costruendo così le curve di domanda e offerta aggregate. L'algoritmo procede identificando, per ciascun intervallo temporale e per ciascuna zona di mercato, il punto di intersezione tra la curva di domanda aggregata e la curva di offerta aggregata, determinando così il prezzo di equilibrio zonale e le quantità accettate. L'output di Euphemia comprende il prezzo zonale espresso in euro per megawattora, le quantità totali accettate dal lato della domanda e dell'offerta, le posizioni nette di ciascuna zona, ossia la differenza tra produzione e consumo, che determina se la zona è esportatrice o importatrice netta, e i flussi di energia attraverso le interconnessioni tra zone. Questi risultati vengono comunicati dal GME agli operatori di mercato entro tempi prestabiliti, consentendo loro di confermare i programmi di immissione e prelievo che saranno successivamente trasmessi a Terna per la gestione del dispacciamento.

3.4.4. Granularità del mercato

A partire dal 2025, il Mercato del Giorno Prima italiano ha adottato il sistema quartorario, sostituendo il precedente sistema orario in vigore dal 2004. Questa transizione rappresenta un cambiamento strutturale significativo nell'organizzazione del mercato, con implicazioni rilevanti per gli operatori e per l'efficienza complessiva del sistema elettrico. Nel sistema orario, il mercato era suddiviso in 24 periodi di programmazione, ciascuno della durata di un'ora, per i quali gli operatori presentavano offerte di vendita e di acquisto. Con il passaggio al sistema quartorario, il numero di periodi di programmazione è quadruplicato, passando a 96 intervalli di 15 minuti ciascuno. Questa maggiore granularità temporale consente una rappresentazione più accurata della variabilità della domanda e dell'offerta, particolarmente rilevante in un contesto di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, quali l'energia eolica e solare fotovoltaica¹³. La produzione da fonti rinnovabili non programmabili è caratterizzata da elevata variabilità nel breve periodo, con potenziali oscillazioni significative della potenza generata nell'arco di pochi minuti. Il sistema orario, aggregando queste variazioni su intervalli

¹³ NEMO Committee, *SDAC 15-Minute Market Time Unit – Information Paper*, 2021.

di 60 minuti, non era in grado di cogliere appieno la dinamica della produzione rinnovabile e della domanda residuale, determinando disallineamenti tra i programmi di produzione definiti nel MGP e le condizioni effettive del sistema in tempo reale: questi disallineamenti si traducevano in maggiori necessità di interventi correttivi nei mercati infragiornalieri e nei servizi di dispacciamento, con conseguenti inefficienze e costi aggiuntivi. Il sistema quartorario consente di ridurre tali disallineamenti, fornendo ai produttori e ai consumatori la possibilità di definire programmi di immissione e prelievo più aderenti all'effettivo profilo di generazione e consumo.

3.4.5. *Market coupling*

Il Mercato del Giorno Prima italiano è pienamente integrato nel sistema di *market coupling* europeo, che consente lo scambio di energia elettrica tra i mercati nazionali dei Paesi partecipanti attraverso l'allocazione implicita della capacità di trasmissione transfrontaliera. Questo meccanismo rappresenta una delle realizzazioni più significative del processo di integrazione dei mercati elettrici europei e costituisce un pilastro fondamentale del mercato unico dell'energia previsto dalla normativa europea. Il *market coupling* si basa sul principio dell'allocazione implicita della capacità¹⁴, che si contrappone al precedente sistema di allocazione esplicita. Nel sistema di allocazione esplicita, gli operatori dovevano partecipare a due processi distinti e sequenziali: in primo luogo, acquisivano diritti di utilizzo della capacità di interconnessione attraverso aste dedicate organizzate dai TSO; successivamente, utilizzavano tali diritti per esportare o importare energia tra i mercati nazionali, partecipando separatamente alle negoziazioni nei mercati del giorno prima di ciascun Paese. Questo sistema risultava inefficiente, in quanto la capacità di interconnessione veniva allocata prima della formazione dei prezzi nei mercati dell'energia, determinando un utilizzo subottimale della rete e arbitraggi imperfetti tra zone caratterizzate da prezzi differenti. Nel sistema di allocazione implicita adottato attraverso il *market coupling*, invece, la capacità di trasmissione transfrontaliera viene allocata contestualmente alla determinazione dei prezzi dell'energia nel MGP. Gli operatori non devono più acquisire separatamente diritti di interconnessione, ma presentano le proprie offerte di vendita e acquisto direttamente ai NEMO, i quali aggregano tutte le offerte provenienti dai diversi mercati accoppiati e le inviano all'algoritmo Euphemia per il calcolo simultaneo dei prezzi zonali e dell'allocazione della capacità di rete.

¹⁴ NEMO Committee, *Euphemia Public Description*, 2020.

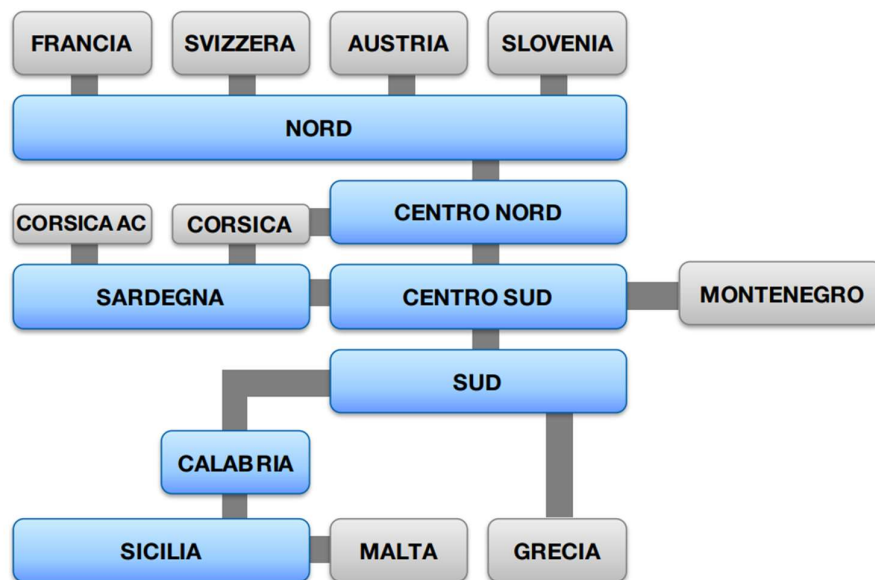


Figura 7: Topologia delle interconnessioni delle zone. Fonte: Terna.

L'algoritmo Euphemia utilizza le informazioni sulla capacità di trasmissione disponibile fornite dai TSO per determinare i flussi ottimali di energia tra le zone, massimizzando il surplus economico complessivo nel rispetto dei vincoli fisici della rete. Quando la capacità di interconnessione tra due zone è sufficiente a soddisfare tutte le opportunità di arbitraggio, i prezzi nelle due zone convergono a un unico valore, riflettendo l'assenza di congestioni. Viceversa, in presenza di congestioni, ossia quando la domanda di capacità di interconnessione eccede la capacità disponibile, i prezzi si differenziano tra le zone, con la zona importatrice netta che presenta un prezzo superiore a quello della zona esportatrice.

La differenza di prezzo tra zone congestionate genera, ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943, Art. 19, una rendita di congestione, che rappresenta il valore economico associato alla scarsità della capacità di trasmissione. Tale rendita viene catturata dai TSO responsabili della gestione delle interconnessioni e utilizzata per finanziare gli investimenti in nuove infrastrutture di rete o ridurre le tariffe di trasmissione a beneficio dei consumatori finali. Il meccanismo di allocazione implicita garantisce che la rendita di congestione venga distribuita in modo efficiente, premiando gli operatori che contribuiscono ad alleviare le congestioni attraverso l'offerta di energia nelle zone deficitarie o la riduzione della domanda nelle zone eccedentarie.

L'integrazione dell'Italia nel *market coupling* europeo è avvenuta progressivamente. Attualmente, l'Italia partecipa al *Single Day-Ahead Coupling* insieme a 27 Paesi europei, consentendo agli operatori italiani di beneficiare della liquidità e dell'efficienza del mercato elettrico europeo integrato.

3.4.6. Tipologie di offerte

Il Mercato del Giorno Prima consente agli operatori di presentare diverse tipologie di offerte, che riflettono le esigenze operative e le caratteristiche tecniche degli impianti di produzione e degli utenti finali.

- *Offerte semplici*: rappresentano la tipologia di base e sono caratterizzate da una coppia prezzo-quantità per ciascun intervallo di programmazione. Un'offerta semplice di vendita specifica la quantità di energia che il produttore è disposto a immettere in rete a un determinato prezzo minimo accettabile, mentre un'offerta semplice di acquisto specifica la quantità di energia che il consumatore è disposto a prelevare dalla rete a un determinato prezzo massimo pagabile. Le offerte semplici possono essere presentate in forma di curva, ossia specificando più coppie prezzo-quantità per lo stesso intervallo temporale, consentendo così di rappresentare la disponibilità a produrre o consumare quantità crescenti al variare del prezzo di mercato.
- *Offerte a blocco*: rappresentano una tipologia di offerta complessa particolarmente rilevante per i produttori termoelettrici, i cui impianti sono soggetti a vincoli tecnici quali costi di avviamento elevati, tempi minimi di funzionamento continuativo e limiti di rampa nella variazione della potenza generata. Un'offerta a blocco specifica una quantità di energia da produrre o consumare in modo continuativo su un insieme di intervalli temporali consecutivi, ad esempio quattro ore consecutive, e un prezzo unico associato all'intero blocco. L'offerta a blocco è soggetta a un vincolo di accettazione binaria: o viene accettata integralmente per tutti gli intervalli temporali specificati, oppure viene interamente rifiutata. Questo vincolo consente al produttore di garantire che l'impianto venga attivato solo se il prezzo di mercato è sufficientemente elevato da coprire non solo il costo variabile di produzione, ma anche i costi fissi associati all'avviamento e al mantenimento in funzione dell'impianto per la durata minima richiesta. Le offerte a blocco possono includere anche un vincolo di *Minimum Acceptance Ratio* (MAR), che specifica la percentuale minima della quantità offerta che deve essere accettata affinché l'offerta sia valida. Questo meccanismo consente ai produttori di evitare situazioni in cui l'accettazione parziale dell'offerta non sarebbe economicamente sostenibile, ad esempio perché la quantità accettata risulterebbe insufficiente a coprire i costi fissi di avviamento.

3.4.7. *Price cap, price floor e meccanismi di salvaguardia*

Il funzionamento del Mercato del Giorno Prima è soggetto a limiti di prezzo massimi e minimi, definiti *price cap* e *price floor*, che hanno l'obiettivo di prevenire manipolazioni e garantire la stabilità del mercato in condizioni estreme. Attualmente, il *price cap* è fissato a 3.000 €/MWh, mentre il *price floor* è pari a -500 €/MWh. Questi limiti rappresentano i valori estremi entro cui possono oscillare i prezzi zionali determinati dall'algoritmo Euphemia e riflettono un compromesso tra l'esigenza di consentire la formazione di prezzi che riflettano fedelmente le condizioni di scarsità o eccesso di offerta e la necessità di proteggere il mercato da anomalie o manipolazioni.

Il *price cap* di 3.000 €/MWh è stato definito sulla base di analisi del costo marginale di generazione delle tecnologie di punta più costose, quali i turbogas a ciclo aperto alimentati a distillati leggeri, e del valore della perdita di carico (*Value of Lost Load, VOLL*), ossia il costo economico sopportato dai consumatori in caso di interruzione della fornitura elettrica.

Il *price cap* svolge una funzione di protezione dei consumatori, limitando l'esposizione a prezzi straordinariamente elevati che potrebbero derivare da situazioni di scarsità estrema o da comportamenti strategici degli operatori. Tuttavia, un *price cap* fissato a un livello troppo basso rischia di generare distorsioni nel funzionamento del mercato, impedendo la formazione di segnali di prezzo adeguati a incentivare gli investimenti in nuova capacità o a stimolare la riduzione della domanda nei periodi critici. Per questa ragione, il livello del *price cap* è oggetto di periodica revisione da parte delle autorità di regolazione, al fine di adeguarlo all'evoluzione delle condizioni tecnologiche ed economiche del sistema elettrico.

Il *price floor* di -500 €/MWh consente la formazione di prezzi negativi, ossia situazioni in cui i produttori sono disposti a pagare per immettere energia nella rete piuttosto che ridurre la propria produzione. I prezzi negativi si verificano tipicamente in presenza di elevata generazione da fonti rinnovabili non programmabili, quali l'eolico e il solare¹⁵, che presentano costi marginali prossimi allo zero e beneficiano di incentivi alla produzione indipendenti dal prezzo di mercato. In tali condizioni, i produttori rinnovabili possono trovare conveniente offrire energia a prezzi negativi pur di mantenere attiva la produzione e continuare a percepire gli incentivi previsti dalle normative nazionali o europee.

Oltre ai limiti di prezzo, il funzionamento del MGP è soggetto a meccanismi di salvaguardia volti a prevenire manipolazioni e garantire la trasparenza e l'equità del mercato. Il GME e ARERA conducono un'attività di monitoraggio continuo delle offerte presentate dagli operatori,

¹⁵ ARERA, *Delibera 605/2015/R/eel*, 2015.

verificando la coerenza tra i prezzi offerti e i costi marginali stimati degli impianti e identificando eventuali anomalie o pattern comportamentali sospetti. In caso di evidenze di manipolazione o abuso di posizione dominante, l'Autorità può avviare procedimenti sanzionatori ai sensi del regolamento europeo REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*), che vieta esplicitamente le condotte volte a fissare prezzi artificialmente elevati o a fornire informazioni false o fuorvianti circa l'offerta, la domanda o i prezzi dell'energia.

3.5. System Marginal Pricing

Il Mercato del Giorno Prima adotta, come scritto precedentemente, un meccanismo di formazione dei prezzi basato sul *marginal pricing*. Il principio alla base di tale meccanismo trova la sua formalizzazione teorica nei lavori di Boiteux (1960), che ha dimostrato come, in condizioni di capacità adattata, il prezzo marginale di breve periodo garantisca l'efficienza allocativa. Questa architettura di mercato implica che gli impianti con costi variabili inferiori al prezzo marginale ottengano ricavi superiori ai propri costi di produzione, generando quella che in letteratura è definita rendita inframarginale. Tale rendita non costituisce un'inefficienza del sistema, ma rappresenta un meccanismo necessario per consentire il recupero dei costi fissi degli impianti e garantire la redditività degli investimenti nel lungo periodo. Come sottolineato da Stoft (2002), in assenza di rendite inframarginali, nessun generatore sarebbe in grado di coprire i costi di capitale, compromettendo la sostenibilità economica del settore e scoraggiando gli investimenti in nuova capacità.

Il *marginal pricing* presenta diverse proprietà economiche che ne giustificano l'adozione pressoché universale nei mercati elettrici liberalizzati. In primo luogo, esso garantisce l'efficienza produttiva di breve periodo, assicurando che la domanda sia soddisfatta al minor costo complessivo di produzione possibile. In secondo luogo, il prezzo marginale fornisce un segnale trasparente e coerente ai partecipanti del mercato, facilitando le decisioni di investimento e la gestione del portafoglio di generazione. Infine, il meccanismo di *pricing* uniforme riduce gli incentivi alla speculazione strategica nelle offerte, poiché i generatori non possono influenzare direttamente il prezzo che riceveranno se non attraverso l'esercizio di potere di mercato, comportamento che risulta più facilmente rilevabile e sanzionabile dalle autorità di regolazione.

Un aspetto cruciale del funzionamento del *marginal pricing* risiede nella relazione tra costi fissi e costi variabili degli impianti di generazione. Le tecnologie di produzione elettrica presentano strutture di costo eterogenee, caratterizzate da un *trade-off* inverso tra costo di investimento e costo operativo. Il *pricing* uniforme garantisce che ciascuna tecnologia possa

recuperare i propri costi complessivi in funzione del proprio profilo di utilizzo. Gli impianti di base, pur essendo quasi sempre inframarginali, generano rendite relativamente contenute per singola ora, ma operano per un elevato numero di ore annue, accumulando ricavi sufficienti a coprire i costi fissi. Gli impianti di picco, invece, sono marginali o extramarginali per la maggior parte dell'anno, ma quando vengono chiamati a produrre, il prezzo di mercato riflette il loro elevato costo variabile, consentendo loro di recuperare in poche ore i costi di investimento. Questo meccanismo permette la coesistenza di diverse tecnologie nel mix di generazione, garantendo al sistema elettrico la flessibilità necessaria per rispondere alle variazioni della domanda.

Nonostante le proprietà teoriche favorevoli del *marginal pricing*, la letteratura economica ha evidenziato come, in presenza di imperfezioni di mercato, possano emergere comportamenti strategici da parte dei generatori. Come documentato da Creti e Fontini (2019), quando la domanda è elevata e il mercato opera in prossimità del *price cap*, il prezzo di equilibrio può discostarsi significativamente dai costi marginali effettivi, riflettendo l'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori. In particolare, si possono identificare due principali forme di esercizio strategico: il potere di mercato nei prezzi e il potere di mercato in volumi.

Il potere di mercato nei prezzi si manifesta quando un produttore, anticipando di essere marginale in un determinato intervallo orario, presenta offerte superiori al proprio costo marginale, al fine di massimizzare il ricavo unitario. Tale strategia è particolarmente efficace per i generatori pivotali, ossia quelli la cui capacità è indispensabile per soddisfare la domanda in determinate condizioni di carico del sistema. Il potere di mercato in volumi, invece, consiste nella riduzione strategica delle quantità offerte al mercato da parte di produttori con portafogli diversificati, con l'obiettivo di spostare verso l'alto la curva di offerta aggregata e incrementare il prezzo di equilibrio. Questa forma di manipolazione risulta particolarmente insidiosa, in quanto può essere difficilmente distinguibile da legittimi vincoli operativi o decisioni di manutenzione.

Nel contesto italiano, l'analisi dei dati del Gestore dei Mercati Energetici evidenzia come il *marginal pricing* operi in modo coerente con le previsioni teoriche. Nel 2023, i cicli combinati a gas (CCGT) sono stati marginali nel 61,45% delle ore, confermando il loro ruolo di tecnologia di riferimento per la formazione dei prezzi nel sistema elettrico nazionale. La produzione idroelettrica è risultata marginale nel 10,93% delle ore, mentre le fonti rinnovabili non programmabili hanno determinato il prezzo marginale solo nel 2,71% dei casi¹⁶. Questi dati riflettono la struttura del parco di generazione italiano, caratterizzato da una forte dipendenza dal gas

¹⁶ RSE – Ricerca sul Sistema Energetico, *Il Mercato del Giorno Prima (MGP)*, 2024.

naturale per la generazione programmabile e da una crescente penetrazione delle rinnovabili, il cui impatto sulla formazione dei prezzi è tuttavia ancora limitato dalla loro natura non programmabile.

3.6. Mercato della capacità

Il mercato della capacità rappresenta un meccanismo complementare al Mercato del Giorno Prima, finalizzato a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nel medio-lungo periodo. Esso si configura come uno strumento attraverso il quale Terna, in qualità di gestore del sistema di trasmissione, si approvvigiona di capacità produttiva mediante aste competitive, assegnando contratti di capacità a operatori titolari di unità di produzione programmabili e non programmabili e sistemi di accumulo.

La *ratio* economica del mercato della capacità risiede nella necessità di correggere alcune criticità strutturali dei mercati *energy-only*, ossia di quei mercati che remunerano esclusivamente l'energia effettivamente prodotta. Come evidenziato da Joskow (2007) e successivamente formalizzato da Cramton et al. (2013), la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico presenta le caratteristiche di un bene pubblico imperfetto: il valore sociale associato all'evitare *blackout* o interruzioni di fornitura risulta significativamente superiore a quello che i singoli operatori riescono a internalizzare attraverso i segnali di prezzo dei mercati dell'energia. Questo disallineamento genera il cosiddetto problema dell'adeguatezza, che si manifesta quando i mercati spot non forniscono incentivi sufficienti agli investimenti in nuova capacità, compromettendo la sicurezza del sistema nel lungo periodo.

Il problema dell'adeguatezza è particolarmente acuto nei sistemi elettrici caratterizzati da elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. L'aumento della quota di generazione eolica e fotovoltaica determina una progressiva riduzione del numero di ore di funzionamento delle centrali termoelettriche convenzionali, in particolare dei cicli combinati a gas ad alta efficienza (CCGT). Tali impianti, pur mantenendo un ruolo essenziale per garantire la flessibilità e l'affidabilità del sistema, vedono comprimersi i margini di profitto derivanti dalla vendita di energia nei mercati *spot*, rendendo economicamente insostenibili gli investimenti in assenza di forme di remunerazione complementare. Il mercato della capacità interviene proprio per colmare questo divario, fornendo un segnale di prezzo esplicito per la disponibilità di potenza, distinto dalla remunerazione dell'energia prodotta.

Il funzionamento del mercato della capacità si articola attraverso aste competitive organizzate da Terna con cadenza annuale, nelle quali gli operatori offrono una determinata quantità di

capacità produttiva, espressa in megawatt, per uno specifico anno di consegna futuro. Le aste sono condotte secondo il criterio del *marginal price*. Il prezzo marginale dell'asta rappresenta il corrispettivo che tutti i soggetti selezionati riceveranno per ciascun megawatt di capacità aggiudicata.

Il *capacity market* italiano si pone come *reliability option*¹⁷, ossia come opzione di affidabilità. Gli operatori la cui capacità è stata selezionata in asta si impegnano a rendere disponibile tale capacità per l'intero anno di consegna, offrendo la propria produzione nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento. In cambio, essi ricevono un premio fisso annuo, espresso in euro per megawatt per anno, che rappresenta la remunerazione per la mera disponibilità della capacità, indipendentemente dall'effettivo utilizzo. Tuttavia, il meccanismo prevede anche un obbligo di restituzione: qualora i prezzi nei mercati dell'energia superino un determinato livello, definito *strike price*, gli operatori sono tenuti a restituire a Terna la differenza tra il prezzo di mercato e lo *strike price*, moltiplicata per la quantità di energia effettivamente prodotta. Questo meccanismo di restituzione ha lo scopo di evitare che i generatori ottengano profitti eccessivi nei periodi di scarsità, garantendo al contempo che i consumatori finali non sopportino l'intero onere dei picchi di prezzo.

Il mercato della capacità italiano distingue tra capacità esistente e capacità nuova. La capacità esistente si riferisce a impianti già operativi sulla rete elettrica nazionale, quali centrali termoelettriche a gas, impianti idroelettrici tradizionali e altre risorse disponibili. Gli operatori titolari di capacità esistente partecipano alle aste per ricevere un compenso annuale in cambio dell'impegno a mantenere disponibile la propria capacità nei momenti di maggiore richiesta. Il prezzo riconosciuto a queste risorse tende a essere stabile e allineato al *price cap*, ossia al tetto massimo stabilito dall'autorità di regolazione. Per l'anno 2026, la capacità esistente è stata premiata con circa 46 €/MW/anno¹⁸.

La capacità nuova, invece, comprende impianti da costruire *ex novo* o tecnologie innovative non ancora disponibili sul mercato. Questa categoria include soprattutto i sistemi di accumulo a batteria BESS¹⁹. Per incentivare gli investimenti in nuova capacità, il meccanismo prevede la possibilità di stipulare contratti di durata fino a 15 anni²⁰, a differenza dei contratti annuali riservati alla capacità esistente. Questa maggiore durata contrattuale offre agli investitori la

¹⁷ RSE – Ricerca sul Sistema Energetico, *Il Mercato italiano della capacità*, 2023.

¹⁸ Terna, *Rendiconto degli esiti dell'asta madre del mercato della capacità – anno di consegna 2026*, 2023.

¹⁹ A fronte di 594 MW di capacità nuova assegnata, gli accumuli rappresentano circa il 95%. Fonte: Terna, *Rendiconto degli esiti dell'asta madre del mercato della capacità – anno di consegna 2027*, 2025.

²⁰ RSE – Ricerca sul Sistema Energetico, *Il Mercato italiano della capacità*, 2023.

certezza di flussi di cassa pluriennali, riducendo il rischio finanziario associato alla realizzazione di nuovi impianti.

La curva di domanda del mercato della capacità è costruita da Terna sulla base del *Loss Of Load Expectation* (LOLE), ossia della stima del numero di ore annuali in cui è probabile la disconnessione del carico a causa di carenza di risorse o di capacità di trasmissione. Il target di adeguatezza è fissato dall'autorità di regolazione in modo da minimizzare il rischio di interruzioni di fornitura, bilanciando al contempo i costi del meccanismo per i consumatori finali. La curva di domanda presenta una forma decrescente, con un prezzo massimo corrispondente al costo fisso della tecnologia di punta, tipicamente un turbogas a ciclo aperto, e un prezzo nullo in corrispondenza di un livello di capacità ritenuto eccessivo rispetto alle esigenze del sistema.

Dal punto di vista quantitativo, il mercato della capacità italiano presenta dimensioni rilevanti. L'asta per l'anno di consegna 2025 ha comportato un costo complessivo di circa 1,73 miliardi di euro, per una capacità aggiudicata pari a circa 42,2 GW. Per l'anno di consegna 2027, Terna ha assegnato circa 43 GW di capacità, con un importo totale di 1,847 miliardi di euro.

3.7. Alcuni numeri sul mercato all'ingrosso in Italia

Nel 2024, la quantità di energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima italiano è risultata pari a 283,9 TWh, registrando un incremento del 2,1% rispetto ai 278,1 TWh del 2023 (ARERA, 2025). Questo dato si colloca nel contesto di una domanda elettrica nazionale complessiva di 312,7 TWh confermando il ruolo centrale del MGP quale principale sede di incontro tra domanda e offerta di energia elettrica nel sistema italiano.

Un elemento particolarmente significativo riguarda la crescente quota di energia scambiata attraverso i mercati organizzati gestiti dal GME rispetto ai contratti bilaterali. Nel 2024, i volumi contrattati in borsa hanno raggiunto 226,8 TWh, con un incremento dell'8% rispetto all'anno precedente, rappresentando circa l'80% delle vendite sull'intero sistema. Questo trend evidenzia una progressiva concentrazione della liquidità nei mercati organizzati, fenomeno che favorisce la trasparenza della formazione dei prezzi e facilita l'attività di monitoraggio da parte delle

La composizione tecnologica dell'offerta nel MGP riflette la progressiva trasformazione del sistema elettrico italiano in direzione di un mix maggiormente basato sulle fonti rinnovabili. Nel 2024, le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili hanno raggiunto 109 TWh, con un incremento del 16% rispetto ai 94 TWh del 2023, arrivando a rappresentare il 49% delle vendite totali nel MGP. La produzione termoelettrica ha rappresentato il complementare 51%

delle vendite, confermando il ruolo ancora centrale del gas naturale nella copertura della domanda residuale quando le fonti rinnovabili non sono disponibili o sufficienti.

Sul fronte dei prezzi, il Prezzo Unico Nazionale nel 2024 si è attestato a 108,5 €/MWh, registrando una riduzione del 14% rispetto ai 126,3 €/MWh del 2023. Questa diminuzione riflette principalmente la normalizzazione dei prezzi del gas naturale sui mercati internazionali dopo i livelli straordinari raggiunti durante la crisi energetica del 2022. Tuttavia, nonostante il miglioramento rispetto all'anno precedente, il PUN italiano rimane significativamente superiore ai livelli pre-crisi, quando i prezzi si attestavano mediamente intorno ai 50-60 €/MWh.

L'analisi dei prezzi zionali evidenzia una riduzione generalizzata in tutte le aree del Paese. I ribassi sono stati compresi tra -11% in Sicilia, dove il prezzo medio si è attestato a 112,1 €/MWh, e -16% nella zona Nord, con un prezzo medio di 107,4 €/MWh. La Sardegna si è confermata la zona con il prezzo medio più basso, pari a 106,2 €/MWh, con una riduzione del 14% rispetto al 2023, risultato riconducibile all'elevata penetrazione della generazione eolica nell'isola e alla presenza di impianti termoelettrici a ciclo combinato di nuova generazione.

Il confronto con i principali mercati elettrici europei evidenzia un divario di prezzo persistente e strutturale. Nel 2024, i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia compresa tra 36,1 €/MWh, registrato alla borsa scandinava NordPool, e 108,5 €/MWh, corrispondente al PUN italiano. Le borse spagnola (OMEL) e francese (EPEX Francia) hanno registrato quotazioni medie rispettivamente pari a 63 €/MWh e 58 €/MWh, mentre la borsa tedesca (EPEX Germania) si è collocata a un livello intermedio di 78,5 €/MWh. Il prezzo italiano risulta essere circa il doppio di quello francese e superiore del 30% rispetto a quello tedesco.

Questa differenza di prezzo è riconducibile principalmente a due fattori strutturali. In primo luogo, la diversa composizione del mix di generazione: la Francia dispone di un'ampia base di generazione nucleare a basso costo variabile, mentre la Germania beneficia di una maggiore capacità di generazione rinnovabile, in particolare eolica e solare, e di una rete di trasmissione più robusta e interconnessa. L'Italia dipende in misura preponderante dalla generazione termoelettrica a gas per soddisfare la domanda residuale, risultando maggiormente esposta alle fluttuazioni dei prezzi del gas naturale sui mercati internazionali. In secondo luogo, la limitata capacità di interconnessione tra l'Italia e i Paesi limitrofi determina frequenti situazioni di congestione che limitano l'arbitraggio geografico e mantengono i prezzi italiani sistematicamente superiori a quelli delle aree circostanti.

In sintesi, il mercato all'ingrosso italiano evidenzia un sistema elettrico in transizione, caratterizzato da una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e da una progressiva

concentrazione della liquidità nei mercati organizzati. Tuttavia, la dipendenza strutturale dal gas naturale per la generazione programmabile e la limitata capacità di interconnessione con i mercati esteri continuano a determinare prezzi significativamente superiori rispetto ai principali mercati europei, rappresentando una sfida centrale per la competitività del sistema elettrico nazionale.

4. Potere di mercato e comportamenti strategici nei mercati elettrici

4.1. Concorrenza imperfetta e potere di mercato

Il funzionamento efficiente dei mercati elettrici liberalizzati si fonda sull'ipotesi che la concorrenza tra i produttori conduca a prezzi di equilibrio che riflettano i costi marginali di produzione, garantendo così l'allocazione ottimale delle risorse e la massimizzazione del benessere sociale. Tuttavia, le caratteristiche strutturali e tecnologiche che contraddistinguono il settore elettrico rendono i mercati all'ingrosso dell'energia particolarmente suscettibili all'emergere di condizioni di concorrenza imperfetta e all'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori.

Il potere di mercato è la situazione in cui un'impresa può aumentare in modo profittevole il prezzo di mercato di un bene o di un servizio al di sopra del costo marginale²¹, facendolo deviare dal livello che si realizzerebbe in condizioni di concorrenza perfetta. Nel contesto dei mercati elettrici all'ingrosso, tale capacità si manifesta quando uno o più generatori riescono a elevare sistematicamente i prezzi al di sopra dei propri costi marginali di produzione, estraendo rendite superiori a quelle necessarie per recuperare i costi fissi e garantire un adeguato rendimento degli investimenti. L'eventuale scostamento tra prezzi in esito al mercato e costi marginali di breve termine delle UPR al margine costituiscono il *markup* al margine²².

La teoria economica ha sviluppato diverse prospettive per comprendere e analizzare il potere di mercato nei mercati elettrici. Un primo approccio si concentra sulla configurazione del mercato in termini di numero e dimensione dei partecipanti, grado di concentrazione e barriere all'entrata. Secondo questa impostazione, la presenza di un numero limitato di produttori, ciascuno con quote di mercato significative, crea le condizioni strutturali per l'esercizio di potere di mercato, indipendentemente dal comportamento effettivamente adottato dagli operatori.

Un secondo approccio, più comportamentale, invece, enfatizza il ruolo delle strategie di offerta adottate dai produttori nei mercati all'ingrosso. Secondo questa prospettiva, il potere di mercato si manifesta concretamente quando i produttori adottano strategie volte a manipolare i prezzi, ad esempio attraverso il ritiro strategico di capacità, l'offerta di quantità inferiori a quelle effettivamente disponibili o la presentazione di prezzi di offerta artificialmente elevati.

Un elemento centrale nell'analisi del potere di mercato nei mercati elettrici è rappresentato dalla condizione di pivotalità. Si definisce pivotale l'impianto generatore la cui capacità è necessaria per soddisfare la domanda. Senza la sua produzione, il mercato non può essere servito. La condizione di pivotalità conferisce al generatore un potere di mercato temporaneo molto

²¹ [https://www.treccani.it/enciclopedia/potere-di-mercato_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/potere-di-mercato_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/)

²² ARERA (2024), Deliberazione 401/2024/R/eel, Avvio di un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nel periodo 2023-2024, 8 ottobre 2024

elevato, in quanto gli consente di influenzare unilateralmente il prezzo di mercato senza il rischio di essere sostituito da altri produttori.

Un ulteriore fattore che amplifica il potere di mercato nei mercati elettrici è rappresentato dalla presenza di vincoli di rete. Il trasporto dell'energia elettrica attraverso la rete di trasmissione è soggetto a limiti tecnici che impediscono il flusso illimitato di energia tra diverse zone geografiche. La presenza di congestioni di rete può determinare la segmentazione del mercato in sottomercati locali, riducendo così il numero effettivo di concorrenti e aumentando la probabilità che uno o più produttori assumano una posizione pivotale. Come documentato da Joskow e Tirole (2000), le congestioni di rete non solo facilitano l'esercizio di potere di mercato da parte dei generatori localizzati nelle aree deficitarie, ma creano anche incentivi alla manipolazione strategica dei flussi di rete.

La letteratura economica ha analizzato varie forme di esercizio di potere di mercato nei mercati elettrici, identificando diverse strategie competitive: tra queste vi è il *markup pricing*, ossia dalla presentazione di offerte di vendita a prezzi superiori al costo marginale di produzione. Questa strategia, tuttavia, è efficace solo quando il generatore ha motivo di credere che la propria offerta sarà comunque accettata, ad esempio perché si trova in una condizione di pivotalità o perché le alternative disponibili sono significativamente più costose. Un'altra forma di esercizio di potere di mercato è rappresentata dal *capacity withholding*, ossia dal ritiro strategico di capacità dal mercato. Il ritiro può essere fisico, quando il generatore dichiara indisponibile una parte della propria capacità produttiva per ragioni tecniche o di manutenzione, oppure economico, quando il generatore offre una quantità inferiore a quella effettivamente disponibile o presenta offerte a prezzi talmente elevati da risultare non competitive. Come dimostrato da Wolak (2003), il *capacity withholding* economico può essere particolarmente difficile da rilevare e sanzionare, in quanto richiede la verifica della discrepanza tra la capacità offerta e quella effettivamente disponibile, informazione spesso non osservabile direttamente dalle autorità di regolazione.

Un aspetto importante dell'analisi del potere di mercato nei mercati elettrici è rappresentato dalla distinzione abuso di posizione dominante e gli accordi collusivi. Il primo si manifesta quando un singolo generatore, in virtù della propria posizione dominante o pivotale, è in grado di influenzare il prezzo di mercato agendo autonomamente, senza necessità di coordinamento esplicito o tacito con altri operatori. Gli accordi collusivi, invece, emergono quando più generatori, pur non detenendo individualmente quote di mercato dominanti, adottano strategie parallele che producono effetti analoghi a quelli di un cartello esplicito.

Infine, un ultimo elemento di complessità è rappresentato dall'interazione tra i mercati dell'energia e i mercati della capacità. Come discusso nel capitolo precedente, molti sistemi elettrici europei, incluso quello italiano, hanno introdotto meccanismi di remunerazione della capacità per garantire l'adeguatezza del sistema nel lungo periodo. Questi meccanismi forniscono ai generatori un flusso di ricavi fisso e prevedibile, indipendente dai volumi di energia effettivamente prodotti, riducendo così la dipendenza economica dai mercati *spot*. Tuttavia, la combinazione di ricavi garantiti dal mercato della capacità e di prezzi elevati nei mercati dell'energia durante i periodi di scarsità potrebbe creare incentivi distorti, inducendo i generatori a ridurre strategicamente l'offerta nei mercati *spot* per massimizzare i profitti complessivi. Questa problematica è stata al centro del dibattito politico e regolatorio in diversi Paesi europei, inclusa l'Italia, dove l'indagine conoscitiva di ARERA sul biennio 2023-2024 ha sollevato interrogativi circa la compatibilità tra le strategie di offerta osservate e i principi di concorrenza effettiva.

In sintesi, il potere di mercato nei mercati elettrici all'ingrosso rappresenta un fenomeno multidimensionale, determinato dall'interazione tra fattori strutturali, vincoli tecnici e comportamenti strategici degli operatori.

4.2. Comportamenti strategici e modelli teorici

I modelli teorici sviluppati dalla letteratura mirano a formalizzare le decisioni di offerta dei produttori, a prevedere gli equilibri di mercato in presenza di interazioni strategiche e a valutare l'impatto delle diverse configurazioni istituzionali e regolamentari sulla competitività dei mercati.

Il punto di partenza dell'analisi teorica è rappresentato dal modello di concorrenza perfetta, nel quale i produttori sono assunti essere *price-taker*, ossia incapaci di influenzare il prezzo di mercato attraverso le proprie decisioni individuali. In questo contesto idealizzato, ogni generatore offre la propria capacità disponibile al costo marginale di produzione, determinato dal costo variabile del combustibile e dall'efficienza termica dell'impianto. L'equilibrio di mercato si realizza quando la domanda aggregata eguaglia l'offerta aggregata, con il prezzo di equilibrio corrispondente al costo marginale dell'ultima unità produttiva chiamata a generare.

4.2.1. Modello di Cournot

Il primo modello di interazione strategica applicato ai mercati elettrici è il modello di Cournot, sviluppato originariamente per i mercati oligopolistici dei beni manifatturieri e successivamente adattato al contesto elettrico. Nel modello di Cournot, ciascun produttore sceglie

simultaneamente la quantità da offrire al mercato, assumendo che le quantità offerte dai concorrenti rimangano costanti. L'equilibrio di Nash-Cournot si realizza quando nessun produttore ha incentivo a modificare unilateralmente la propria decisione, date le scelte degli altri. In equilibrio, i prezzi risultano superiori ai costi marginali di produzione, riflettendo l'esercizio di potere di mercato da parte degli oligopolisti. Il grado di deviazione dal prezzo competitivo dipende dal numero di imprese presenti sul mercato, dalla loro dimensione relativa e dall'elasticità della domanda.

L'applicazione del modello di Cournot ai mercati elettrici presenta alcune complicazioni tecniche, derivanti dalla struttura a costi marginali crescenti della curva di offerta aggregata e dalla presenza di vincoli di capacità. Borenstein e Bushnell (1999) hanno proposto un'estensione del modello di Cournot che tiene conto della tecnologia multi-impianto dei generatori elettrici, ciascuno caratterizzato da differenti costi variabili e limiti di capacità. In questo modo, l'equilibrio di Cournot determina non solo il livello complessivo di produzione di ciascun operatore, ma anche la ripartizione ottimale della produzione tra i diversi impianti del proprio portafoglio. I risultati mostrano che, in equilibrio, i generatori con costi marginali inferiori riducono strategicamente la propria offerta al di sotto della capacità disponibile, generando un aumento del prezzo di mercato che beneficia l'intero portafoglio di produzione.

4.2.2. *Modello SFE*

Un modello alternativo, particolarmente rilevante per i mercati elettrici organizzati come aste uniformi, è il modello delle funzioni di offerta (Supply Function Equilibrium, SFE). Introdotto da Klemperer e Meyer (1989) e successivamente applicato ai mercati elettrici da Green e Newbery (1992), il modello SFE assume che ciascun generatore scelga non una quantità fissa, come nel modello di Cournot, ma un'intera funzione di offerta che specifica la quantità offerta per ciascun livello di prezzo. L'equilibrio si realizza quando le funzioni di offerta di tutti i generatori, aggregate insieme alla domanda, determinano un prezzo di mercato tale che nessun operatore ha incentivo a modificare la propria funzione di offerta.

Il modello SFE presenta il vantaggio di rappresentare in modo più realistico il funzionamento dei mercati elettrici organizzati come aste a prezzo uniforme, nei quali i generatori devono specificare curve di offerta anziché quantità fisse. Tuttavia, il modello soffre di un problema di molteplicità degli equilibri: in generale, esistono infinite funzioni di offerta che costituiscono equilibri di Nash, rendendo difficile prevedere quale equilibrio si realizzerà effettivamente. Per affrontare questo problema, Green e Newbery (1992) hanno proposto di selezionare l'equilibrio

simmetrico più competitivo, ossia quello che minimizza i profitti dei generatori dato il vincolo di razionalità individuale.

4.2.3. *Modelli dinamici*

Un filone di ricerca più recente ha esteso i modelli di oligopolio statico ai contesti dinamici, riconoscendo che i mercati elettrici operano in modo sequenziale, con molteplici sessioni di negoziazione che si susseguono nel tempo. I modelli di competizione dinamica, sviluppati nell'ambito della teoria dei giochi ripetuti, analizzano come gli operatori possano sostenere equilibri collusivi taciti attraverso strategie di punizione e ricompensa distribuite nel tempo. Fabra e Toro (2005) hanno dimostrato che, nei mercati elettrici con domanda variabile e tecnologie eterogenee, è possibile sostenere equilibri collusivi in cui i generatori si astengono dal competere aggressivamente sui prezzi, mantenendo offerte superiori ai costi marginali. La sostenibilità dell'equilibrio collusivo dipende dal grado di pazienza degli operatori, dal tasso di sconto applicato ai profitti futuri e dalla severità delle punizioni attese in caso di deviazione dall'accordo tacito.

4.2.4. *Capacity withholding*

Un ulteriore ambito di ricerca riguarda l'analisi del *capacity withholding*. Il *capacity withholding* può assumere diverse forme: il ritiro fisico, quando un generatore dichiara indisponibile una parte della propria capacità per ragioni di manutenzione o guasti tecnici, e il ritiro economico, quando il generatore offre una quantità inferiore a quella disponibile o presenta offerte a prezzi talmente elevati da non essere competitive²³.

Bergler, Heim e Hüscherlath (2017) hanno analizzato il *capacity withholding* attraverso guasti fittizi nel mercato tedesco-austriaco, dimostrando empiricamente che la frequenza e la durata dei guasti dichiarati aumentano significativamente in corrispondenza di periodi di elevata domanda e prezzi elevati, suggerendo l'esistenza di strategie di ritiro strategico. Analogamente, gli studi di Kwoka e Sabodash (2011) sui mercati elettrici statunitensi hanno evidenziato che i picchi di prezzo osservati durante i periodi di scarsità sono spiegati in misura significativa dal *capacity withholding* piuttosto che da *shock* esogeni della domanda o dell'offerta.

²³ <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/2110-capacity-withholding-market-manipulation-practice>

4.3. Indicatori di potere di mercato

L'identificazione e la quantificazione del potere di mercato nei mercati elettrici all'ingrosso richiedono l'utilizzo di indicatori empirici, capaci di sintetizzare le condizioni strutturali del mercato e i comportamenti osservati degli operatori. La letteratura economica ha sviluppato un'ampia gamma di indicatori.

4.3.1. Indice di Herfindahl-Hirschman (HHI)

L'HHI è definito come la somma dei quadrati delle quote di mercato di tutti gli operatori presenti nel mercato, ed è espresso formalmente come:

$$HHI = \sum_{i=0}^n s_i^2$$

dove s_i rappresenta la quota di mercato dell'operatore i -esimo, espressa in percentuale. L'HHI assume valori compresi tra zero, nel caso di un mercato perfettamente frammentato con infiniti operatori di dimensione infinitesimale, e 10.000, nel caso di monopolio puro, quando un unico operatore detiene il 100% del mercato.

L'interpretazione economica dell'HHI si fonda sul principio secondo cui mercati più concentrati presentano maggiori probabilità di esercizio di potere di mercato. Le linee guida di ARERA²⁴ classificano i mercati in concorrenziali, con HHI inferiore a 1.000 e mercati altamente concentrati, con HHI superiore a 2.000. Valori elevati dell'HHI segnalano potenziali criticità concorrenziali e giustificano un'analisi approfondita da parte delle autorità di regolazione.

Tuttavia, l'applicazione dell'HHI ai mercati elettrici presenta alcune limitazioni significative. In primo luogo, l'HHI è un indicatore statico, che non tiene conto della variabilità temporale della domanda e dell'offerta. Come evidenziato da Borenstein, Bushnell e Knittel (1999), nei mercati elettrici il grado di concentrazione effettivo varia considerevolmente in funzione del livello della domanda: durante i periodi di bassa domanda, un numero elevato di generatori è in grado di soddisfare il fabbisogno, riducendo la concentrazione effettiva; viceversa, nei periodi di picco, solo i generatori più efficienti o dotati di capacità flessibile sono in grado di produrre, aumentando significativamente la concentrazione. Per questa ragione, l'HHI calcolato su base annuale o mensile può sottostimare il potere di mercato effettivamente esercitato durante le ore critiche.

²⁴ <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/indici-di-concentrazione-del-mercato-libero>

In secondo luogo, l'HHI non cattura gli effetti delle congestioni di rete, che possono segmentare il mercato in sottomercati geografici distinti. In presenza di vincoli di trasmissione, la concentrazione effettiva in una zona deficitaria può essere molto superiore alla concentrazione misurata a livello nazionale, poiché solo i generatori localizzati nella zona o nelle aree limitrofe sono in grado di soddisfare la domanda locale. Per affrontare questa problematica, alcune autorità di regolazione calcolano l'HHI a livello zonale, disaggregando il mercato in funzione delle aree di offerta definite dal sistema di *market coupling*.

Un terzo limite dell'HHI riguarda la mancata considerazione dell'elasticità della domanda. In mercati caratterizzati da domanda rigida, come tipicamente accade nei mercati elettrici, anche livelli moderati di concentrazione possono consentire l'esercizio di significativo potere di mercato, poiché i consumatori hanno limitate possibilità di ridurre i consumi in risposta agli aumenti di prezzo. Al contrario, in mercati con domanda elastica, elevati livelli di concentrazione possono essere compatibili con esiti concorrenziali, poiché i tentativi di innalzare i prezzi inducono una riduzione della domanda che limita i margini di profitto dei produttori.

4.3.2. *Residual Supply Index (RSI)*

Il *Residual Supply Index* rappresenta un indicatore più sofisticato rispetto all'HHI, in quanto tiene esplicitamente conto della condizione di pivotalità dei generatori. L'RSI misura, per ciascun operatore e in ciascun intervallo di mercato, il rapporto tra la capacità residua disponibile da parte di tutti gli altri operatori e il livello della domanda. Formalmente, l'RSI per l'operatore i è definito come:

$$RSI_i = \frac{\text{Capacità totale} - \text{Capacità operatore}_i}{\text{Domanda}}$$

Un valore dell'RSI inferiore a 1 indica che l'operatore i è marginale, ossia che la sua capacità è indispensabile per soddisfare la domanda. In questa condizione, l'operatore ha la possibilità di influenzare unilateralmente il prezzo di mercato, ritirando anche solo una frazione della propria capacità. Valori dell'RSI superiori a 1, invece, indicano che l'operatore non è pivotale, poiché la capacità residua degli altri produttori è sufficiente a coprire la domanda.

L'RSI presenta il vantaggio di essere un indicatore dinamico, che varia in funzione del livello della domanda e della disponibilità effettiva di capacità in ciascun intervallo di mercato. Shefrin (2002) ha dimostrato che l'RSI è un predittore più accurato dell'esercizio di potere di mercato rispetto all'HHI, in particolare nei mercati elettrici caratterizzati da elevata variabilità della

domanda e frequenti condizioni di scarsità di capacità. Studi empirici condotti nei mercati californiano e texano hanno evidenziato una forte correlazione tra bassi valori dell'RSI e prezzi di mercato significativamente superiori ai costi marginali di produzione.

Tuttavia, anche l'RSI presenta alcune limitazioni. In primo luogo, il calcolo dell'RSI richiede informazioni dettagliate sulla capacità disponibile di ciascun generatore in tempo reale, tenendo conto di indisponibilità programmate per manutenzione, guasti imprevisti e vincoli operativi. Queste informazioni non sono sempre disponibili pubblicamente, limitando l'applicabilità dell'indicatore a contesti in cui le autorità di regolazione dispongono di accesso privilegiato ai dati di mercato. In secondo luogo, l'RSI assume implicitamente che tutti i generatori non-pivotali offrano la propria capacità disponibile in modo competitivo, ossia al costo marginale. Questa ipotesi può essere violata se i generatori adottano strategie coordinate o se esistono vincoli di rete che limitano la capacità effettivamente utilizzabile.

4.3.3. *Indice di Lerner*

L'indice di Lerner rappresenta una misura diretta del markup di prezzo rispetto al costo marginale, ed è definito come:

$$L = \frac{P - MC}{P}$$

dove P rappresenta il prezzo di mercato e MC il costo marginale dell'ultima unità prodotta. L'indice di Lerner assume valori compresi tra zero, in condizioni di concorrenza perfetta quando il prezzo eguaglia il costo marginale, e uno, nel caso di monopolio con domanda perfettamente anelastica. Valori positivi dell'indice indicano l'esistenza di potere di mercato, con markup crescenti al crescere dell'indice.

L'indice di Lerner presenta il vantaggio di misurare direttamente l'esercizio effettivo di potere di mercato, anziché limitarsi a valutare le condizioni strutturali che ne consentono l'esercizio. Tuttavia, la sua applicazione ai mercati elettrici è complicata dalla difficoltà di stimare con precisione il costo marginale di produzione. Il costo marginale di un impianto termoelettrico dipende dal prezzo del combustibile, dall'efficienza termica dell'impianto, dai costi di avviamento e di rampa e da altri fattori operativi che possono variare significativamente nel breve periodo. Inoltre, in presenza di vincoli di rete, il costo marginale rilevante può differire dal costo marginale fisico dell'impianto, incorporando anche i costi opportunità associati ai vincoli di trasmissione.

Per affrontare queste problematiche, alcune autorità di regolazione, tra cui ARERA nell'indagine conoscitiva sul mercato italiano, adottano una stima conservativa del costo marginale, utilizzando una forcella di valori minimi e massimi basata su parametri standardizzati di efficienza e costo del combustibile. Questa metodologia consente di identificare situazioni in cui il markup osservato è talmente elevato da non poter essere giustificato da variazioni ragionevoli dei parametri di costo, fornendo un'evidenza robusta dell'esercizio di potere di mercato.

4.3.4. Altri indicatori comportamentali

Oltre agli indicatori strutturali discussi, la letteratura ha sviluppato una serie di indicatori comportamentali che misurano direttamente le strategie di offerta adottate dai generatori. Il *Price-Cost Margin* (PCM) confronta i ricavi complessivi di un generatore con i suoi costi variabili totali, fornendo una misura della redditività operativa. Valori elevati del PCM possono segnalare l'esercizio di potere di mercato, ma possono anche riflettere il recupero di costi fissi elevati o la remunerazione per servizi di flessibilità e affidabilità.

Il *Bid Sufficiency Index* (BSI) misura la percentuale di capacità offerta da un generatore rispetto alla capacità dichiarata come disponibile. Valori sistematicamente inferiori al 100% possono indicare strategie di *capacity withholding* economico, sebbene possano anche riflettere vincoli operativi o strategie di gestione del rischio.

Il *Must-Run Index* (MRI) identifica impianti che, in virtù della loro localizzazione o delle loro caratteristiche tecniche, devono essere mantenuti in funzione per garantire la sicurezza del sistema, indipendentemente dal prezzo offerto. Tali impianti godono di un potere di mercato strutturale elevato, in quanto il *system operator* non può prescindere dalla loro disponibilità.

Infine, l'*Output Gap Index* (OGI) confronta la produzione effettiva di un generatore con la produzione che sarebbe economicamente ottimale in condizioni di concorrenza perfetta, dato il livello della domanda e i prezzi di mercato. Deviazioni sistematiche tra produzione effettiva e ottimale possono indicare strategie di riduzione della produzione volte a sostenere prezzi elevati. Tuttavia, l'interpretazione dell'OGI richiede cautela, poiché le deviazioni possono essere giustificate da vincoli tecnici, esigenze di manutenzione o ottimizzazione intertemporale della produzione.

In sintesi, gli indicatori di potere di mercato forniscono strumenti preziosi per il monitoraggio dei mercati elettrici e per l'identificazione di condotte potenzialmente manipolatorie. Tuttavia, nessun indicatore, preso singolarmente, è in grado di fornire una prova definitiva dell'esercizio di potere di mercato. L'analisi deve essere condotta in modo integrato, combinando

indicatori strutturali e comportamentali e tenendo conto del contesto specifico del mercato, delle sue caratteristiche tecnologiche e della normativa applicabile.

4.4. Evidenze empiriche e casi europei

L'analisi teorica del potere di mercato nei mercati elettrici trova riscontro in una ricca evidenza empirica, derivante sia da studi accademici sia da indagini condotte dalle autorità di regolazione e concorrenza. Questa sezione esamina le principali evidenze empiriche disponibili, con particolare attenzione ai casi europei che hanno portato all'accertamento di comportamenti manipolatori e all'irrogazione di sanzioni significative.

4.4.1. Il caso californiano

Sebbene non europeo, il caso californiano del 2000-2001 rappresenta un punto di riferimento imprescindibile per l'analisi del potere di mercato nei mercati elettrici liberalizzati. Durante l'estate del 2000 e la primavera del 2001, la California sperimentò una crisi energetica senza precedenti, caratterizzata da prezzi all'ingrosso fino a dieci volte superiori ai livelli storici, blackout diffusi e il fallimento di alcune utilities locali. Le indagini condotte dalla Federal Energy Regulatory Commission e da diverse autorità accademiche, tra cui Joskow e Kahn (2002), Borenstein, Bushnell e Wolak (2002) e Wolak (2003), hanno documentato in modo dettagliato l'esercizio sistematico di potere di mercato da parte dei principali generatori attivi nel mercato californiano.

Le strategie documentate includevano il *capacity withholding* fisico ed economico, la manipolazione dei programmi di manutenzione, l'esportazione strategica di energia verso stati limitrofi per creare artificialmente condizioni di scarsità, e il cosiddetto *gaming* delle regole di mercato, ossia l'utilizzo di transazioni finanziarie complesse volte a sfruttare inefficienze del *market design*. Particolarmente rilevante fu la strategia nota come "*Death Star*", attraverso la quale alcuni trader programmavano transazioni fittizie di energia che causavano congestioni di rete artificiali, permettendo loro di ottenere compensazioni per il rilievo delle congestioni stesse.

L'analisi quantitativa condotta da Joskow e Kahn ha stimato che circa il 50% dell'incremento dei prezzi osservato nel 2000 fosse attribuibile all'esercizio di potere di mercato piuttosto che a shock esogeni dei costi del gas naturale o della domanda. Le sanzioni complessivamente irrogate ai generatori coinvolti hanno superato i 1,8 miliardi di dollari, rappresentando uno dei più significativi interventi regolatori nella storia dei mercati elettrici. Il caso californiano ha

evidenziato l'importanza di un *market design* robusto, di un'efficace attività di monitoraggio e dell'applicazione rigorosa della normativa antitrust.

4.4.2. *Il mercato britannico: evidenze di physical withholding*

Il mercato elettrico britannico è stato oggetto di numerosi studi empirici sul potere di mercato. Wolfram (1999) ha analizzato i comportamenti strategici nel precedente sistema del *Pool*, documentando l'esistenza di *markup* significativi rispetto ai costi marginali stimati, particolarmente evidenti durante i periodi di picco della domanda.

Più recentemente, l'autorità di regolazione britannica Ofgem ha condotto diverse indagini su comportamenti manipolatori nel mercato del bilanciamento. Nel 2023, Ofgem ha sanzionato *ESB Independent Generation Trading Limited* e *Carrington Power Limited* per un totale di 6 milioni di sterline, per aver fornito dati inesatti sulla disponibilità di capacità al *National Grid Electricity System Operator*. Le società avevano dichiarato disponibilità di capacità inferiori a quelle effettivamente realizzabili, inducendo il *system operator* ad acquistare energia aggiuntiva a prezzi superiori a quelli di mercato. Sebbene le società abbiano riconosciuto il comportamento commesso inavvertitamente, l'indagine di Ofgem ha evidenziato come anche errori non intenzionali nella dichiarazione di disponibilità possano produrre distorsioni significative nei prezzi e nei costi sostenuti dai consumatori finali.

4.4.3. *Il caso spagnolo: trattenimento di capacità e ricorsi giurisdizionali*

Il mercato elettrico spagnolo è stato teatro di uno dei più significativi casi di accertamento di capacity withholding in Europa. Nel 2019, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) ha irrogato a *Iberdrola* una sanzione di 19,5 milioni di euro per trattenimento strategico di capacità nel periodo 2013-2014. L'indagine ha documentato che *Iberdrola* aveva sistematicamente ritirato dal mercato del giorno prima otto unità di produzione a ciclo combinato, dichiarandole indisponibili per ragioni tecniche, mentre in realtà le aveva riservate per il più remunerativo mercato dei servizi di bilanciamento e delle restrizioni tecniche.

La metodologia adottata dalla CNMC si basava sull'analisi delle dichiarazioni di indisponibilità in correlazione con i prezzi di mercato, dimostrando che le dichiarazioni di guasto aumentavano significativamente in corrispondenza di periodi di elevata domanda e prezzi elevati nel mercato del giorno prima, e diminuivano quando i prezzi nei mercati di bilanciamento scendevano. Questa evidenza empirica ha consentito alla CNMC di concludere che le dichiarazioni di indisponibilità fossero strategiche piuttosto che determinate da vincoli tecnici reali.

Il caso spagnolo ha assunto particolare rilevanza per il successivo contenzioso giurisdizionale. Iberdrola ha impugnato la sanzione davanti ai tribunali amministrativi spagnoli, contestando sia la metodologia adottata dalla CNMC sia la base legale della sanzione. Nel 2024, il Tribunale Supremo spagnolo ha confermato la sanzione, rigettando gli argomenti di *Iberdrola* e consolidando la dottrina secondo cui il trattenimento strategico di capacità, anche quando attuato attraverso dichiarazioni di indisponibilità tecnica, costituisce una violazione della normativa di settore qualora non supportato da giustificazioni tecniche verificabili. La sentenza ha stabilito un precedente importante per le autorità di regolazione europee, confermando la legittimità dell'utilizzo di evidenze statistiche e comportamentali per l'accertamento di condotte manipolatorie.

4.4.4. *Il caso tedesco: capacity withholding through failures*

Il mercato elettrico tedesco-austriaco, prima della separazione delle due zone di offerta avvenuta nel 2018, è stato oggetto di un'analisi approfondita da parte di Bergler, Heim e Hüschelrath (2017), che hanno documentato l'esistenza di strategic capacity withholding attraverso dichiarazioni di guasti agli impianti. Utilizzando un dataset unico di guasti dichiarati dalle centrali elettriche nel periodo 2011-2013, i ricercatori hanno dimostrato che la probabilità di dichiarazione di un guasto aumentava significativamente in corrispondenza di elevati prezzi spot dell'energia elettrica, anche controllando per fattori tecnici quali l'età degli impianti, la tecnologia utilizzata e le condizioni meteorologiche.

L'analisi econometrica ha evidenziato che gli impianti marginali, ossia quelli il cui costo variabile era prossimo al prezzo di mercato, mostravano una propensione significativamente maggiore a dichiarare guasti durante i periodi di elevata domanda, rispetto agli impianti inframarginali o extramarginali. Questo pattern comportamentale suggerisce che i generatori utilizzavano strategicamente le dichiarazioni di guasto per ridurre l'offerta disponibile e sostenere prezzi elevati. Sebbene lo studio non abbia portato a sanzioni dirette da parte dell'autorità di regolazione tedesca, ha contribuito ad aumentare la consapevolezza sulle potenziali manipolazioni attraverso dichiarazioni di indisponibilità tecnica, inducendo l'autorità a rafforzare i sistemi di monitoraggio e verifica delle dichiarazioni di guasto.

4.4.5. *Il caso francese: manipolazione transfrontaliera e coordinamento implicito*

Nel gennaio 2025, la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) francese, attraverso il proprio organo sanzionatorio indipendente CoRD_iS, ha inflitto sanzioni per un totale di 12

milioni di euro a *Danske Commodities* (8 milioni) ed *Equinor* (4 milioni) per manipolazione coordinata del mercato elettrico francese attraverso prenotazioni strategiche di capacità di interconnessione. Il caso rappresenta la prima applicazione transfrontaliera del regolamento REMIT e ha introdotto innovazioni metodologiche rilevanti nell'accertamento di comportamenti coordinati senza accordi espliciti.

L'indagine ha dimostrato che le due società avevano coordinato le proprie strategie di prenotazione di capacità di interconnessione tra Francia e Belgio in modo da creare artificialmente congestioni sulle linee di trasmissione, frammentando il mercato e aumentando i differenziali di prezzo tra le due zone. *Danske Commodities* prenotava sistematicamente capacità massicce di interconnessione che non utilizzava, mentre *Equinor* prenotava quantità minimali che le permettevano di beneficiare delle congestioni create. Questa strategia consentiva alle due società di realizzare profitti attraverso l'arbitraggio sui differenziali di prezzo artificialmente creati, a danno dei consumatori in entrambi i Paesi.

La metodologia adottata dal CoRDIS si è avvalsa di sofisticati strumenti di analisi comportamentale, inclusa l'analisi di pattern di comunicazioni tra le due società e modelli econometrici di valutazione controfattuale dei prezzi in assenza delle prenotazioni strategiche. La sanzione graduata riflette il diverso ruolo delle due società nella strategia coordinata, con *Danske Commodities* identificata come attore principale ed *Equinor* come partecipante complementare. Il caso è attualmente oggetto di ricorso davanti al Consiglio di Stato francese e potrebbe stabilire precedenti importanti per l'enforcement del REMIT a livello europeo.

4.4.6. Evidenze empiriche recenti: la crisi energetica 2022-2023

La crisi energetica europea del 2022-2023, causata dall'interruzione delle forniture di gas russo e dall'impennata dei prezzi delle commodity energetiche, ha sollevato interrogativi circa il ruolo dei comportamenti strategici nell'amplificazione dei picchi di prezzo. Diversi studi accademici recenti hanno analizzato i prezzi elettrici durante la crisi, cercando di distinguere tra l'effetto dei fondamentali di mercato (prezzi del gas, disponibilità di generazione nucleare e idroelettrica, condizioni meteorologiche) e l'eventuale esercizio di potere di mercato.

Uno studio di Abrell et al. (2023) sul mercato tedesco ha confrontato i prezzi osservati durante la crisi con i prezzi simulati attraverso un modello di *dispatching* ottimale in condizioni di concorrenza perfetta. I risultati indicano che i prezzi osservati nel periodo luglio 2022 - marzo 2023 erano mediamente superiori del 15-20% rispetto ai prezzi competitivi simulati, anche tenendo conto degli elevati prezzi del gas. L'analisi suggerisce che l'aumento dei prezzi del gas

ha reso più redditizio il trattenimento di capacità inframarginale, in quanto la curva di offerta aggregata è divenuta più ripida e i margini di profitto derivanti dalla riduzione dell'offerta sono aumentati.

Tuttavia, l'interpretazione di questi risultati richiede cautela. Come argomentato da diversi operatori di mercato e da alcune autorità di regolazione, i periodi di elevata volatilità e incertezza sui prezzi delle *commodity* possono indurre comportamenti di *risk management* legittimi che si manifestano in strategie di offerta prudenti, difficilmente distinguibili da strategie manipolatorie. Inoltre, la ridotta disponibilità di capacità nucleare in Francia e la siccità che ha colpito la produzione idroelettrica in Italia e Spagna hanno oggettivamente ridotto la capacità disponibile, giustificando prezzi elevati anche in assenza di comportamenti strategici.

4.5. Il caso italiano: l'indagine conoscitiva ARERA 2023-2024

Con deliberazione 401/2024/R/eel dell'8 ottobre 2024, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha avviato un'indagine conoscitiva finalizzata a valutare gli esiti dei mercati elettrici nazionali ad asta con consegna a breve termine nel biennio 2023-2024, con particolare riferimento al Mercato del Giorno Prima. L'indagine, conclusa con deliberazione 302/2025/R/eel del 1° luglio 2025, si inserisce nel quadro delle competenze attribuite ad ARERA dal regolamento europeo REMIT per il monitoraggio dell'integrità e della trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia.

L'obiettivo principale dell'indagine era verificare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento del MGP, nonché rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi della normativa REMIT. Come esplicitato nelle linee guida interpretative pubblicate dall'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Europei (ACER) nella versione aggiornata del dicembre 2024, il principio fondamentale è 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 mercato²⁵". L'indagine si poneva inoltre l'obiettivo di individuare possibili linee di intervento in termini di misure regolamentari e di enforcement, nonché di segnalare all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza.

²⁵ Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

4.5.1. Approccio metodologico e ipotesi

L'approccio metodologico adottato da ARERA si è articolato in tre fasi analitiche successive, ciascuna volta a fornire indicatori progressivamente più robusti di eventuali distorsioni nella formazione dei prezzi. La prima fase ha analizzato le unità produttive risultate al margine in MGP. L'obiettivo di questa fase era misurare l'eventuale scostamento tra il prezzo zonale e il costo marginale di breve termine delle tecnologie marginali, fornendo una prima indicazione di possibili comportamenti da *price-maker*. La seconda fase ha indagato specificamente le condotte di trattenimento economico di capacità, definite dalla *REMIT Guidance* di ACER 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 offerte²⁶". La terza fase, infine, ha impiegato analisi controfattuali (*what-if*) per quantificare l'impatto potenziale sui prezzi zonali delle condotte di trattenimento identificate.

Data la natura conoscitiva dell'indagine, ARERA ha adottato ipotesi semplificatrici e prudenziali nella stima dei costi marginali delle diverse tecnologie. Per le unità a ciclo combinato a gas (CCGT), che hanno rappresentato la tecnologia marginale nel 68% delle ore nel 2023 e nel 71% nel 2024, il costo variabile standard (*CVS*) è stato calcolato secondo la logica del costo-opportunità, assumendo un rendimento convenzionale pari al 53%, corrispondente all'efficienza media netta del parco CCGT nel 2023. Nel calcolo sono stati inclusi il prezzo del gas naturale elaborato dal GME, le componenti tariffarie del sistema gas, l'accisa e il prezzo dei permessi di emissione di CO₂. Riconoscendo l'incertezza nella modalità di prenotazione della capacità di trasporto del gas, ARERA ha fornito una forcella di stima del costo marginale: un valore minimo (*CVS_CCGT*) che esclude il costo della capacità di trasporto, ipotizzando prenotazioni su base annuale, trimestrale o mensile, e un valore massimo (*CVS_CCGT_D*) che include il costo del conferimento giornaliero. Questa scelta metodologica, che ha generato un intervallo ampio di stima, è stata esplicitamente motivata dall'Autorità come approccio conservativo volto a minimizzare il rischio di falsi positivi.

Per le unità eoliche e solari, caratterizzate da un costo marginale di breve termine nullo data la gratuità della fonte primaria, l'analisi ha presentato complessità specifiche legate all'aleatorietà della produzione. In assenza di dati previsionali dettagliati per ogni singola unità nel periodo analizzato, ARERA ha ipotizzato che la quantità complessivamente offerta in MGP corrispondesse alla produzione attesa, concludendo che quantità offerte a prezzo maggiore di zero

²⁶ *Ibidem*.

e non accettate costituissero indice di trattenimento economico di capacità. Come riconosciuto dall'Autorità stessa, non è escluso che solo una parte di questa quantità rappresenti un effettivo trattenimento ai sensi del regolamento REMIT, mentre il resto potrebbe qualificarsi come vendita allo scoperto in potenziale violazione dei principi di diligenza e prudenza della condotta di programmazione.

L'indagine si è deliberatamente concentrata sulle tecnologie per le quali era possibile stimare, sia pure con ipotesi semplificatrici, il costo marginale di breve termine. Sono state conseguentemente escluse le unità idroelettriche modulabili (aste idroelettriche, impianti a serbatoio e a bacino) e i pompaggi, nonostante la loro rilevanza nell'ordine di merito economico, per l'assenza di una base informativa completa relativa agli apporti naturali e ai parametri tecnici necessari per stimare accuratamente i costi-opportunità che caratterizzano queste tecnologie. Parimenti escluse le unità idroelettriche fluenti, le cui caratteristiche tecnico-operative non sono catturate in modo puntuale nel sistema informativo Gaudì di Terna, essendo spesso collegate funzionalmente ad altre unità idroelettriche modulabili.

4.5.2. *Principali risultati empirici*

I risultati dell'indagine hanno evidenziato significativi scostamenti tra i prezzi zonali formati in MGP e i costi marginali stimati per le tecnologie analizzate. Con riferimento alle unità CCGT, considerando l'ipotesi conservativa del CVS minimo (CVS_CCGT), è emerso un *markup* positivo al margine, definito come differenza tra prezzo zonale e costo marginale, in circa il 36% delle ore nel 2023 e nel 44% delle ore nel 2024, con valori medi rispettivamente pari a 17 €/MWh e 19 €/MWh. Nelle stesse ore, tali valori rappresentavano il 12,2% del prezzo medio offerto nel 2023 e il 15,0% nel 2024. Adottando l'ipotesi del CVS massimo (CVS_CCGT_D), che include il costo della capacità di trasporto del gas su base giornaliera, il markup positivo si è manifestato nel 17% delle ore nel 2023 e nel 20% delle ore nel 2024, con valori medi pari rispettivamente a 24 €/MWh e 26 €/MWh, corrispondenti al 14,9% e 17,4% del prezzo medio offerto.

Scenario	% ore con markup >0	Markup medio (€/MWh)	Markup su prezzo offerto
CVS_min (2023)	36%	17	12,2%
CVS_min (2024)	44%	19	15,0%
CVS_max (2023)	17%	24	14,9%
CVS_max (2024)	20%	26	17,4%

Tabella 1: Risultati analisi su markup per unità CCGT. Fonte: ARERA.

L'analisi del trattenimento economico di capacità, che include non solo le offerte accettate al margine ma anche quelle rifiutate a prezzi superiori al costo marginale, ha rivelato un fenomeno più pervasivo. Per le unità CCGT, considerando il CVS minimo, sono state riscontrate condotte di trattenimento economico nel 54,3% delle ore nel 2023 e nel 58,6% delle ore nel 2024, coinvolgendo rispettivamente 26 e 25 operatori e quantità trattenute pari a 53,5 TWh e 60,6 TWh. Con il CVS massimo, le ore di trattenimento si dimezzano (29,7% nel 2023, 29,9% nel 2024) ma le quantità trattenute rimangono significative (23,7 TWh nel 2023, 23,1 TWh nel 2024). Un elemento rilevante emerso dall'analisi riguarda il ruolo del mercato della capacità: la maggior parte delle offerte CCGT risultate in trattenimento economico erano presentate a prezzi inferiori allo strike price delle reliability options (265 €/MWh nel 2023, 231 €/MWh nel 2024), evidenziando uno spazio di manovra per gli operatori su cui il mercato della capacità, per come disegnato, non produce effetti di mitigazione.

Scenario	% ore con trattenimento	N. operatori coinvolti	Quantità tratt. (TWh)
CVS_min (2023)	54,3%	26	53,5
CVS_min (2024)	58,6%	25	60,6
CVS_max (2023)	29,7%	26	23,7
CVS_max (2024)	29,9%	25	23,1

Tabella 2: Risultati analisi su trattenimento per unità CCGT. Fonte: ARERA.

Per le unità eoliche, l'analisi ha evidenziato prezzi offerti positivi in una percentuale molto elevata delle ore annue (100% nel 2023, 99,8% nel 2024), con un prezzo medio offerto nelle ore di trattenimento pari a 652 €/MWh nel 2023 e 192 €/MWh nel 2024, e quantità complessivamente trattenute pari a circa 5 TWh nel 2023 e meno di 1 TWh nel 2024. Per le unità solari, il trattenimento si è manifestato nel 60,7% delle ore nel 2023 e nel 77,2% delle ore nel 2024, con prezzi medi offerti rispettivamente pari a 241 €/MWh e 363 €/MWh, e quantità trattenute nell'ordine di 130-140 GWh in ciascun anno.

Anno	% ore con offerte >0	Prezzo medio offerto (€/MWh)	Quantità trattenuta (TWh)
2023	100%	652	~5
2024	99,8%	192	<1

Tabella 3: Risultati analisi su trattenimento per unità eolica. Fonte: ARERA.

Anno	% ore con trattenimento	Prezzo medio offerto (€/MWh)	Quantità trattenuta (GWh)
2023	60,7%	241	130-140
2024	77,2%	363	130-140

Tabella 4: Risultati analisi su trattenimento per unità solare. Fonte: ARERA.

Le analisi di *what-if* condotte da ARERA con il supporto tecnico del GME e di RSE hanno quantificato l'impatto potenziale di tali condotte sui prezzi zonali. Per le unità CCGT, sostituendo i prezzi storicamente offerti con il CVS stimato, si è osservato che nelle ore impattate (28-30% del totale con CVS massimo, 51-58% con CVS minimo) la differenza media tra prezzi storici e simulati si collocava nell'intervallo 17-22 €/MWh nel 2023 e 15-24 €/MWh nel 2024. Considerando tutte le ore annue, l'impatto medio si riduceva a 5-10 €/MWh nel 2023 e 4-12 €/MWh nel 2024. Per le unità eoliche e solari, l'impatto congiunto nelle ore interessate (84-92% nel 2023, 50-56% nel 2024) era nell'ordine di 5-9 €/MWh nel 2023 e 1-2 €/MWh nel 2024.

5. Analisi empirica del Mercato del Giorno Prima nel triennio 2023-2025

Nei capitoli precedenti si è delineato il quadro teorico e istituzionale necessario a comprendere il funzionamento del Mercato del Giorno Prima italiano e i meccanismi attraverso cui il potere di mercato può manifestarsi. Il presente capitolo intende applicare tale quadro teorico ai dati empirici del triennio 2023-2025, con l'obiettivo di verificare la presenza e l'intensità di comportamenti strategici da parte degli operatori del mercato elettrico italiano.

L'analisi si basa su un dataset di oltre 184 milioni di offerte pubblicate dal GME nel triennio considerato, distribuite su 43,5 milioni di record per il 2023, 52 milioni per il 2024 e 88,3 milioni per il 2025. L'incremento dimensionale del 2025 riflette il passaggio dalla granularità oraria, con 24 periodi giornalieri, a quella quattoraria, con 96 periodi giornalieri, avvenuto al 4 ottobre dell'anno in conformità con quanto previsto dal Regolamento europeo CACM per l'armonizzazione dei mercati elettrici dell'Unione.

Il periodo analizzato presenta particolare rilevanza per tre ordini di ragioni. In primo luogo, il biennio 2023-2024 è stato oggetto dell'indagine conoscitiva di ARERA, che costituisce il principale *benchmark* istituzionale per l'analisi qui condotta. In secondo luogo, il triennio rappresenta una fase di normalizzazione dei prezzi dell'energia successiva alla crisi energetica del 2022, consentendo di analizzare il comportamento degli operatori in condizioni di mercato maggiormente stabili rispetto all'eccezionalità dei periodi precedenti. In terzo luogo, il 2025 offre l'opportunità di verificare se e in che misura i fenomeni rilevati dall'indagine ARERA abbiano subito modifiche a seguito della pubblicazione della stessa e dei conseguenti procedimenti sanzionatori avviati.

L'obiettivo principale dell'analisi è duplice: da un lato, quantificare l'entità del fenomeno del trattenimento economico di capacità attraverso indicatori comparabili con quelli utilizzati da ARERA, verificandone l'evoluzione temporale e la distribuzione tra operatori, zone di mercato e tecnologie; dall'altro, integrare tale analisi con ulteriori indicatori strutturali e comportamentali volti a fornire un quadro più articolato della dinamica competitiva del MGP italiano.

5.1. Metodologia dell'analisi

5.1.1. Dataset e fonti dei dati

L'analisi si basa esclusivamente su dati pubblici resi disponibili dal GME attraverso il proprio portale web. Per ciascuna giornata, il GME pubblica in formato XML strutturato l'elenco completo delle offerte presentate dagli operatori sul MGP, con indicazione di:

- Identificativo dell'operatore;

- Zona di mercato;
- Data e periodo di riferimento (ora o quarto d'ora);
- Tipologia dell'offerta (vendita o acquisto);
- Stato dell'offerta (accettata, rifiutata, sostituita, rivista, incompleta);
- Prezzo offerto e quantità offerta (in €/MWh e MWh);
- Prezzo e quantità aggiudicati per le offerte accettate.

I dati sono stati integrati con informazioni complementari provenienti da anagrafiche parziali delle unità di produzione da documenti pubblici di Terna e GSE.

5.1.2. Approccio computazionale e perimetro dell'analisi

Per garantire l'affidabilità dei risultati, ogni elaborazione è stata replicata con passate multiple sui dati grezzi, verificando la consistenza degli output. Gli aggregati principali (volumi totali, prezzi medi ponderati, conteggi per operatore e zona) sono stati inoltre validati mediante confronto incrociato con i report ufficiali pubblicati da GME e con i dati riportati nelle Relazioni Annuali di ARERA, riscontrando talora differenze attribuibili ad arrotondamenti e a differenze nei criteri di classificazione delle offerte.

L'analisi si concentra sulle offerte di vendita (PURPOSE_CD = 'OFF') presentate nelle sette zone di mercato principali (NORD, CNOR, CSUD, SUD, CALA, SICI, SARD), escludendo le zone virtuali (BRNN, FOGN, PRGP, ROSN) e le zone di frontiera utilizzate per l'interconnessione con i mercati esteri.

Sono state inoltre escluse dall'analisi le offerte presentate da Terna S.p.A. in quanto TSO, le cui offerte rispondono a logiche di bilanciamento del sistema e non a finalità commerciali di vendita di energia prodotta. Questa scelta è coerente con la metodologia adottata da ARERA nella propria indagine conoscitiva.

5.2. Statistiche descrittive del mercato

5.2.1. Volumi e prezzi

La Tabella 5 riassume le principali grandezze aggregate del MGP nel triennio considerato.

Grandezza	2023	2024	2025
Quantità totale di vendita offerta (TWh)	872	943	891
Quantità totale di vendita accettata (TWh)	250	253	254
Numero offerte di vendita (milioni)	26,1	29,2	47,4
Numero offerte di vendita accettate (milioni)	11,8	12,5	20,0
Tasso di accettazione quantità (%)	28,7	26,8	28,5
Quantità media per offerta (MWh)	33,5	32,3	12,7
Quantità media accettata (MWh)	21,2	20,2	18,8
Prezzo marginale medio ponderato (€/MWh)	129,7	111,4	118,2

Tabella 5: Riepilogo quantitativo del MGP

Il prezzo marginale medio ponderato, calcolato come rapporto tra la somma dei prodotti prezzo aggiudicato per quantità aggiudicata e la somma delle quantità aggiudicate, è passato da 129,7 €/MWh nel 2023 a 111,4 €/MWh nel 2024, per poi risalire a 118,2 €/MWh nel 2025. Il calo del 2024 riflette la normalizzazione dei prezzi del gas naturale dopo la crisi energetica del 2022, mentre la lieve ripresa del 2025 è attribuibile alla riduzione della produzione idroelettrica e all'aumento della domanda estiva.

Il tasso di accettazione resta sostanzialmente stabile: dal 28,7% del 2023 al 28,5% del 2025. Una parte rilevante di tali rifiuti risulta associata a offerte presentate a prezzi significativamente superiori al *clearing price*²⁷, un comportamento coerente con possibili strategie di *withholding* economico, pur non consentendo di inferire con certezza la natura intenzionale.

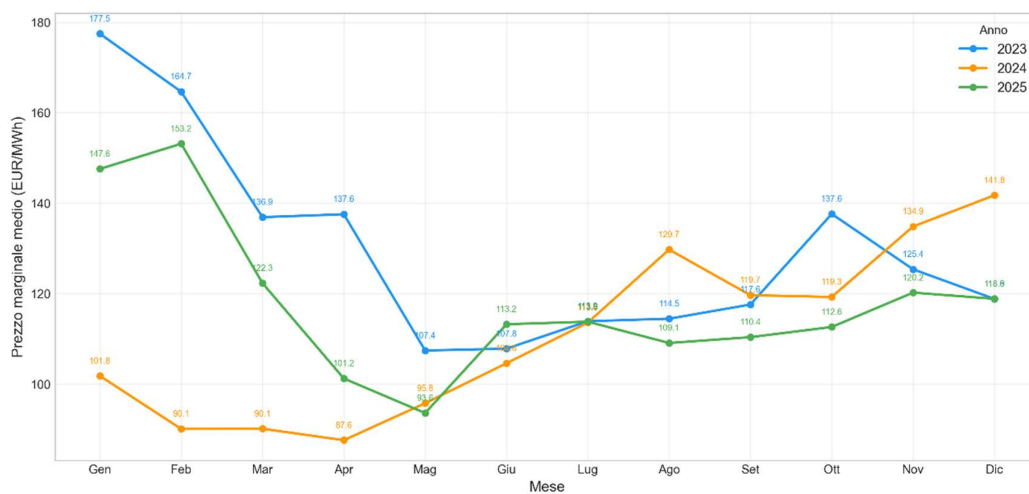


Figura 8: Andamento mensile del prezzo marginale medio ponderato, 2023-2025, con le tre serie sovrapposte.

²⁷ Prezzo dell'ultima unità marginale.

L'andamento mensile (Figura 8) evidenzia una chiara stagionalità: i prezzi raggiungono i valori massimi nei mesi invernali (dicembre-febbraio) e nei picchi estivi (luglio-agosto), mentre registrano i minimi nei mesi primaverili (aprile-maggio). Questo profilo riflette la correlazione tra domanda termoelettrica e condizioni climatiche, nonché l'influenza della produzione idroelettrica primaverile nel contenere i prezzi.

5.2.2. Distribuzione dei prezzi

La distribuzione dei prezzi offerti e accettati è analizzata attraverso i percentili.

Percentile	Prezzi delle offerte di vendita			Prezzi di <i>clearing</i>		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025
5°	-2,00	-5,50	-6,17	76,83	65,10	72,37
10°	-0,05	-1,00	-1,00	90,33	77,70	90,02
25°	0,00	0,00	0,00	105,00	93,09	101,58
50° (mediana)	0,00	0,00	0,00	122,47	106,91	114,42
75°	71,00	37,00	33,19	146,64	123,29	130,30
90°	206,00	160,00	160,27	176,75	147,50	148,70
95°	270,00	219,00	236,00	194,99	165,73	159,98

Tabella 6: Distribuzione per percentili dei prezzi. A sinistra i prezzi di offerta sul MGP, a destra dei prezzi di *clearing* delle offerte accettate.

La distribuzione delle offerte di vendita totali è fortemente asimmetrica: la mediana è pari a zero per tutti e tre gli anni, poiché un'ampia quota di offerte, in particolare da fonti rinnovabili, viene presentata a prezzo nullo o negativo per garantirne l'accettazione prioritaria. Il percentile al 5% è divenuto sempre più negativo nel triennio (da -2 a -6,17 €/MWh), riflettendo la crescente penetrazione delle rinnovabili che offrono a prezzi negativi pur di ottenere il dispacciamento.

5.2.3. Contratti bilaterali

Una quota rilevante dell'energia elettrica scambiata in Italia è data dai contratti bilaterali. Questa modalità di transazione è rappresentata da accordi diretti tra operatori per la compravendita di energia elettrica, negoziati al di fuori delle piattaforme di mercato organizzate dal GME. Si tratta di contratti *over-the-counter* (OTC) in cui acquirente e venditore concordano privatamente il prezzo, la quantità e le condizioni di fornitura.

Sebbene il prezzo sia determinato privatamente tra le parti e non sia pubblico, le quantità oggetto del contratto devono essere obbligatoriamente comunicate a Terna ai fini della programmazione fisica del sistema elettrico. Questa notifica avviene attraverso la presentazione di programmi bilaterali al GME, che li aggrega sotto l'operatore virtuale denominato *Bilateralista*.

L'aspetto cruciale per l'analisi del potere di mercato è che il MGP determina il prezzo di equilibrio esclusivamente sulla quota residua di energia non già coperta da contratti bilaterali. In altri termini:

- il volume complessivo di energia scambiata è dato dai contratti bilaterali e dalle transazioni MGP;
- il prezzo di *clearing* del MGP viene determinato solo sulla domanda residuale, ossia la domanda totale meno i contratti bilaterali;
- i contratti bilaterali sono *price-taker*, poiché accettano il prezzo MGP ma non contribuiscono a formarlo;
- solo gli operatori che competono sul mercato residuale partecipano attivamente al meccanismo di *price-making*.

Questo meccanismo assume particolare rilevanza nell'analisi del potere di mercato perché la riduzione della domanda residua può amplificare significativamente la capacità degli operatori marginali di influenzare il prezzo di equilibrio, infatti, a parità di capacità installata, una domanda più ristretta conferisce maggiore potere di mercato agli operatori pivotali, rendendo il mercato più vulnerabile a strategie di trattenimento di capacità.

I contratti bilaterali rappresentano una quota significativa, seppur decrescente, dell'energia accettata sul MGP.

Anno	Bilaterale (TWh)	Mercato (TWh)	Totale (TWh)	Quota bilaterale (%)
2023	68,1	182,1	250,2	27,2
2024	57,1	195,9	253,0	22,6
2025	51,8	202,4	254,2	20,4

Tabella 7: Contratti bilaterali sul MGP nel triennio 2023-2025.

La quota bilaterale è passata dal 27,2% al 20,4%, indicando un progressivo spostamento verso il mercato organizzato. A livello zonale, la composizione è molto eterogenea: la zona CNOR mantiene una quota bilaterale superiore al 50% in tutti e tre gli anni, mentre le zone insulari (SICI, SARD) e meridionali (CALA) hanno quote inferiori al 15%.

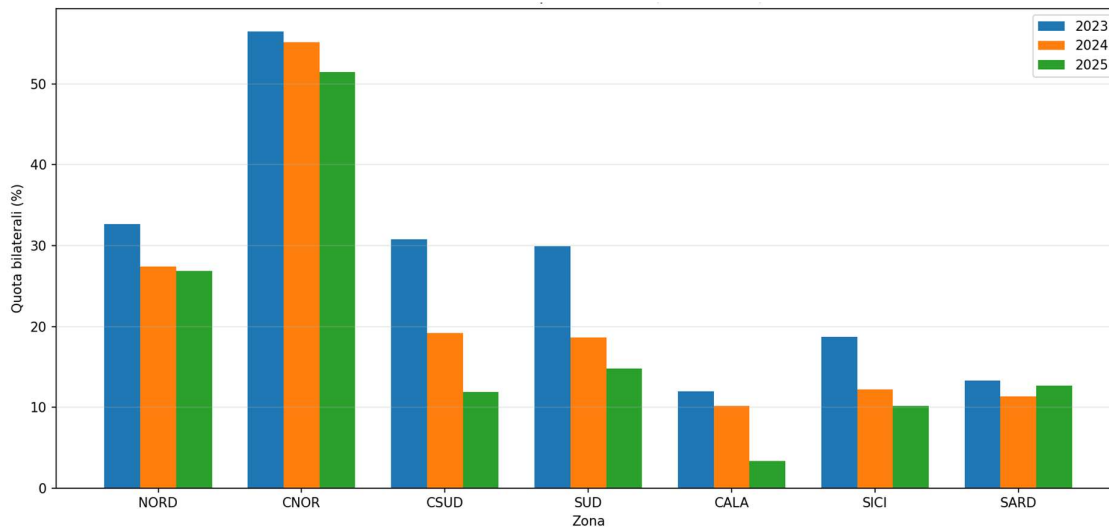


Figura 9: Quota percentuale dei contratti bilaterali per zona nel triennio di riferimento.

La zona CNOR presenta quindi una configurazione particolarmente critica: oltre la metà dell'energia è già allocata tramite contratti bilaterali, lasciando meno del 43% come domanda residuale contestata sul MGP. In questa configurazione, anche un numero relativamente elevato di operatori complessivi può configurare un mercato *price-making* concentrato, poiché la competizione effettiva avviene su una frazione ristretta della domanda totale.

5.3. La struttura di mercato

5.3.1. Concentrazione: indice HHI

L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) misura il grado di concentrazione del mercato come somma dei quadrati delle quote di mercato degli operatori. La classificazione convenzionale prevede la seguente struttura: $HHI < 1.000$ (competitivo), HHI compreso tra 1.000 e 1.800 (moderatamente concentrato), $HHI > 1.800$ (altamente concentrato).

L'indice è stato calcolato esclusivamente sugli operatori che partecipano attivamente al mercato, escludendo i contratti bilaterali aggregati sotto Bilateralista. Questa scelta metodologica riflette il fatto che Bilateralista non è un operatore reale, ma un'aggregazione statistica di centinaia di transazioni bilaterali tra operatori diversi. Includere Bilateralista nel calcolo dell'HHI come se fosse un singolo operatore con quota 20-30% sovrastimerebbe artificialmente la concentrazione del mercato, attribuendo potere di mercato a un'entità che non esiste.

Anno	HHI	Classificazione	N. operatori	CR3 (%)	CR5 (%)
2023	681	Competitivo	137	36,8	48,4
2024	665	Competitivo	155	36,7	47,7
2025	668	Competitivo	159	36,9	47,7

Tabella 8: Indicatori di concentrazione nel triennio 2023-2025.

A livello nazionale, il MGP risulta strutturalmente competitivo e in progressivo miglioramento: l'HHI è sceso da 681 nel 2023 a 668 nel 2025, con una riduzione del 2%. Questa tendenza riflette l'ingresso di nuovi operatori (da 137 a 159, +16%) e la progressiva frammentazione della capacità di generazione, particolarmente marcata nel segmento delle fonti rinnovabili.

Gli indicatori di *concentration ratio* confermano la struttura competitiva del mercato spot:

- il CR3 (quota cumulata dei primi tre operatori) è passato dal 36,2% al 36,9%, evidenziando una riduzione della concentrazione ai vertici del mercato;
- il CR5 (quota dei primi cinque operatori) è sceso dal 48,4% al 47,7%, attestandosi sotto la soglia del 50% che tipicamente segnala mercati oligopolistici;
- nessun operatore singolo detiene quote superiori al 12-15% del mercato spot, suggerendo l'assenza di operatori singolarmente dominanti a livello nazionale;
- i primi cinque operatori per quota di mercato nel 2025 presentano una distribuzione relativamente equilibrata tra di loro.

Questi risultati suggeriscono che, dal punto di vista strutturale aggregato, il mercato spot italiano ha raggiunto un assetto competitivo. Tuttavia, l'HHI calcolato su base annuale fornisce un'indicazione della concentrazione media, ma può sottostimare significativamente il potere di mercato esercitabile in condizioni specifiche. Due fattori risultano particolarmente rilevanti:

- i la variabilità temporale della concentrazione: durante i periodi di picco della domanda, quando la capacità disponibile è maggiormente utilizzata e i prezzi sono più elevati, la concentrazione effettiva può essere significativamente superiore all'HHI annuale. Gli operatori che controllano capacità flessibile o tecnologie marginali (particolarmente le CCGT) acquisiscono potere di mercato incrementale in queste ore critiche;
- ii la riduzione della domanda residuale per effetto dei contratti bilaterali: la presenza di una quota bilaterale del 20-30% a livello nazionale riduce la quantità di energia effettivamente contestata sul MGP. Su questa domanda residua ristretta, anche una concentrazione moderata (HHI ~ 650) può conferire agli operatori marginali una capacità significativa di influenzare i prezzi.

Se l'analisi a livello nazionale evidenzia una struttura competitiva del mercato spot, la disaggregazione zonale rivela un quadro significativamente più complesso e problematico. La Tabella 9 riporta l'HHI calcolato per le principali zone di mercato.

Zona	HHI 2023	HHI 2024	HHI 2025	Classificazione 2025
NORD	890	870	866	Competitivo
CNOR	1.796	1.890	1.846	Moderatamente concentrato
CSUD	732	1.044	955	Moderatamente concentrato
SUD	596	580	629	Competitivo
CALA	3.929	2.290	2.880	Altamente concentrato
SICI	867	728	707	Competitivo
SARD	2.267	1.517	2.168	Moderatamente concentrato

Tabella 9: HHI per zona nel triennio di riferimento.

L'analisi zonale evidenzia tre cluster di mercati con caratteristiche strutturali distinte:

1. zone competitive (NORD, CSUD, SUD, SICI): HHI compreso tra 620 e 870, in linea o inferiore alla media nazionale. Queste zone presentano un numero elevato di operatori attivi e una distribuzione relativamente equilibrata della capacità. La quota bilaterale è variabile ma generalmente inferiore alla media nazionale (15-27%), configurando mercati a dominanza spot;
2. zone moderatamente concentrate (CNOR, SARD): HHI compreso tra 1.000 e 2.300, segnalando una struttura oligopolistica con pochi operatori che detengono quote significative;
3. zone altamente concentrate (CALA): HHI superiore a 2.500 nel 2023 e 2025, con punte fino a 3.929 nel 2023. La Calabria presenta una struttura di mercato altamente concentrata con dominanza di pochi operatori, configurando le condizioni strutturali per l'esercizio di significativo potere di mercato locale.

5.3.2. Pivotalità e domanda residuale: il *Residual Supply Index*

Analogamente all'HHI, il calcolo del RSI richiede particolare attenzione alla definizione della domanda rilevante. Come discusso nelle sezioni precedenti, la presenza di contratti bilaterali riduce la domanda residuale effettivamente contestata sul MGP. Questa riduzione ha

implicazioni dirette sulla pivotalità: un operatore può non essere pivotale sulla domanda totale, ma risultare pivotale sulla domanda residuale più ristretta.

Per il calcolo del RSI, sono state considerate due definizioni di domanda:

- RSI standard: la domanda è definita come la quantità totale accettata sul MGP, includendo i contratti bilaterali. Questo approccio misura se un operatore è strutturalmente indispensabile per servire l'intero fabbisogno energetico della zona;
- RSI residuale: la domanda è definita come la quantità accettata sul mercato spot, escludendo i contratti bilaterali. Questo approccio misura se un operatore è indispensabile per servire la domanda residuale effettivamente contestata sul MGP.

La capacità totale e la capacità dell'operatore i sono state approssimate come la somma delle quantità offerte dagli operatori in ciascuna ora-zona. Questa scelta, pur introducendo un potenziale *bias* conservativo, dato che la capacità offerta può essere inferiore alla capacità installata disponibile, rappresenta il miglior compromesso possibile data l'assenza di informazioni pubbliche sulla disponibilità effettiva degli impianti.

Il RSI residuale rappresenta la misura più rilevante ai fini dell'analisi del potere di mercato sul MGP, in quanto identifica le condizioni di pivotalità sul mercato *price-making* effettivo.

Operatore	2023 std	2023 res	2024 std	2024 res	2025 std	2025 res
1	9.156 (10,5%)	312 (0,4%)	10.872 (12,4%)	287 (0,3%)	12.301 (15,8%)	2.286 (2,9%)
2	7.234 (8,3%)	198 (0,2%)	8.461 (9,6%)	245 (0,3%)	9.234 (11,9%)	1.685 (2,2%)
3	8.012 (9,2%)	156 (0,2%)	7.567 (8,6%)	189 (0,2%)	7.128 (9,2%)	719 (0,9%)
4	6.789 (7,8%)	134 (0,2%)	7.234 (8,2%)	167 (0,2%)	6.456 (8,3%)	412 (0,5%)
5	4.567 (5,2%)	89 (0,1%)	5.123 (5,8%)	123 (0,1%)	4.891 (6,3%)	298 (0,4%)

Tabella 10: Ore pivotali per i primi 5 operatori sul mercato secondo le due definizioni di RSI standard e residuale nel triennio 2023-2025.

I risultati evidenziano tre pattern fondamentali che illuminano la dinamica del potere di mercato nel MGP italiano:

1. la pivotalità su domanda residuale è sistematicamente e significativamente inferiore alla pivotalità su domanda totale per tutti gli operatori e tutti gli anni. Questo risultato è coerente con l'intuizione teorica: una domanda più bassa, quella residuale, pari al 70-80% della totale a livello nazionale, è più facilmente servibile dalla capacità disponibile anche escludendo un singolo operatore;

2. nel biennio 2023-2024 la pivotalità residuale è sostanzialmente trascurabile per tutti gli operatori a livello nazionale, con percentuali sistematicamente inferiori allo 0,5% delle ore totali. Questo conferma che, considerando la domanda effettivamente contestata sul mercato spot, il sistema disponeva di capacità ampiamente sufficiente per servire la domanda anche escludendo qualunque singolo operatore, configurando condizioni strutturalmente competitive;
3. nel 2025 si osserva una crescita della pivotalità residuale per alcuni operatori chiave, pur rappresentando una frazione minoritaria delle ore totali.

Questa crescita della pivotalità residuale nel 2025 assume particolare rilevanza quando analizzata congiuntamente ad altri fenomeni documentati in questo capitolo.

- i Correlazione temporale con l'intensificazione del trattenimento: il 2025 registra anche la crescita più significativa del fenomeno del trattenimento di capacità, con la quantità trattata che passa da 84-99 TWh (2023-2024) a 119 TWh. La coincidenza temporale tra aumento della pivotalità residuale e intensificazione del trattenimento è coerente con la teoria economica del potere di mercato: gli operatori che acquisiscono condizioni strutturali di pivotalità hanno incentivi economici maggiori ad adottare strategie di trattenimento, poiché la loro capacità di influenzare i prezzi è maggiore.
- ii Coerenza con la teoria economica del potere di mercato con domanda residuale: la pivotalità su domanda residuale conferisce agli operatori una capacità strutturale di influenzare i prezzi superiore a quella che deriverebbe dalla semplice quota di mercato. Un operatore pivotale nel 2-3% delle ore può esercitare potere di mercato significativo in quelle ore, tipicamente corrispondenti ai periodi di picco della domanda quando i prezzi e i profitti sono massimi.

5.4. Comportamento strategico degli operatori

5.4.1. Tasso di rifiuto e classificazione delle offerte rifiutate

Il tasso di rifiuto, definito come rapporto tra quantità offerta rifiutata (REJ) e quantità totale offerta, rappresenta un primo indicatore di comportamento strategico. Un operatore che offre sistematicamente a prezzi molto superiori al *clearing*, pur disponendo di capacità produttiva, segnala una potenziale strategia di *economic withholding*.

Classificazione rifiuti	2023	2024	2025
– Sotto clearing (< prezzo <i>clearing</i>)	0,0 TWh (0%)	0,0 TWh (0,0%)	6,1 TWh (2,9%)
– Marginale (0-20% sopra <i>clearing</i>)	21,9 TWh (11,3%)	27,1 TWh (12,2%)	34,8 TWh (16,7%)
– Strategico (20-50% sopra <i>clearing</i>)	24,1 TWh (12,4%)	28,0 TWh (12,6%)	34,3 TWh (16,4%)
– Strategico alto (>50% sopra <i>clearing</i> , < 3.000 €)	147,9 TWh (76,3%)	167,5 TWh (75,2%)	133,5 TWh (63,9%)
– Indisponibilità (\geq 3.000 €/MWh)	0,0 TWh (0,0%)	0,0 TWh (0,0%)	0,2 TWh (0,1%)

Tabella 11: Classificazione delle offerte rifiutate nel triennio 2023-2025.

Per classificare la natura dei rifiuti, ciascuna offerta rifiutata è stata confrontata con il prezzo di clearing della corrispondente ora-zona. Si riportano le categorie adottate per classificare i vari casi.

- *Sotto clearing*: l'offerta era a prezzo inferiore al clearing ma è stata comunque rifiutata (tipicamente per vincoli di rete o merito locale).
- *Marginale*: l'offerta era appena sopra il clearing, rifiutata per un margine minimo.
- *Strategico*: l'offerta era significativamente sopra il *clearing*, suggerendo una possibile strategia di rialzo del prezzo.
- *Strategico alto*: l'offerta era molto superiore al clearing ma sotto la soglia di indisponibilità, possibile indicatore di *economic withholding* intenzionale.
- *Indisponibilità*: l'offerta era al tetto di prezzo o prossima ad esso, riconducibile a situazioni di indisponibilità dell'impianto per guasti o manutenzione, per cui l'operatore offre al massimo consentito per evitare il dispacciamento.

Il dato più rilevante è che la quota di rifiuti classificabili come *withholding* effettivo, inteso come strategico e strategico alto, rappresenta l'88,7% della quantità rifiutata nel 2023 (172,0 TWh), l'87,7% nel 2024 (195,5 TWh) e l'80,3% nel 2025 (167,7 TWh). Al contrario, le offerte al tetto di prezzo (\geq 3.000 €/MWh), attribuibili a indisponibilità impiantistica, pesano per meno dello 0,1% in tutti e tre gli anni. Questo risultato è coerente con strategie di *withholding*, ma non consente di dimostrare definitivamente l'intenzionalità strategica.

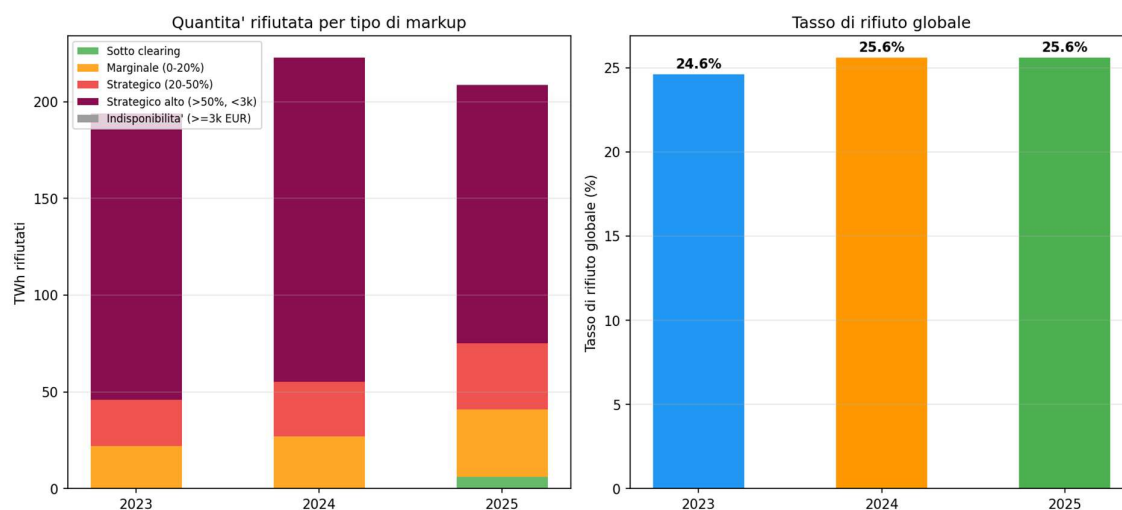


Figura 10: Evoluzione storica delle offerte rifiutate nel triennio di riferimento.

5.4.2. Analisi per operatore

Operatore	Q.tà rif. (TWh)	Tasso rif. (%)	Markup medio (€)	% Marg.	% Strat.	% Strat. alto	% Indisp.
1	68,3	38,6	106	10,4	16,5	72,4	0,0
2	40,2	75,6	97	9,8	11,0	76,9	0,0
3	16,0	23,0	78	13,4	7,3	76,3	0,0
4	13,8	27,6	1.123	16,0	4,4	71,8	42,0
5	12,6	13,4	60	23,5	12,3	57,3	0,0

Tabella 12: Principali operatori per quantità rifiutata nel 2025, con il dettaglio della composizione dei rifiuti.

Emergono profili strategici molto diversi:

- Operatore 1 è il primo per quantità rifiutata in tutti e tre gli anni, con un tasso di rifiuto in forte crescita (24,7% nel 2023, 29,6% nel 2024, 38,6% nel 2025). Il 72% dei suoi rifiuti nel 2025 ricade nella categoria *strategico alto* (offerte oltre il 50% del *clearing*), con *markup* medio di 106 €/MWh e nessuna offerta nella fascia di indisponibilità. Questo profilo risulta coerente con comportamenti di offerta compatibili con strategie di *economic withholding*, pur non consentendo di escludere completamente la presenza di altre motivazioni economiche o operative.;
- Operatore 2 presenta il tasso di rifiuto più elevato tra i grandi operatori, costantemente intorno al 70%, e una composizione dei rifiuti dominata dalla fascia strategico-alta. Il *markup* medio è di circa 80 €/MWh;
- Operatore 4 costituisce un caso peculiare nel 2025: il *markup* medio di 1.123 €/MWh è di gran lunga il più alto tra gli operatori principali, e ben il 42% dei rifiuti ricade nella fascia di indisponibilità.

- Operatore 3 e Operatore 5 rappresentano casi più contenuti rispetto agli altri tre.

5.4.3. Distribuzione del markup

L'istogramma della distribuzione del *markup*, calcolato come prezzo offerto meno prezzo di *clearing*, per le offerte rifiutate rivela una struttura bimodale (**Figura 11**).

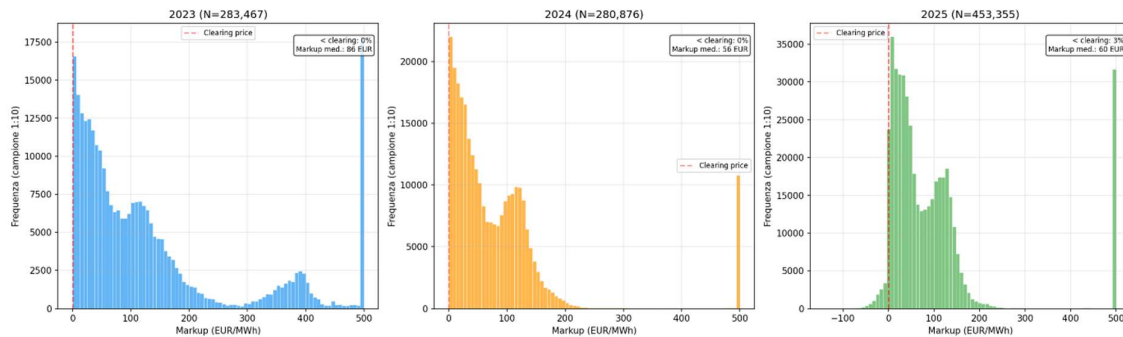


Figura 11: Distribuzione del markup per offerte rifiutate, campione 1:10, nel triennio 2023-2025.

La maggioranza delle offerte rifiutate si concentra in due fasce: un primo picco tra 0 e 100 €/MWh, ossia offerte appena sopra il *clearing*, rifiutate per *merit order*, e un secondo picco tra 100 e 250 €/MWh, che sono offerte per cui si può supporre che siano state deliberatamente presentate al di sopra del mercato. La coda a destra, con *markup* > 500 €/MWh, è sottile ma non trascurabile: nel 2023 circa il 5,6% delle offerte rifiutate ha *markup* superiore a 2.000 €/MWh, concentrato in un ristretto numero di operatori.

Fascia di markup	2023	2024	2025
0–50 €/MWh	36,8%	47,8%	45,8%
50–100 €/MWh	19,1%	21,9%	19,8%
100–200 €/MWh	24,6%	25,7%	26,2%
200–500 €/MWh	12,6%	0,9%	0,9%
500–1.000 €/MWh	1,2%	1,7%	1,2%
2.000–3.000 €/MWh	4,7%	1,6%	4,3%
> 3.000 €/MWh	0,9%	0,5%	1,3%

Tabella 13: Distribuzione delle fasce di markup per anno.

5.5. Test di trattenimento della capacità (metodologia ARERA)

Si replica la metodologia adottata dall'ARERA nelle proprie *Relazioni Annuali* sul monitoraggio del mercato elettrico. Il test identifica le offerte di vendita che soddisfano simultaneamente tre condizioni:

1. il prezzo offerto è superiore o uguale al prezzo zonale di clearing dell'ora corrispondente;
2. il prezzo di clearing dell'ora è superiore al Costo Variabile di riferimento (CVS);
3. l'offerta è stata rifiutata (STATUS_CD = 'REJ').

Il CVS è il parametro che approssima il costo marginale di generazione del parco termoelettrico. Si adottano due scenari:

- *CVS_min* (scenario basso): 125,84 €/MWh (2023), 106,69 €/MWh (2024), 110,00 €/MWh (2025).
- *CVS_max* (scenario alto): 136,77 €/MWh (2023), 118,57 €/MWh (2024), 122,00 €/MWh (2025).

Le offerte che soddisfano le tre condizioni sono definite trattenute e rappresentano capacità produttiva che sarebbe stata potenzialmente disponibile, tale per cui quindi il prezzo risultava sopra il costo variabile, ma che è stata deliberatamente esclusa dal mercato attraverso prezzi di offerta non competitivi.

Sono esclusi dal test gli operatori idroelettrici, il cui costo variabile è prossimo a zero e la strategia di offerta dipende dalla gestione del bacino.

5.5.1. Risultati dei test

Grandezza	2023		2024		2025	
	CVS_min	CVS_max	CVS_min	CVS_max	CVS_min	CVS_max
Quantità tratt. (TWh)	84,1	59,8	99,4	57,0	119,1	74,0
N. offerte tratt.	1.263.212	925.014	1.318.168	780.257	2.615.250	1.587.853
N. operatori coinvolti	64	63	64	63	70	69
Ore con tratt.	27.826	20.443	30.631	18.822	68.323	42.452
% ore tratt.	45,4%	33,3%	49,8%	30,6%	63,4%	39,4%
% rifiuti classificata come tratt.	40,5%	28,8%	42,7%	24,5%	54,6%	32,3%

Tabella 14: Riepilogo risultati ottenuti dai test.

Il fenomeno del trattenimento mostra una tendenza in netta crescita: la quantità trattenuta nello scenario CVS_min passa da 84 TWh nel 2023 a 119 TWh nel 2025 (+42%), e la percentuale di ore con trattenimento dal 45,4% al 63,4%. Anche nello scenario CVS_max, più conservativo, si registra un aumento da 59,8 a 74,0 TWh (+24%).

Particolarmente significativo è il dato sulla diffusione temporale: nel 2025, in quasi due ore su tre (63,4%, scenario CVS_min) almeno un operatore presenta offerte classificabili come trattenimento. Questo indica che il fenomeno non è limitato a poche ore isolate, ma si manifesta con una frequenza elevata lungo l'intero periodo analizzato.

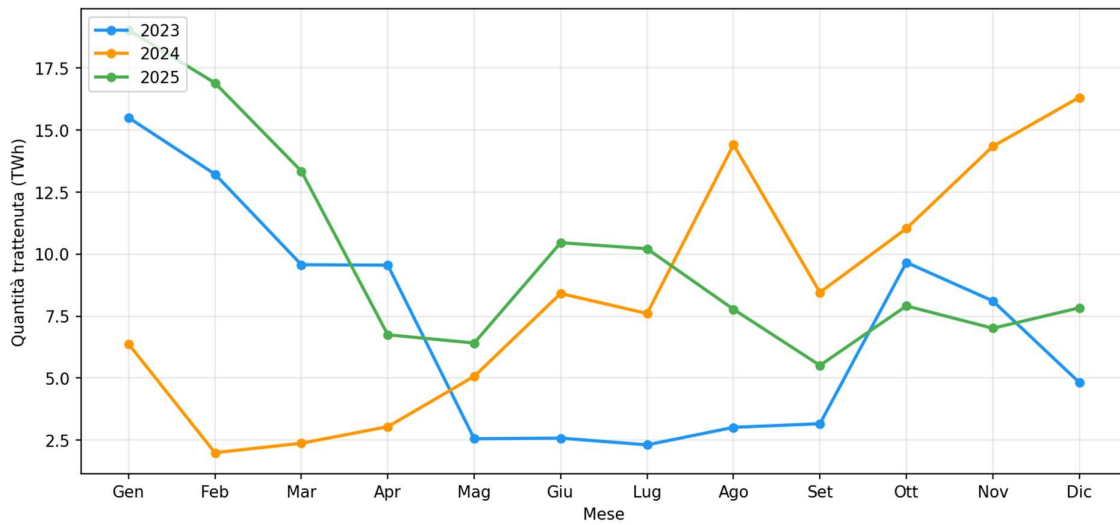


Figura 12: Andamento mensile della quantità trattenuta nel triennio di riferimento (CVS_min).

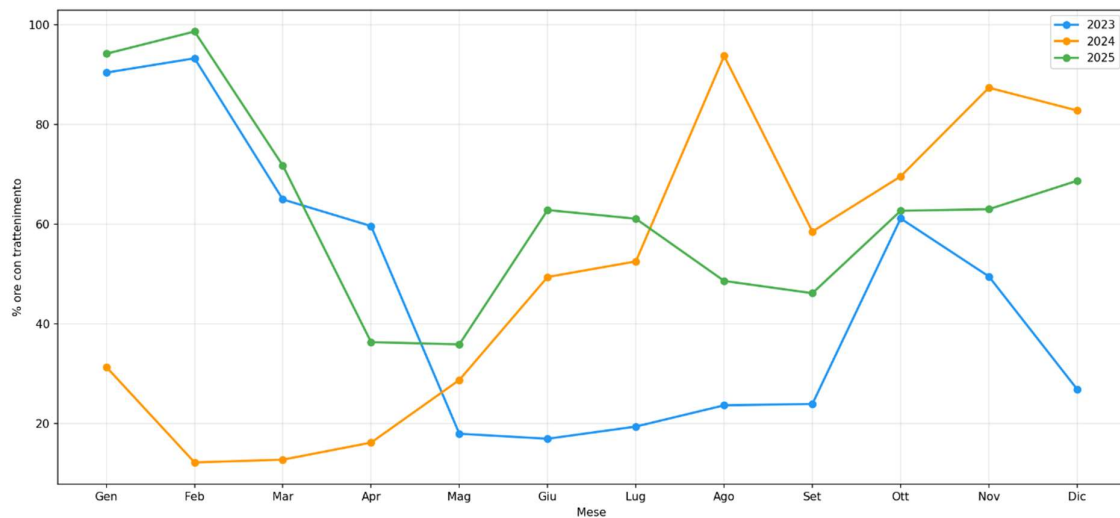


Figura 13: Percentuale di ore con trattenimento di riferimento per mese (CVS_min).

5.5.2. Distribuzione per operatore

Operatore	2023 (TWh)	2024 (TWh)	2025 (TWh)
1	24,5	37,2	43,3
2	17,3	16,7	22,1
3	5,7	7,7	8,1
4	8,1	6,8	8,1
5	6,7	6,8	5,5

Figura 14: Quantità trattenute per i primi 5 operatori per *capacity withholding*.

I primi due operatori sono responsabili di circa la metà della quantità trattenuta complessiva, un dato che riflette sia la loro dimensione, essendo tra i maggiori generatori, sia profili di offerta coerenti con strategie di *withholding*.

5.5.3. Distribuzione per zona

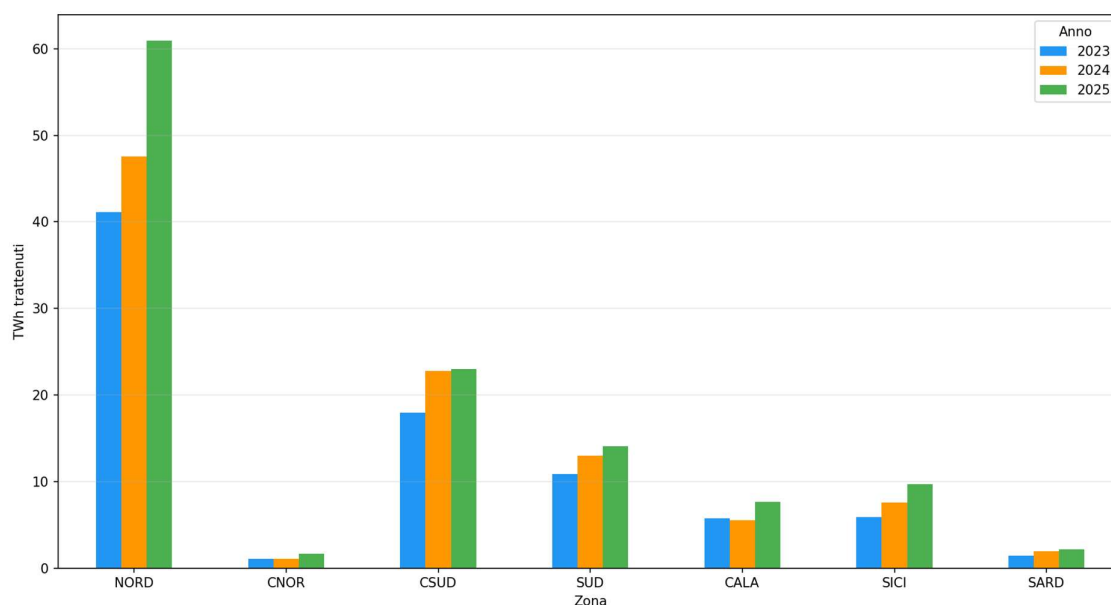


Figura 15: Quantità trattenuta per zona nel triennio 2023-2025.

La zona NORD concentra la maggiore quantità trattenuta in termini assoluti (circa 61 TWh nel 2025, scenario CVS_min), coerentemente con le dimensioni del mercato settentrionale. Seguono le zone CSUD (23 TWh), SUD (14 TWh) e SICI (10 TWh). Le zone CALA e CNOR,

pur con HHI elevati, hanno volumi assoluti inferiori dovuti anche alla minore dimensione del mercato locale.

5.5.4. Trattenimento per tecnologia

L'analisi disaggregata per tecnologia (Tabella 15) conferma il ruolo centrale delle centrali a ciclo combinato (CCGT) nel fenomeno del trattenimento. Le unità di produzione sono state catalogate incrociando anagrafiche parziali con il dataset a disposizione.

Tecnologia	2023 (TWh)	2024 (TWh)	2025 (TWh)
CCGT	32,2	43,5	47,5
Eolico	0,3	0,1	0,1
Solare	0,0	0,0	0,0
Altro (incl. non classificato)	30,0	30,0	34,5

Tabella 15: Quantità trattenuta per tecnologia nel triennio di riferimento (CSV_min).

Le CCGT rappresentano circa il 58 % della quantità trattenuta totale, ma la loro quota è probabilmente sottostimata perché la categoria *Altro* include unità di generazione non classificate, molte delle quali risultano essere CCGT in base all'analisi comportamentale. Il trattenimento delle CCGT è in forte crescita: da 32,2 TWh nel 2023 a 47,5 TWh nel 2025 (+48%).

Per il 2023-2024, i dati ARERA ufficiali indicano un trattenimento CCGT di 53,6 TWh (2023) e 60,6 TWh (2024), valori superiori a quelli qui riportati. La differenza è attribuibile al fatto che ARERA dispone dell'anagrafica completa degli impianti, che consente di classificare correttamente tutte le unità, mentre la presente analisi si basa su una classificazione parziale delle unità a tecnologia sconosciuta.

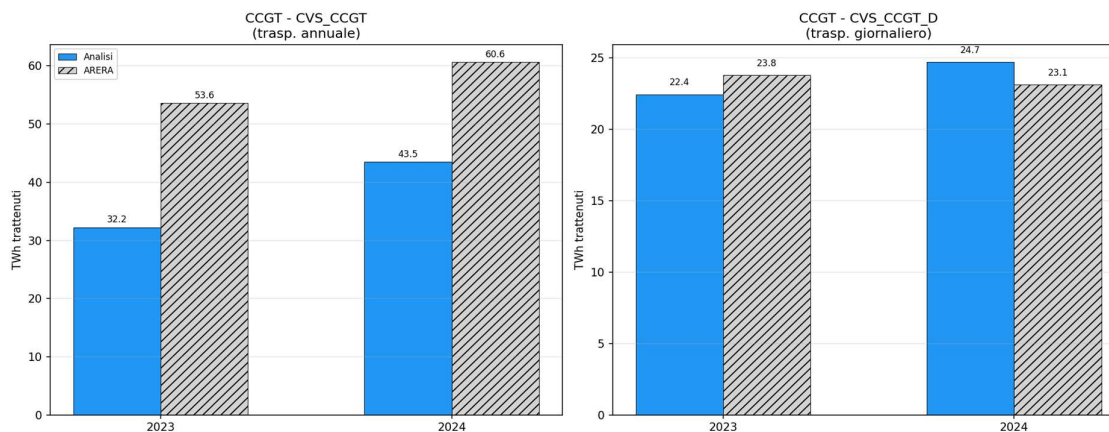


Figura 16: Confronto tra i nostri risultati e i dati ARERA per il trattenimento CCGT.

5.6. Classificazione comportamentale delle unità produttive

5.6.1. Metodologia di classificazione

Poiché l'anagrafica ufficiale degli impianti non è pubblica, una quota significativa di unità produttive risulta classificata come "SCONOSCIUTO" o "AGGREGATO_DI" nel dataset. Per ciascuna di queste unità, è stata sviluppata una classificazione *ex post* basata sul profilo comportamentale dell'offerta, confrontandolo con i dati ricavati dalle unità per cui è stata possibile identificare la tecnologia di generazione.

Tecnologia	N. unità	Prezzo medio	Std prezzo	% of-ferte < 0	% of-ferte 0-10	% of-ferte 100-150	% of-ferte > 500
CCGT	127	125,9	100,5	5,3	25,5	21,3	0,5
Eolico	231	79,6	227,3	6,1	78,9	2,5	2,2
Solare	25	24,9	73,6	16,6	75,6	1,7	0,6
Idroelettrico	500	84,7	38,2	5,3	50,5	9,9	0,0
Biomassa	6	16,7	35,6	11,8	68,6	5,9	0,0
Geotermico	26	6,4	6,5	6,0	88,3	2,1	0,0

Tabella 16: Statistiche descrittive delle offerte nel Mercato del Giorno Prima per tecnologia di generazione.

Le CCGT si distinguono per un prezzo medio elevato (125,9 €/MWh). Le rinnovabili (eolico, solare, geotermico) concentrano la maggior parte delle offerte nella fascia 0-10 EUR/MWh, coerentemente con il loro costo marginale prossimo a zero. L'idroelettrico presenta un profilo intermedio.

Classificazione stimata	Numero unità	Quantità totale (TWh)
Probabile CCGT	209	359,3
Probabile rinnovabile	1.185	193,3
Probabile idroelettrico	45	41,5
Probabile misto	28	31,0
Non classificabile	196	87,5

Tabella 17: Risultati della classificazione comportamentale.

La classificazione comportamentale ha consentito di assegnare una tecnologia probabile a oltre l'80% delle unità a tecnologia ignota. Le 209 unità classificate come *probabili CCGT*

rappresentano la quota più rilevante in termini di quantità (359,3 TWh), confermando il ruolo dominante della generazione termoelettrica nel MGP.

5.6.2. Trattenimento delle unità CCGT con riclassificazione comportamentale

Nel 2023, il trattenimento CCGT stimato con la classificazione comportamentale (55,6 TWh) è molto prossimo al valore ARERA (53,6 TWh), con uno scostamento di soli 2 TWh (3,8%). L'anagrafica nota, per confronto, cattura appena il 60% del dato ufficiale, lasciando circa 21 TWh nella categoria residuale *Altro*.

Anno	Anagrafica nota (TWh)	Tecnologia stimata (TWh)	ARERA (TWh)
2023	32,2	55,6	53,6
2024	43,5	68,9	60,6
2025	47,5	75,0	<i>n.d.</i>

Tabella 18: Risultati dell'analisi comportamentale con CSV_min e confronto con ARERA.

Nel 2024, la stima comportamentale (68,9 TWh) supera il valore ARERA (60,6 TWh) di circa 8 TWh (13,7%). Questa sovrastima è plausibilmente dovuta al fatto che la classificazione raggruppa sotto l'etichetta CCGT anche unità a ciclo aperto (turbogas semplici) o altre tecnologie termoelettriche con profilo di offerta simile, che l'ARERA potrebbe classificare separatamente.

Anno	Anagrafica nota (TWh)	Tecnologia stimata (TWh)	ARERA (TWh)
2023	22,4	39,0	23,8
2024	24,7	38,7	23,1
2025	29,5	46,1	<i>n.d.</i>

Tabella 19: Risultati dell'analisi comportamentale con CSV_max e confronto con ARERA.

Nello scenario CVS_max la sovrastima è più marcata, in particolare per il 2024. Questo suggerisce che le unità classificate come probabili CCGT includono una quota di impianti con costi variabili più bassi rispetto alla soglia CVS_max, coerente con la presenza di turbogas a ciclo aperto, il cui rendimento inferiore implica costi più elevati e quindi una maggiore sensibilità alla soglia CVS.

Per il 2025, anno non ancora coperto dalle pubblicazioni ARERA, il test con tecnologia stimata indica un trattenimento CCGT di 75,0 TWh (CVS_min), un incremento del 35% rispetto al 2023 e del 9% rispetto al 2024. Questo dato, in linea con la tendenza crescente osservata nel triennio e coerente con l'aumento della quantità trattenuta totale.

5.6.3. *Trattenimento delle unità rinnovabili con riclassificazione comportamentale*

Il confronto applicato per le unità CCGT può essere esteso anche alle tecnologie rinnovabili, per le quali l'ARERA riporta un trattenimento eolico di 4,8 TWh nel 2023 e 0,8 TWh nel 2024, e un trattenimento solare di 0,13 TWh in entrambi gli anni. I nostri risultati sono tuttavia molto inferiori: 0,7 TWh (eolico stimato, 2023) e 0,001 TWh (solare). La copertura rispetto ai dati ARERA si ferma al 15% per l'eolico e a meno dell'1% per il solare.

Questa divergenza non è imputabile a un difetto della classificazione comportamentale, ma alla natura stessa dell'interazione tra i due metodi. La classificazione comportamentale identifica come rinnovabili le unità che offrono prevalentemente nella fascia 0-10 €/MWh, coerente con il loro costo marginale prossimo a zero. Tuttavia, proprio queste unità vengono quasi sempre accettate dal mercato e pertanto non soddisfano la condizione 3 del test ARERA, ossia che l'offerta sia rifiutata. In altre parole, le rinnovabili correttamente classificate non generano trattenimento, perché il loro profilo di offerta garantisce l'accettazione.

Le unità eoliche che l'ARERA conteggia come trattenute sono, per definizione, quelle che in determinate ore offrono a prezzi superiori al *clearing*, un comportamento atipico per un impianto a costo marginale zero, ma compatibile con strategie di offerta che sfruttano vincoli di rete locali. Nel nostro dataset, queste stesse unità, se a tecnologia ignota, vengono classificate dalla procedura comportamentale come probabili CCGT o come *Altro*, proprio perché il loro profilo di prezzo elevato è indistinguibile da quello di un impianto termoelettrico. Si tratta dunque di un limite intrinseco della classificazione *ex post* basata sui prezzi: un impianto rinnovabile che offre come un termoelettrico viene classificato come tale.

In conclusione, i limiti della validazione vanno riconosciuti. L'assenza dell'anagrafica ufficiale impedisce di verificare la classificazione unità per unità, e la sovrastima nello scenario CVS_max suggerisce che non tutte le unità etichettate come CCGT lo siano effettivamente.

6. Discussione e interpretazione dei risultati

Il Capitolo 5 ha identificato evidenze coerenti con la presenza di trattenimento di capacità nel Mercato del Giorno Prima italiano, con quantità ritirate dal mercato che variano da 84 TWh nel 2023 a 119 TWh nel 2025 (metodologia ARERA con CVS minimo). Parallelamente, l'analisi della struttura del mercato ha rivelato un quadro complesso e apparentemente contraddittorio: a livello nazionale, il mercato *spot* presenta un assetto competitivo (HHI 665-681) con frammentazione della capacità e assenza di operatori dominanti; tuttavia, la presenza di un'elevata quota di contratti bilaterali (20-30% nazionale, fino al 57% in CNOR) riduce la domanda residuale contestata sul MGP, e nel 2025 si osserva una crescita significativa della pivotalità residuale di alcuni operatori chiave.

Questo capitolo si propone di interpretare teoricamente questi risultati empirici, inquadrandoli nel dibattito accademico e regolamentare sul potere di mercato nei mercati elettrici liberalizzati, valutandone la compatibilità con il quadro normativo REMIT, discutendone le criticità metodologiche e delineandone le implicazioni per la regolazione futura del MGP italiano.

6.1. Interpretazione teorica dei risultati empirici

6.1.1. Il ruolo della domanda residuale

L'apparente contraddizione tra una struttura di mercato competitiva a livello aggregato (HHI nazionale 626-681, CR3 36%, oltre 150 operatori attivi) e l'evidenza di trattenimento sistematico di capacità in crescita nel tempo (84 TWh nel 2023, 119 TWh nel 2025) richiede un'interpretazione che vada oltre la semplice lettura degli indicatori strutturali tradizionali.

Questi risultati suggeriscono che gli indicatori strutturali tradizionali, come l'HHI calcolato sulla capacità totale, non sono sufficienti da soli a descrivere il potere di mercato effettivo nel MGP. Come evidenziato dalla letteratura teorica ed empirica sui mercati elettrici, questa capacità è funzione di tre elementi strutturali che interagiscono tra loro:

1. la concentrazione della capacità disponibile sul mercato *price-making*, non sulla capacità totale installata. Nel caso del MGP italiano, il mercato *price-making* è costituito dal mercato *spot*, che esclude i contratti bilaterali;
2. l'elasticità della domanda residuale cui ciascun operatore si confronta. Quando una quota significativa della domanda è già coperta da contratti bilaterali pre-concordati (20-30% a livello nazionale, fino al 52% in CNOR), la domanda residuale contestata sul mercato *spot* è più ristretta e tipicamente meno elastica. Come dimostrato teoricamente da Borenstein e Bushnell (1999), una domanda residuale meno elastica conferisce agli operatori marginali

una maggiore capacità di aumentare i prezzi attraverso trattenimento di capacità, a parità di quota di mercato;

3. La variabilità temporale della concentrazione e della pivotalità. Durante i periodi di picco della domanda, la capacità disponibile è maggiormente utilizzata e la probabilità che singoli operatori diventino pivotali (indispensabili) aumenta.

La crescita della pivotalità nel 2025 coincide temporalmente con la crescita del trattenimento di capacità. Questa correlazione non è casuale: gli operatori che acquisiscono condizioni strutturali di pivotalità hanno incentivi economici maggiori ad adottare strategie di trattenimento, poiché la loro capacità di influenzare i prezzi è maggiore.

6.1.2. Costi opportunità vs manipolazione strategica

L'osservazione di trattenimento sistematico di capacità (offerta accettata inferiore alla quantità conferita) non costituisce di per sé evidenza di manipolazione di mercato. Come riconosciuto dalla stessa *ACER Guidance on REMIT (2024)*, gli operatori possono avere legittime ragioni economiche per non offrire tutta la capacità disponibile, legate a costi opportunità non immediatamente osservabili dall'esterno.

La distinzione cruciale è tra trattenimento strategico finalizzato a influenzare artificialmente il prezzo (*economic withholding*, potenzialmente qualificabile come manipolazione REMIT) e trattenimento razionale dovuto a costi opportunità economicamente giustificabili, che rappresenta un comportamento legittimo. Come evidenziato da Wolak (2007), questa distinzione è empiricamente difficile poiché i costi opportunità sono tipicamente informazione privata dell'operatore, non osservabile dall'esterno. Tuttavia, l'analisi della sistematicità, dell'intensità e dell'eterogeneità del fenomeno può fornire elementi per valutare la plausibilità delle giustificazioni economiche.

L'idroelettrico modulabile rappresenta il caso paradigmatico di trattenimento razionale dovuto a costi opportunità osservabili. ARERA ha escluso dalla quantificazione del trattenimento gli impianti idroelettrici a bacino e a pompaggio, riconoscendo che questi operatori hanno un vincolo intertemporale esplicito: l'acqua invasata ha uno *shadow price* che riflette il valore atteso della produzione futura. Trattenere capacità idroelettrica nelle ore a basso prezzo per utilizzarla nelle ore a prezzo più elevato è una strategia di ottimizzazione razionale, non necessariamente manipolativa, particolarmente quando l'operatore può documentare vincoli fisici o regolamentari.

Per gli impianti termoelettrici, in particolare le CCGT che rappresentano il 58% del trattenimento totale nel triennio, la valutazione della razionalità economica è più complessa.

Tre categorie di costi opportunità sono state avanzate, nella letteratura e nel dibattito pubblico seguito all'indagine ARERA, come possibili giustificazioni del trattenimento.

1. Costi di avviamento e fermata (*start-up/shut-down costs*): le CCGT hanno costi non trascurabili associati all'accensione e spegnimento degli impianti, dovuti a usura meccanica, consumo di gas per il riscaldamento delle turbine e perdite di efficienza durante le fasi transitorie. Un operatore razionale potrebbe preferire non offrire capacità nelle ore a basso prezzo se il margine atteso non copre i *cycling costs*, trattenendo l'impianto spento. Tuttavia, due elementi riducono la plausibilità di questa giustificazione come spiegazione generalizzata del fenomeno osservato:
 - i dal 2024 il MGP ha introdotto le *Complex Block Orders* (CBO), che consentono agli operatori di includere esplicitamente i costi di avviamento nelle offerte multiorarie, rendendo meno necessario il trattenimento come meccanismo surrogato;
 - ii i tassi di trattenimento osservati (40-70% della capacità conferita per alcuni operatori) sono difficilmente giustificabili con la sola ottimizzazione dei *cycling costs*, che tipicamente giustificerebbero trattenimenti più selettivi in ore specifiche.
2. Gestione del rischio di prezzo del gas: le CCGT acquistano gas sul mercato all'ingrosso, il cui prezzo può essere volatile. Un operatore avverso al rischio potrebbe richiedere un premio (*markup*) superiore al costo variabile di breve periodo per coprire l'incertezza sul prezzo futuro del gas, particolarmente in assenza di coperture finanziarie complete. Questo ragionamento ha una base economica razionale, ma si scontra con due evidenze:
 - i il mercato del gas italiano (PSV) ed europeo (TTF) permette la possibilità di *hedging* attraverso contratti *forward* e opzioni;
 - ii i *markup* osservati nella sezione 5.4.4 (100-160 €/MWh rispetto ai CVS stimati) sono di entità difficilmente giustificabile come semplice premio per il rischio in un mercato sviluppato, suggerendo componenti di *markup* strategico.
3. Valorizzazione dell'opzionalità della capacità disponibile: in un mercato con sessioni sequenziali, mantenere capacità disponibile ma non venduta sul MGP conserva il *real option value* di venderla successivamente a prezzi potenzialmente più elevati. Questa giustificazione ha fondamento teorico nella letteratura finanziaria sulle *real options*, ma la sua applicabilità al MGP italiano è limitata: i mercati infragiornalieri hanno liquidità significativamente inferiore al MGP e i prezzi tendono a convergere; il MSD remunera principalmente servizi di bilanciamento, non energia. Di conseguenza, il valore dell'opzionalità è

relativamente basso nel contesto italiano, rendendo improbabile che giustifichi trattenimenti massicci e sistematici.

La valutazione complessiva della plausibilità di queste giustificazioni economiche deve considerare quattro elementi emersi dall'analisi empirica.

1. **Sistematicità temporale:** il trattenimento non è un fenomeno sporadico ma sistematico, presente in oltre il 60% delle ore nel 2025. Costi opportunità come *cycling costs* o gestione del rischio gas giustificherebbero trattenimenti selettivi in ore specifiche, non un pattern così pervasivo.
2. **Intensificazione nel tempo:** il trattenimento è quasi raddoppiato dal 2023 al 2025 (da 84 a 119 TWh), senza cambiamenti fondamentali nei costi di avviamento, nei prezzi del gas o nella struttura dei mercati sequenziali che giustifichino questa escalation. L'unico cambiamento strutturale rilevante è la crescita della pivotalità residuale, coerente con l'ipotesi di intensificazione strategica.
3. **Eterogeneità tra operatori:** esiste una variabilità estrema nei tassi di trattenimento tra operatori, che va dal 10-20% fino al 70%. Questa eterogeneità è difficilmente spiegabile con differenze tecnologiche, dal momento che tutte le CCGT hanno *cycling costs* simili, o di gestione del rischio, poiché tutti gli operatori hanno accesso agli stessi mercati gas, suggerendo che fattori strategici e posizioni di mercato locali giochino un ruolo determinante.
4. **Assenza di trattenimento significativo per le rinnovabili:** impianti solari in particolare, che hanno costi variabili prossimi a zero e potrebbero teoricamente trattenere capacità per valorizzare incentivi o PPA in mercati successivi, presentano trattenimenti trascurabili. Questo suggerisce che la presenza di costi opportunità, e gli incentivi sono un chiaro costo opportunità, non si traduce automaticamente in trattenimento massiccio, a meno che non esistano anche le condizioni strutturali e gli incentivi strategici per esercitare potere di mercato.

In sintesi, l'analisi suggerisce che, mentre l'esistenza teorica di costi opportunità è riconosciuta e potrebbe giustificare trattenimenti selettivi per singoli operatori in ore specifiche, l'evidenza empirica suggerisce che i costi opportunità, pur rilevanti, potrebbero non essere sufficienti da soli a spiegare l'intera entità del fenomeno osservato. La sistematicità, l'intensificazione temporale, l'eterogeneità estrema tra operatori e la correlazione con la crescita della pivotalità residuale sono più coerenti con un'interpretazione che includa componenti di trattenimento strategico.

Tuttavia, è cruciale sottolineare che la determinazione definitiva della natura del trattenimento per ciascun operatore specifico richiede un'analisi individuale caso per caso, che consideri le specificità tecniche degli impianti, i portafogli gas, i contratti di copertura e le condizioni

operative. Questa analisi granulare è precisamente l'oggetto dei procedimenti sanzionatori avviati da ARERA a seguito della *Deliberazione 302/2025/R/eel*, nei quali gli operatori avranno l'opportunità di documentare le proprie giustificazioni economiche specifiche.

6.2. Implicazioni normative e compatibilità con il quadro REMIT

Il Regolamento REMIT vieta la manipolazione dei mercati dell'energia all'ingrosso definendola all'articolo 2(2)(a) come qualsiasi azione che fornisca, o sia suscettibile di fornire, segnali falsi o fuorvianti riguardo all'offerta, alla domanda o al prezzo dei prodotti energetici all'ingrosso. L'articolo 2(2)(a)(ii) specifica che costituisce manipolazione *assicurarsi una posizione dominante riguardo all'offerta o alla domanda di un prodotto energetico all'ingrosso, che abbia, o sia suscettibile di avere, l'effetto di fissare direttamente o indirettamente i prezzi di acquisto o di vendita o di creare altre condizioni di negoziazione non eque*²⁸.

Come chiarito dal REMIT, la qualificazione di un comportamento come manipolazione ai sensi dell'articolo 2(2)(a)(ii) richiede la sussistenza cumulativa di tre condizioni:

1. capacità di influenzare il prezzo: l'operatore deve trovarsi in circostanze specifiche che gli conferiscono la capacità di influenzare il livello dei prezzi. Queste circostanze includono, ma non si limitano a: posizione di pivotalità, controllo di capacità marginale *price-setting*, presenza di congestioni che segmentano il mercato o qualsiasi altra condizione strutturale o temporale che conferisca leverage sui prezzi;
2. assenza di giustificazioni economiche legittime: il comportamento non deve essere giustificabile sulla base di costi marginali, costi opportunità, vincoli operativi, o altre ragioni economiche razionali. L'onere di dimostrare l'esistenza di queste giustificazioni ricade sull'operatore, data la natura di informazione privata dei costi opportunità;
3. intenzionalità o quanto meno consapevolezza: l'operatore deve agire con l'intento, o quanto meno con la consapevolezza, di influenzare artificialmente i prezzi. Nella giurisprudenza europea in materia di diritto della concorrenza, l'intenzionalità può essere inferita dalla sistematicità e persistenza del comportamento, particolarmente quando l'operatore è in condizione di conoscere, o dovrebbe ragionevolmente conoscere, l'impatto delle proprie azioni sui prezzi.

²⁸ Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

La valutazione della compatibilità dei comportamenti osservati nel MGP italiano con questi requisiti richiede un'analisi articolata che consideri il ruolo specifico della domanda residuale come meccanismo di amplificazione della capacità di influenza.

Riguardo al primo requisito (capacità di influenzare il prezzo), l'analisi condotta fornisce evidenza empirica significativa:

- **pivotalità residuale crescente:** la pivotalità sulla domanda residuale conferisce per definizione la capacità di influenzare il prezzo, poiché il sistema non può funzionare senza la produzione dell'operatore pivotale. Questo soddisfa il requisito delle circostanze specifiche richieste dalla *ACER Guidance*;
- **concentrazione zonale significativa su domanda ristretta:** in CNOR, dove la quota bilaterale è del 52%, solo il 48% della domanda è effettivamente contestata sul MGP. Su questa quota ristretta, l'HHI del mercato spot è 1.796-1.890, quindi moderatamente concentrato, e i primi tre operatori controllano il 65-72% della capacità. La combinazione di concentrazione moderata e domanda residua ristretta conferisce agli operatori marginali una capacità di influenza superiore a quella che deriverebbe dalla semplice quota di mercato sul totale;
- **congestioni di rete che segmentano il mercato:** le congestioni riducono la capacità di importazione dalla zona SUD, aumentando la capacità potenziale degli operatori pivotali di influenzare il prezzo di equilibrio. La *ACER Guidance* riconosce esplicitamente le congestioni come 'circostanza specifica' rilevante ai fini della valutazione della capacità di influenza;
- **tecnologie marginali:** le CCGT sono marginali nel 68-71% delle ore nel triennio. Il controllo di tecnologie marginali in condizioni di domanda residua ristretta amplifica la capacità di influenzare il prezzo attraverso trattenimento.

7. Conclusioni

La presente ricerca ha analizzato il ruolo dei comportamenti strategici nel Mercato del Giorno Prima (MGP) italiano, con particolare riferimento al fenomeno del trattenimento economico di capacità produttiva. L'analisi si è collocata nel contesto della progressiva liberalizzazione dei mercati elettrici europei e delle recenti indagini condotte dalle autorità di regolazione, che hanno evidenziato potenziali criticità nel funzionamento concorrenziale del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. L'obiettivo principale del lavoro è stato quello di verificare empiricamente la presenza, l'entità e le determinanti dei comportamenti strategici degli operatori, estendendo temporalmente e approfondendo metodologicamente i risultati dell'indagine conoscitiva condotta da ARERA.

L'analisi empirica, basata su un dataset di oltre 184 milioni di offerte presentate nel periodo 2023–2025, ha consentito di fornire un quadro dettagliato della struttura e del funzionamento del mercato. I risultati mostrano che, a livello aggregato, il mercato presenta caratteristiche coerenti con una struttura moderatamente competitiva, come evidenziato dai valori relativamente contenuti degli indici di concentrazione e dall'elevato numero di operatori attivi. Tuttavia, questa evidenza non esclude la presenza di condizioni favorevoli all'esercizio di potere di mercato in specifiche circostanze, in particolare nei periodi caratterizzati da elevata domanda residuale e limitata capacità disponibile.

In particolare, l'analisi della pivotalità degli operatori ha evidenziato come, nonostante la presenza di un numero significativo di partecipanti, alcuni produttori risultino indispensabili per soddisfare la domanda in determinate condizioni operative. Questa circostanza conferisce loro la possibilità di influenzare il prezzo di mercato attraverso le proprie strategie di offerta. La presenza diffusa di contratti bilaterali contribuisce inoltre a ridurre la quota di domanda effettivamente contendibile nel mercato spot, amplificando la rilevanza strategica degli operatori marginali.

L'applicazione e l'estensione della metodologia sviluppata da ARERA per l'identificazione del trattenimento economico di capacità hanno evidenziato la presenza di comportamenti sistematici riconducibili a strategie di *economic withholding*. Il fenomeno risulta particolarmente rilevante per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato a gas naturale, che svolgono un ruolo centrale nella determinazione del prezzo marginale nel sistema elettrico italiano. L'analisi mostra come tali comportamenti siano concentrati su un numero relativamente limitato di operatori e si manifestino con maggiore frequenza in specifiche condizioni di mercato, caratterizzate da elevata domanda residuale e ridotta concorrenza effettiva.

Dal punto di vista teorico, i risultati ottenuti confermano le principali previsioni della letteratura economica sul potere di mercato nei mercati elettrici. In particolare, emerge come il potere di mercato non dipenda esclusivamente dal livello aggregato di concentrazione, ma anche dalla struttura della domanda residuale, dalla presenza di vincoli di rete e dalla distribuzione della capacità produttiva tra gli operatori. Questi fattori possono determinare condizioni di pivotalità anche in mercati apparentemente competitivi, creando incentivi all'adozione di strategie di offerta non pienamente coerenti con i costi marginali di produzione.

Le evidenze empiriche emerse presentano rilevanti implicazioni per il monitoraggio e la regolazione del mercato elettrico. In particolare, i risultati suggeriscono l'importanza di integrare gli indicatori strutturali tradizionali con strumenti di analisi comportamentale basati sui dati di offerta, al fine di identificare più efficacemente potenziali anomalie nel funzionamento del mercato. Inoltre, la disponibilità di dati granulari e la trasparenza delle informazioni rappresentano elementi essenziali per garantire un efficace controllo del mercato e prevenire possibili distorsioni concorrenziali.

Il lavoro presenta tuttavia alcune limitazioni. In primo luogo, la stima dei costi marginali utilizzati come *benchmark* per l'identificazione del trattenimento si basa su parametri standardizzati, che potrebbero non riflettere pienamente l'eterogeneità delle condizioni operative e contrattuali dei singoli impianti. In secondo luogo, la classificazione tecnologica delle unità produttive, pur migliorata attraverso l'analisi comportamentale, rimane parzialmente limitata dalla disponibilità di informazioni pubbliche.

Nonostante queste limitazioni, la ricerca fornisce evidenza empirica robusta sull'esistenza di comportamenti strategici nel Mercato del Giorno Prima italiano e contribuisce alla comprensione delle dinamiche competitive che caratterizzano il mercato elettrico liberalizzato. I risultati evidenziano come il corretto funzionamento del mercato non dipenda esclusivamente dalla struttura formale della concorrenza, ma anche dalle condizioni operative e dalle strategie adottate dagli operatori.

In conclusione, il mercato elettrico italiano, pur presentando una struttura complessivamente competitiva, manifesta condizioni che possono favorire l'esercizio di potere di mercato in specifiche circostanze. Questo risultato evidenzia l'importanza di un monitoraggio continuo e di un quadro regolatorio efficace, in grado di garantire l'integrità del mercato e la corretta formazione dei prezzi. In un contesto caratterizzato da una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e da profonde trasformazioni strutturali del settore energetico, il rafforzamento degli strumenti di analisi e vigilanza rappresenta un elemento fondamentale per assicurare il corretto funzionamento dei mercati elettrici e la tutela dei consumatori.

Bibliografia

- ACER (2021), High Energy Prices, ottobre 2021.
- ACER (2024), Guidance on the application of REMIT, 6th Edition, dicembre 2024.
- ACER (2025), Key developments in European electricity and gas markets – Monitoring Report, marzo 2025.
- ARERA (2024), Deliberazione 401/2024/R/eel, Avvio di un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nel periodo 2023-2024, 8 ottobre 2024.
- ARERA (2025a), Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, Allegato A alla deliberazione 302/2025/R/eel, 1 luglio 2025.
- ARERA (2025b), Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nel corso del 2024 – Vol. 1, luglio 2025.
- ARERA (2025c), Deliberazione 302/2025/R/eel, 1 luglio 2025.
- Terna (2024), Corrispettivi unitari a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità anno 2025, 17 dicembre 2024.
- Terna (2025), Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico Dicembre 2024, gennaio 2025.
- Baumol, W.J. (1982), "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure", *American Economic Review*, Vol. 72, No. 1, pp. 1-15.
- Boiteux, M. (1960), "Peak-Load Pricing", *Journal of Business*, Vol. 33, No. 2, pp. 157-179.
- Borenstein, S. e J. Bushnell (1999), "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry", *Journal of Industrial Economics*, Vol. 47, No. 3, pp. 285-323.
- Borenstein, S., J. Bushnell e F. Wolak (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", *American Economic Review*, Vol. 92, No. 5, pp. 1376-1405.
- Borenstein, S., J. Bushnell e C. Knittel (1999), "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", *Energy Journal*, Vol. 20, No. 4, pp. 65-88.
- Borenstein, S. e S.P. Holland (2005), "On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices", *RAND Journal of Economics*, Vol. 36, No. 3, pp. 469-493.
- Cambini, C. e L. Lo Schiavo (2025), "Una indagine complicata da spiegare bene. Trattenimento economico di capacità e strategie di offerta nel mercato elettrico italiano", Working Paper, settembre 2025.
- Cramton, P., A. Ockenfels e S. Stoft (2013), "Capacity Market Fundamentals", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2, pp. 27-46.

- Creti, A. e F. Fontini (2019), *Economics of Electricity*, Cambridge University Press.
- Green, R.J. e D.M. Newbery (1992), "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, pp. 929-953.
- Joskow, P.L. (2007), "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity", in D. Helm (ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.
- Joskow, P.L. e J. Tirole (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", *RAND Journal of Economics*, Vol. 31, No. 3, pp. 450-487.
- Klemperer, P.D. e M.A. Meyer (1989), "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty", *Econometrica*, Vol. 57, No. 6, pp. 1243-1277.
- Lovarelli, A. e L. Parisio (2024), "Market Power in Electricity Markets: The Pivotal Supplier Problem", *The Energy Journal*, Vol. 45, No. 3, pp. 87-114.
- Sheffrin, A. (2002), "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index", California ISO Department of Market Analysis, Working Paper.
- Stoft, S. (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press.
- Wolak, F.A. (2000), "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market", *International Economic Journal*, Vol. 2, No. 2, pp. 1-40.
- Wolak, F.A. (2003), "Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000", *American Economic Review*, Vol. 93, No. 2, pp. 425-430.
- Wolak, F.A. (2007), "Quantifying the Supply-Side Benefits from Forward Contracting in Wholesale Electricity Markets", *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 22, No. 7, pp. 1179-1209.
- Wolfram, C.D. (1999), "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", *American Economic Review*, Vol. 89, No. 4, pp. 805-826.