

I prezzi zionali dell'energia elettrica all'ingrosso

Non si rimandino ulteriormente. Alcuni brevi commenti sui cambiamenti previsti

di *Red. Ref.* | www.reforming.it

Dal 1° gennaio 2026 dovrebbe entrare pienamente in vigore la zonazione del mercato elettrico all'ingrosso. Tuti coloro che acquistano sul mercato pagheranno il prezzo della zona elettrica in cui si collocano, che potrà differire da quello di altre zone. Fino a dicembre 2024, pur in presenza di zonazione, gli acquirenti all'ingrosso hanno invece pagato il PUN, il prezzo unico nazionale calcolato come una media ponderata delle prezzi delle varie zone. In realtà, un primo cambiamento si è già verificato da qualche giorno, dal 1° gennaio 2025 quando è partito il periodo di transizione durante il quale gli acquirenti sul mercato all'ingrosso pagheranno, in caso di zonazione, il nuovo PUN del GME, ossia un prezzo zonale “compensato” che dovrebbe far abituare gli operatori alla piena zonazione.

Mentre per un sintetico ma efficace riepilogo del funzionamento del mercato elettrico si rimanda al documento di ARERA “Superamento del prezzo unico nazionale e relativa componente perequativa” (maggio 2024)¹, qui si richiama l'attenzione sull'importanza di dare piena applicazione allo *zonal pricing*. Il cambiamento in programma dal 1° gennaio 2026 è stato sollecitato dalla Commissione europea², perché l'Italia a oggi costituisce un caso unico in Europa, con un rete elettrica che presenta frequentemente vincoli di trasmissione e suddivisione in zone elettriche subnazionali, senza però arrivare a prezzi di acquisto effettivamente differenziati tra zone. Per progredire nell'armonizzazione e nelle integrazione dei mercati elettrici dei vari *Partner Ue*, la Commissione già da tempo chiedeva all'Italia di passare a una configurazione pienamente zonale³.

¹ C'è anche un bella [presentazione scaricabile dal sito dell'Università di Napoli “Federico II”](#) su come GME e TERNA operano per la risoluzione giornaliera del mercato elettrico, sia quando non si verificano vincoli di rete sia quando, a causa di vincoli di rete, il territorio nazionale debba essere ripartito in zone elettriche.

² Si veda anche il recente contributo di Loiacono L., L. Rizzo, C. Stagnaro (2025), “Il mercato elettrico? Meglio se diviso in zone”, su www.lavoce.info.

³ Si veda il [D.Lgs. 210/2021](#), “Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE”.

Il tema è tutt'altro che nuovo e, anzi, data quanto la nascita della Borsa dell'energia italiana nel 2000, che allora era tenuta dal Gestore del mercato elettrico poi è diventato [Gestore dei mercati energetici](#) (con l'aggiunta delle contrattazioni del gas e di altre funzioni). Il modello originario di borsa, quello messo a punto dal *team* di Alberto Pototschnig, Gianni Aruta, Guido Cervigni, Antonio Seneca e gli altri, aveva una piena zonazione senza compensazioni. Veniva previsto che, ogni volta che, per insufficiente capacità di trasporto della rete, in un bacino territoriale il complesso (dei programmi) dei prelievi di energia elettrica da quella porzione di rete fosse superiore al complesso (dei programmi) delle immissioni di energia elettrica che potessero raggiungere quella porzione di rete, quel bacino diventasse una zona elettrica a se stante. Si prevedeva di lasciare libero il prezzo delle zone elettriche, in modo che nelle zone razionate i prezzi di equilibrio tra domanda e offerta fossero superiori a quelli delle zone non razionate⁴.

La logica economica di quella impostazione era chiara. I prezzi più elevati nelle zone a offerta e connessione limitate avrebbero attivato tre effetti:

- stimolato l'ampliamento della generazione interna a quelle zone⁵, anche con ricorso a fonti rinnovabili;
- spinto gli acquirenti in quelle zone a ottimizzare i consumi, riallocandoli tra fasce orarie e giorni della settimana, riducendo gli sprechi, innovando i processi produttivi, migliorando le percentuali di autoproduzione lì dove possibile⁶;
- richiamato l'attenzione dei decisori politici e soprattutto dei cittadini votanti sull'urgenza di migliorare la magliatura e la qualità della rete.

Si decise di usare prudenza e si optò, come si è detto, per il PUN o *uniform-price* lato consumo, lasciando che i produttori ricevessero il prezzo di mercato della zona in cui si collocava il loro punto di immissione in rete, ma facendo pagare a tutti gli acquirenti un prezzo medio nazionale dovunque fosse il loro punto di prelievo⁷. La prudenza era giustificata dal fatto che allora, oltre venti anni fa, una completa zonazione avrebbe penalizzato gli acquirenti nelle Regioni del Mezzogiorno, e comunque avrebbe rappresentato un cambiamento troppo brusco rispetto al funzionamento storico del sistema elettrico (il decreto "Bersani" di liberalizzazione era di soli pochi anni prima, il [DL 79/1999](#)).

Se è condivisibile che allora il modello originario di mercato venisse temperato col PUN, meno spiegabile è che il PUN sia durato quasi un quarto di secolo. Un graduale passaggio alla zonazione completa poteva essere fatto in al più un decennio, e durante tutto questo tempo sarebbero state in azione le convenienze e le pressioni a rinforzare la generazione lì dove sottodimensionata, a ottimizzare i consumi e, soprattutto, ad ampliare e modernizzare la rete interna e di interconnessione

⁴ Con l'energia trasportata dalla zona senza vincoli alla zona razionata che è remunerata al prezzo di equilibrio della prima ma fatta pagare agli acquirenti al più elevato prezzo di equilibrio della seconda. La differenza costituisce la cosiddetta rendita di zonazione e i corrispondenti introiti dovrebbero essere utilizzati per investire e risolvere problemi e insufficienze della rete.

⁵ Con punti di immissione interni alle zone.

⁶ Con punti di prelievo interni alle zone.

⁷ Rispetto al caso di zonazione completa, la rendita di zonazione continua a formarsi, ma ridimensionata perché i prezzi lato acquisto sono livellati, e soprattutto estratta non solo dagli acquirenti nelle zone razionate ma a tutti gli acquirenti in tutte le zone, anche quelle senza problemi di razionamento. Si ricorda che ogni giorno si formano in ogni zona 24 prezzi di mercato, uno per ciascuna ora. In prezzi orari di mercato sono quelli che mettono in equilibrio, ora per ora, il complesso delle immissioni in rete nella zona e il complesso dei prelievi dalla rete nella stessa zona. Nei prossimi mesi dovrebbe entrare in funzione il mercato al quarto d'ora, con 96 prezzi di mercato per ogni zona.

estera. Questo processo si sarebbe svolto durante un lungo periodo in cui i prezzi dell'energia elettrica (e delle materie prima necessarie a produrla) sono rimasti relativamente stabili e senza fiammate come invece si sta verificando da alcuni anni e come è possibile avvenga in futuro.

Va considerato, inoltre, che la graduale risoluzione dei vincoli di rete⁸, che allora avrebbe portato benefici quasi esclusivamente alle Regioni del Mezzogiorno, è un investimento universale per tutti i potenziali utenti di una rete elettrica, sia in immissione (produttori) sia in prelievo (consumatori acquirenti), con riferimento sia a flussi che restino all'interno dei confini nazionali sia a flussi che li varchino in ingresso o in uscita. Questo perché una rete più magliata e di migliore qualità innalza il livello ottenibile di ottimizzazione delle risorse, ampliando le possibilità di trasferire energia elettrica da dove si produce a dove ce ne è bisogno, permettendo di ricorrere alla generazione più efficiente e di alimentare gli utilizzi a maggiore valore aggiunto.

Se quegli interventi fossero stati realizzati appieno e la rete costantemente migliorata in linea con le previsioni dei fabbisogni, a distanza di un quarto di secolo ne avrebbero beneficiato anche le altre parti del Paese e, in particolare, le Regioni del Nord, se si riflette che le zonazioni che si stanno osservando da qualche tempo a questa parte si contraddistinguono per prezzi di mercato all'ingrosso più elevati al Nord che al Mezzogiorno. Rispetto agli anni Duemila, è cambiato che sono aumentate le esigenze di prelievo dalla rete nel Nord, in un contesto globale molto più complesso sul piano geopolitico e quindi energetico, mentre nel Mezzogiorno la domanda è rimasta stagnante o addirittura diminuita, così causando l'inversione del flusso di energia elettrica da Nord->Mezzogiorno e Mezzogiorno->Nord nei limiti delle attuali capacità della rete⁹.

Un quarto di secolo di PUN non ha portato sviluppo al Mezzogiorno ma, anzi, ha sicuramente ridotto, rispetto a uno scenario di zonazione completa, le convenienze ad ampliare la generazione lì disponibile, e ridotto anche le pressioni positive ad ammodernare la rete per interconnettere meglio le varie parti del Paese e, in prospettiva, ridurre al minimo le probabilità di razionamento. Non ha portato sviluppo al Mezzogiorno, ma ha creato problemi per il resto del Paese che adesso, nel nuovo contesto nazionale e internazionale, cominciano a emergere.

Si deve evitare la versione del nuovo millennio della cosiddetta sindrome "A2", l'["Autostrada del Mediterraneo" tra Salerno e Reggio Calabria](#) che, rimasta gratuita da sempre come ipotetico volano di sviluppo del Mezzogiorno, è rimasta anche meno attrezzata, poco interconnessa col resto della

⁸ Progressi sono comunque stati fatti anche se a passo lento. Un esempio su tutti è la tratta [Matera – Santa Sofia](#) che al momento dell'avvio della Borsa elettrica era ancora in costruzione e anche con diversi dubbi sul suo completamento, e che è entrata in funzione alcuni anni dopo a mercato elettrico già avviato. Molto esplicativo il Comunicato stampa di TERNA S.p.A.: *"A 13 anni dall'avvio dei lavori, entra finalmente in funzione la Matera–S. Sofia, la linea elettrica ad alta tensione più lunga d'Italia, che con i suoi 218 Km attraversa Puglia, Basilicata e Campania. Il completamento della linea imprime un'accelerazione allo sviluppo del Mezzogiorno e chiude positivamente uno dei capitoli più lunghi e complessi dello sviluppo delle infrastrutture nel nostro Paese. I lavori avviati da Terna nel 1993, dopo un iter autorizzativo durato 5 anni, e ultimati per oltre il 90% già nel 1995, si erano interrotti in seguito a richieste di modifiche al progetto da parte di alcuni Enti locali. Solo nel 2006 è stato possibile riaprire il cantiere ed ultimare l'opera. La nuova linea rende oggi disponibili 1000 MW di capacità in più ed aumenta la sicurezza e l'efficienza della rete in Basilicata e Campania; elimina alcune congestioni 'sbloccando' la produzione di energia elettrica delle centrali in Puglia e Calabria; permette il pieno utilizzo dei 500 MW di capacità del cavo di interconnessione Italia-Grecia, fino ad oggi sotto utilizzato. Inoltre, una maggiore sicurezza e riduzione delle perdite di rete per circa 250 milioni di kilowattora all'anno". [L'elettrodotto è diventato operativo dal 31 gennaio 2007.](#)*

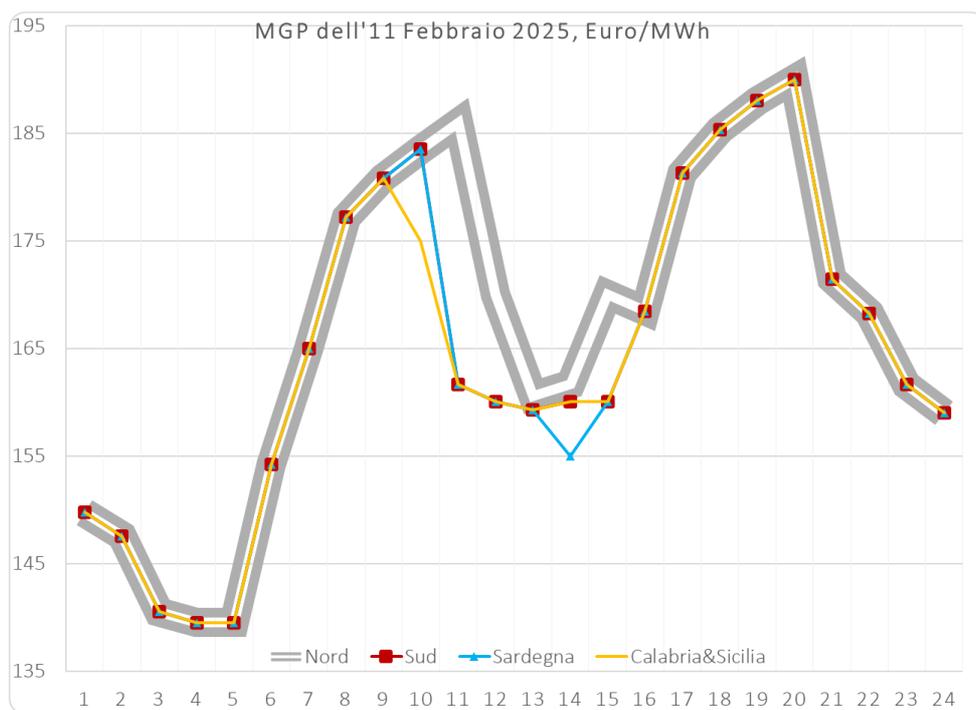
⁹ Sul punto si veda il recente contributo di F. Davò ["Impatto dell'abolizione del PUN sugli esiti del mercato del giorno prima"](#) e il rapporto di RSE (2022), ["Rapporto tecnico relativo all'impatto del passaggio ai prezzi zionali lato consumo e della variazione del mix tecnologico di generazione sui mercati dell'energia elettrica \(secondo l'art.13 del D. lgs. 210/2021\)"](#).

viabilità, senza continuazione sul lato jonico dopo Reggio Calabria ([la statale costiera tra Reggio Calabria e Taranto](#) è stretta, insufficiente e molto pericolosa), senza diramazione verso la costa jonica subito sotto il confine tra Basilicata e Calabria (il progetto, solo su carta e mai realizzato, che negli anni '60 portava il nome di "Autostrada dell'Alto Jonio"). Sarebbe stato molto meglio per tutti, in uscita da quei territori e in entrata, pagarla ma averla e pretenderla di tutt'altra magliatura e qualità.

C'è da augurarsi che il periodo di transizione verso la piena applicazione della zonazione del mercato elettrico non superi i dodici mesi, e che effettivamente dal 1° gennaio 2026 si passi a prezzi di equilibrio zonali superando, dopo il PUN, anche il nuovo PUN del GME. Rispetto ai primi anni Duemila, questa volta toccherà al Nord, alla parte più sviluppata, innovativa ed "europea" del Paese, compiere il passo per dare l'esempio a tutti di come i vincoli non vadano nascosti ma affrontati e risolti. Le rendite zonali serviranno per rafforzare l'interconnessione interna e le connessioni con gli altri Partner UE. Prima o poi questi sforzi serviranno a tutti, compresi gli altri Paesi europei con i quali l'Italia è elettricamente integrata, perché la rete è per definizione un bene tecnologico condiviso. *La noblesse oblige.*

www.reforming.it
mail: [info at refoming.it](mailto:info@refoming.it)
twitter: [refomingit](https://twitter.com/refomingit)

Prezzi orari zonali sul Mercato del giorno prima tenuto dal GME



Fonte: elab. Reforming.it su dati GME