

Perché le bollette dell'energia sono più care in Italia che nel resto d'Europa

2026-06-16 07:00:25 di Tommaso Carboni

URL:<https://forbes.it/2026/06/16/perche-bollette-energia-care-italia-resto-europa/>

Contenuto tratto dal numero di giugno 2026 di Forbes Italia. [Abbonati!](#) Europa, questo mercato unico delle divergenze. **Hormuz** si sente a Milano, molto meno a Madrid. Nel nord Italia, una sera di aprile ancora fresca: un blocco a ciclo combinato si accende per coprire il picco di consumo elettrico. La centrale brucia metano arrivato in tubo dalla Norvegia e dall'Algeria, e fino a poco tempo fa anche in nave dal Qatar, prima che i droni iraniani mettessero fuori uso Ras Laffan, il più grande impianto di liquefazione al mondo. A quasi duemila chilometri di distanza, sopra l'Andalusia, il sole tramonta su campi fotovoltaici intanto che il vento continua a far ruotare le pale eoliche di Tarifa. Stessa Europa, stessa ora, stesso fuso. Eppure il prezzo dell'elettricità all'ingrosso pagato dai consumatori industriali (per le bollette domestiche il divario è più contenuto) racconta due mondi diversi: **in Italia il megawattora viaggia spesso sopra i 100 euro, in Spagna può restare sotto i 40**. Non è un'anomalia di giornata. Sabato 14 marzo, mentre il Pun italiano (il Prezzo unico nazionale, riferimento all'ingrosso del mercato elettrico) superava i 100 euro, il prezzo spagnolo è sceso fino a 14 — un fattore sette, citato da Pedro Sánchez al Consiglio europeo del 17 marzo. I dati Entso-E (l'associazione dei gestori europei delle reti di trasmissione elettrica) mostrano che nelle settimane successive il divario si è normalizzato su un più frequente fattore due o tre, con punte ben più alte nelle ore serali. Il Regno Unito si è mantenuto intermedio, mentre l'Irlanda — dipendente dal gas e povera di interconnessioni — ha registrato livelli tra i più alti d'Europa.

L'effetto Hormuz

Eppure è la stessa calamità a soffiare su tutti: la crisi energetica causata dall'ostruzione dello stretto di Hormuz. La guerra si è tramutata in una gara di resistenza a chi molla per primo. La forza militare Usa è schiacciante. Ma l'Iran ha combattuto con successo una battaglia parallela che l'America non aveva ben anticipato: quella per l'energia. Da Hormuz, in tempi normali, passa, a bordo di navi, il 20% del petrolio e del gas naturale liquefatto del mondo. Bloccando quell'arteria — si è scoperto che basta qualche drone — i Pasdaran hanno messo alle corde l'economia globale. Da fine febbraio, inizio dell'escalation, il Ttf olandese, cioè il valore di riferimento per il prezzo del gas in Europa, è passato da circa 32 euro al megawattora a un picco di 62 a metà marzo, per poi assestarsi in area 44. Il Brent, il benchmark globale per il petrolio, partito da 73 dollari il 27 febbraio, ha superato i 125 a fine aprile. La cosa sorprendente è che questi stessi shock si traducono nel mercato unico europeo in aumenti di bolletta di **intensità molto diversa**. La spiegazione è quasi tutta in un capitolo di microeconomia. Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso si forma a costo marginale: ogni quarto d'ora lo fissa l'ultima centrale necessaria per coprire la domanda. Se quella centrale è una pala eolica o un pannello fotovoltaico, il costo marginale è quasi zero. Se è un reattore nucleare già ammortizzato, resta basso. Se invece è una turbina a gas, il prezzo sale e si muove al ritmo del Ttf. In Italia il gas naturale continua a determinare il prezzo dell'elettricità per circa il 70% delle ore dell'anno, **il valore più elevato del continente**, secondo Confindustria. In Germania l'incidenza è inferiore, in Spagna spesso residuale, in Francia il peso del nucleare riduce drasticamente il ruolo del gas, marginale soprattutto nelle ore di punta più estreme.

Perché l'energia ci costa di più

Da qui una regola empirica che gli analisti conoscono bene: ogni euro in più sul Ttf si trasforma in circa 1,8 euro in più sul megawattora italiano. Il motivo è che un ciclo combinato converte in elettricità circa la metà dell'energia contenuta nel gas, e a questo si aggiunge il costo dei permessi di emissione di CO₂, che continua a pesare. Il prezzo dell'elettricità lombarda reagisce così al rischio iraniano con una sensibilità quasi diretta, mentre quello francese e spagnolo resta molto più disaccoppiato. Persino quando, attraverso le interconnessioni alpine — e l'Italia è uno dei primi importatori netti di elettricità in Europa — arriva energia francese a basso costo, il prezzo interno non si abbassa automaticamente, perché a fissarlo continua spesso a essere la centrale a gas necessaria per la flessibilità del sistema. Si scopre allora che il problema italiano non è il tanto vituperato Green Deal, quanto **anni di scelte poco lungimiranti sul mix elettrico**. La Francia ha continuato a difendere il proprio parco nucleare. La Spagna ha investito massicciamente in rinnovabili, che oggi coprono oltre metà della sua produzione elettrica. L'Italia è rimasta a metà del guado. Il nucleare lo abbiamo dismesso dopo Chernobyl e affossato politicamente una seconda volta con il referendum del 2011, dopo il disastro di Fukushima. Le rinnovabili crescono, ma non abbastanza velocemente. La quota di gas nel mix elettrico italiano resta intorno al 40%, anche perché serve quella flessibilità che le rinnovabili, senza accumuli su larga scala e reti più robuste, non riescono ancora a garantire. La lezione di questi mesi è che un sistema elettrico va poggiato su più gambe possibili.

Il dossier nucleare

Non è un caso che la crisi di Hormuz abbia riaperto in tutta Europa il dossier nucleare. Al summit di Parigi del 10 marzo, mentre il Ttf galleggiava sopra i 50 euro, Ursula von der Leyen ha definito un “errore strategico” aver voltato le spalle all'atomo: nel 1990 il nucleare copriva un terzo dell'elettricità europea, oggi solo il **15%**. La commissione ha annunciato una garanzia da 200 milioni per gli small modular reactor, i piccoli reattori di nuova generazione. Più rapidi e meno costosi, montati in cantiere come una specie di Lego, dovrebbero arrivare sul mercato nel prossimo decennio. Macron ha rilanciato gli Epr2 — la versione semplificata del grosso reattore franco-tedesco di terza generazione — con il nuovo programma energetico adottato a febbraio: sei reattori già pianificati e un'opzione per altri otto, per un costo stimato di oltre 70 miliardi. La Repubblica Ceca ha firmato un contratto chiavi in mano con i coreani di Khnp per due reattori a Dukovany; la Polonia ha depositato la domanda di licenza per tre Ap1000, il modello di punta dell'americana Westinghouse. Svezia e Paesi Bassi hanno approvato i quadri di finanziamento pubblico per i nuovi reattori. Persino la Germania ha riaperto il dibattito, dopo che dell'addio al nucleare aveva fatto una bandiera. E nel frattempo anche la Spagna di Sánchez potrebbe rivedere le sue scelte. Ricava dall'atomo un quinto della propria elettricità, ma il governo guidato dal leader socialista aveva promesso una dismissione totale entro il 2035. Con il blackout dello scorso anno e la crisi aperta da Hormuz, potrebbe seriamente ripensarci. Se non proprio Sánchez, chiunque venga dopo di lui. I gestori della centrale di Almaraz hanno già chiesto una proroga al 2030.

Il piano italiano

E l'Italia che cosa fa? È vero che nel 2011 il 94% degli elettori (l'affluenza fu del 54,8%) votò contro il nucleare, abrogando la legge sul nucleare fatta da Berlusconi. Ma 15 anni dopo il contesto internazionale è davvero cambiato, e potrebbe giustificare un approccio diverso. Il governo Meloni un pochino si sta muovendo: a febbraio dell'anno scorso ha presentato un disegno di legge delega per quello che ha definito “nucleare sostenibile”, cioè i piccoli reattori modulari e l'energia da fusione. Ora tocca al Parlamento approvare la legge delega, in modo che il governo possa a sua volta emettere i decreti attuativi. Realisticamente quali sono i tempi? Per ora si tratta di stabilire un quadro giuridico, ha spiegato il ministro dell'Ambiente, Gilberto Pichetto Fratin; all'incirca il percorso iniziato dalla Polonia nel 2009-2010. Tradotto: anche nello scenario più rapido, **ci vorranno almeno dieci-quindici anni per il primo reattore italiano**. E poi c'è una buona fetta di politica e opinione pubblica che resta legittimamente contraria. L'obiezione più puntuale è sui costi. Si fa notare che le rinnovabili producono elettricità a costi di generazione più bassi del nucleare, un fatto confermato dall'Agenzia internazionale dell'energia. Ma il vantaggio si perde se l'elettricità così ottenuta viene poi venduta al prezzo marginale più alto: per questo si discute così insistentemente di ‘disaccoppiare’ il prezzo dell'elettricità dal gas. Una delle strade più battute in Europa è quella dei contratti a lungo termine — i power purchase agreements e i contratti per differenza — o, in Italia,

l'energy release, che fornisce energia rinnovabile a prezzo calmierato alle imprese energivore. Resta però un problema di fondo: anche volendo espandere al massimo le rinnovabili – e spesso in Italia la gente non vuole: la Sardegna ha dichiarato 'inadatto' il 99% del suo territorio –, sole e vento sono altalenanti, e in alcuni mesi dell'anno il nostro paese è poco coperto. Colmare quei vuoti con soli accumuli e reti ha costi molto elevati, che crescono esponenzialmente oltre certe soglie di penetrazione. La risposta più ragionevole, alla fine, resta sempre la stessa: **un mix equilibrato**.