

Riforma ETS: Domanda giusta, risposte sbagliate

Perché il problema non è il mercato europeo del carbonio ma la proliferazione dei target e degli incentivi

Di Luca Lo Schiavo e Carlo Stagnaro

Luca Lo Schiavo è Senior Regulatory Specialist presso ERRA (Energy Regulators Regional Association). Le opinioni sono espresse solo a titolo personale.

Carlo Stagnaro è Direttore Ricerche e Studi presso l'Istituto Bruno Leoni.

Premessa

Il sistema europeo di scambio delle emissioni (Emissions Trading System o ETS) è lo strumento più importante della politica climatica europea. La sua logica è solida: assegnare un prezzo alle emissioni di CO₂ e lasciare che il mercato individui il modo più efficiente per ridurle. Eppure, nell'aprile del 2026, l'ETS è sotto pressione da tre direzioni contemporaneamente: dalla letteratura accademica, che ne denuncia l'impatto regressivo sui redditi bassi; dai governi nazionali, in particolare quello italiano, che con il DL Bollette ha proposto un meccanismo di neutralizzazione degli effetti sul prezzo dell'energia elettrica; e dalla Commissione europea stessa, che ha appena modificato il principale meccanismo di stabilizzazione del sistema ETS, in risposta alla crisi geopolitica aperta dalla guerra in Iran. Chi lo ritiene responsabile della perdita di competitività europea e dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica ne chiede addirittura la sospensione o l'abolizione.

Contemporaneamente, l'ETS è al centro di diverse prese di posizione della Commissione. Nella Comunicazione AccelerateEU – Energy Union¹ viene anzitutto difeso: senza di esso, afferma la Comunicazione, l'UE consumerebbe oggi 100 miliardi di metri cubi di gas aggiuntivi all'anno, rendendo l'Europa assai più esposta all'attuale shock di prezzi innescato dalla crisi mediorientale.² Dall'altro lato, le proposte prospettive della Comunicazione in materia di ETS invitano a un giudizio più scettico. Il fulcro della sezione ETS è l'annuncio di una proposta legisla-

KEY FINDINGS

- L'ETS è uno strumento di riduzione delle emissioni estremamente efficiente dal punto di vista economico ma rischia di avere impatti sociali e distributivi iniqui;
- Per rispondere a chi ne chiede la sospensione o addirittura l'abolizione, sono state elaborate diverse proposte di riforma: l'adozione di meccanismi compensativi suggerita dagli accademici, la sterilizzazione dell'ETS prevista dal DL Bollette italiano e la riforma della Market Stability Reserve;
- Il Briefing Paper spiega perché queste proposte, pur avendo alcuni meriti, sono insufficienti a risolvere il problema;
- La ragione principale è un difetto di diagnosi: il problema non sta nell'ETS di per sé, ma nella sovrapposizione dell'ETS con altri strumenti quali gli obiettivi vincolanti sulle rinnovabili e, potenzialmente, sull'elettrificazione;
- Il Paper si conclude con alcune indicazioni di policy su come aggiornare l'ETS (con riferimento, tra l'altro, alla MSR, alle quote gratuite e alla determinazione dei benchmark per la loro allocazione) e soprattutto razionalizzare gli strumenti, utilizzare le risorse disponibili e promuovere la concorrenza.

1 COM(2026) 370 final, 22 aprile 2026

2 AccelerateEU, Sezione 2.2 (Protecting consumers and industry from price shocks), p. 5

tiva per una revisione completa del sistema entro luglio 2026, che riguarderà l'aggiornamento dei benchmark tecnici, la Market Stability Reserve (MSR), l'estensione dell'ambito settoriale e il trattamento delle rimozioni di carbonio.³ In parallelo, è stato varato un Quadro temporaneo per gli aiuti di Stato legato alla crisi in Iran (Middle East crisis Temporary State aid Framework – METSAF)⁴, che fissa le condizioni entro cui gli Stati membri possono intervenire sui costi energetici delle imprese. Le analisi che seguono tengono conto di questi sviluppi, pur nella consapevolezza che il quadro normativo di riferimento è ancora in formazione.

La diagnosi alla base di molte delle critiche è corretta: il carbon pricing, nato per facilitare gli interventi di decarbonizzazione al minor costo (e, nella generazione di energia elettrica, per penalizzare la produzione da carbone rispetto a quella da gas) può diventare politicamente insostenibile nei momenti in cui i mercati energetici sono già sotto stress per cause esogene. Ma nessuna delle risposte finora sul tavolo appare del tutto adeguata. La proposta accademica di riformare l'ETS con sussidi mirati e crediti internazionali ripropone in larga parte strumenti già esistenti o operativamente fragili e comunque percepiti come insufficienti. La risposta italiana – il decreto legge Bollette del febbraio 2026 – mobilita miliardi con esiti molto probabilmente assai inferiori a quelli sperati, come argomentaremo più diffusamente. La risposta della Commissione europea – la riforma della Riserva di Stabilità del Mercato del 1° aprile – è tecnicamente ineccepibile, ma è una misura minimalista che non affronta la natura strutturale del problema.⁵

La vera soluzione, argomentiamo, non è né riformare il carbon pricing né neutralizzarne gli effetti: è razionalizzare l'intero sistema di strumenti che si sono sovrapposti in quindici anni di politica energetica italiana ed europea – un'indicazione che il regolatore italiano, oggi ARERA, aveva già fornito al Parlamento nel 2011, che nessuno ha ancora raccolto e che contiene importanti lezioni non solo per l'Italia ma anche per l'Europa.

1. Il meccanismo: come funziona l'ETS e perché la sua logica è corretta

L'ETS è, nella sua essenza, un sistema di razionamento del diritto a inquinare. Ogni anno viene fissato un tetto massimo – il cap – sul totale delle emissioni

3 AccelerateEU, Sezione 3.3 (Boosting investment), p. 15

4 Commissione europea, Middle East Crisis Temporary State Aid Framework, C(2026) 2947 final.

5 Si veda Radovan Āurana, Line Andersen Wendland e Carlo Stagnaro, "Carbon Theatre: Why the EU's MSR Amendment Won't Deliver", Epicenter, Briefing, 29 aprile 2026. 3

di CO₂ dei settori coperti: grandi impianti industriali, produzione di energia elettrica, aviazione intraeuropea e, dal 2024, trasporto marittimo.⁶ Entro quel tetto, le imprese ricevono o acquistano quote di emissione – i cosiddetti EUA, European Union Allowances – e possono scambiarle liberamente. Chi riesce a ridurre le proprie emissioni più del previsto (o è in grado di farlo a un costo inferiore al prezzo di mercato dei certificati) può vendere le quote in eccesso; chi non riesce deve comprarne di aggiuntive. Il tetto si abbassa ogni anno, rendendo le quote progressivamente più scarse e quindi più costose.

L'eleganza (e l'efficienza economica) del meccanismo sta in quello che non prevede: non dice a nessuna impresa come ridurre le emissioni, non prescrive tecnologie e non alloca le riduzioni emissive tra i diversi settori. Si limita a rendere le emissioni costose, lasciando che ogni operatore trovi autonomamente il modo più economico per rispondere e che, attraverso la possibilità di scambiare le quote, i tagli vengano concretamente effettuati dove i costi marginali sono inferiori. In linguaggio economico, il sistema minimizza il costo aggregato di un dato obiettivo di riduzione delle emissioni, distribuendo gli sforzi là dove sono meno onerosi. Questo è ciò che gli economisti chiamano efficienza statica: a parità di risultato ambientale, si spende meno.

Il segnale di prezzo ha anche una funzione dinamica: un costo del carbonio sostenuto e prevedibile nel tempo dovrebbe orientare le decisioni di investimento verso le tecnologie a basse emissioni, rendendo progressivamente obsoleti i combustibili fossili non grazie a divieti amministrativi ma grazie a una struttura di incentivi economici.⁷ È la logica che ha giustificato la scelta europea di puntare sul mercato del carbonio come perno della politica climatica sin dal 2005. Questa è la ragione per cui gli economisti quasi universalmente considerano questi strumenti il modo più appropriato per perseguire gli obiettivi climatici: nell'ambito dei periodici sondaggi tra gli esperti condotti dalla Chicago Booth Business School, l'adesione ai meccanismi di pricing delle emissioni è risultata superiore al 90% degli accademici intervistati.⁸

In vent'anni, il sistema ha prodotto risultati concreti: le emissioni di CO₂ nei

6 Con l'introduzione dell'ETS2, in teoria prevista dal 2027, il meccanismo dovrebbe essere esteso ad altri settori, tra cui i trasporti su gomma, gli edifici e altri settori industriali popolati prevalentemente da piccole e medie imprese. Inoltre, il Carbon Border Adjustment Mechanism – in vigore dal 1 gennaio 2026 – estende l'applicazione di un prezzo alla CO₂ dei prodotti importati, sebbene tale meccanismo sia stato criticato: v. per esempio Carlo Stagnaro, "Europe's Carbon Border Adjustment Mechanism: When Good Intentions Pave a Highway to Hell", Epicenter, Briefing, 23 settembre 2025.

7 Si veda, per esempio, Ruud A. de Mooij, Mr. Michael Keen e Ian W.H. Parry (a cura di), Fiscal Policy to Mitigate Climate Change, Washington, DC: IMF, 2012.

8 <https://kentclarkcenter.org/surveys/carbon-tax/>

settori coperti dall'ETS sono diminuite del 62% tra il 2005 e il 2023, mentre nello stesso periodo l'economia europea è cresciuta. Il prezzo del carbonio — dopo anni di prezzi troppo bassi per essere efficaci, dovuti principalmente a un eccesso strutturale di quote accumulatosi durante la crisi finanziaria del 2008-2012 — ha raggiunto livelli significativi a partire dal 2021: la media annua si è attestata intorno agli 80 euro nel 2022-2023, con picchi superiori ai 100 euro all'inizio del 2023, prima di scendere verso i 65 euro nel 2024 e oscillare tra 60 e 80 euro nel 2025. Un livello comunque sufficiente, nella parte alta di questo intervallo, a orientare le scelte di investimento delle grandi imprese industriali.⁹ Complessivamente, all'ETS viene attribuito un contributo diretto alla riduzione delle emissioni complessive dei settori coperti tra il 14 e il 16 per cento,¹⁰ con effetti particolarmente rilevanti sul settore elettrico¹¹ e sull'innovazione low-carbon¹² e con modesti effetti economici negativi.¹³

Fino a qui, la logica regge. Il problema emerge quando si passa dall'efficienza aggregata all'equità distributiva — cioè quando si smette di chiedersi se il sistema funziona e si comincia a chiedersi chi ne paga i costi.

2. Il difetto strutturale: efficienza non significa equità

Gran parte del costo del carbonio che entra nel prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (o, se è per questo, in altri beni) viene traslato verso il basso lungo la catena: dai produttori ai grossisti, dai grossisti ai fornitori al dettaglio, dai fornitori ai consumatori finali.¹⁴ Una famiglia che paga la bolletta elettrica assorbe il costo del carbonio senza averlo mai incontrato come voce distinta. Lo paga

9 https://economy-finance.ec.europa.eu/trends-carbon-intensity-and-macroeconomic-role-eu-emissions-trading-system_en

10 Jonathan Colmer, Ralf Martin, Mirabelle Muûls e Ulrich J Wagner, "Does Pricing Carbon Mitigate Climate Change? Firm-Level Evidence from the European Union Emissions Trading System", *The Review of Economic Studies*, 2025, 92(3), pp.1625-1660.

11 Ethan Eslahi, Anna Creti e María-Eugenia Sanin, "Mission accomplished? A post-assessment of EU ETS impact on power sector emissions reduction", *Ecological Economics*, 2026, 239, 108784.

12 Jordi Teixidó, Stefano F. Verde e Francesco Nicolli, "The impact of the EU Emissions Trading System on low-carbon technological change: The empirical evidence", *Ecological Economics*, 2019, 164, 106347.

13 Jonathan Colmer, Ralf Martin, Mirabelle Muûls e Ulrich J Wagner, "Does Pricing Carbon Mitigate Climate Change? Firm-Level Evidence from the European Union Emissions Trading System", *The Review of Economics Studies*, 2025, 92(3), pp.1625-1660.

14 Elsa Amaddeo, Angela Stefania Bergantino e Cosimo Magazzino, "Who pays for the EU Emission Trading System? The risk of shifting tax burden from firm to final consumer", *Energy Economics*, 2025, 143, 108240.

nella componente energia, in modo indistinguibile dal costo del gas, dall'ammortamento degli impianti e dal margine del fornitore.

Di conseguenza, questo trasferimento è indifferente al reddito di chi lo assorbe. Una famiglia con reddito elevato e una famiglia con reddito basso pagano all'incirca la stessa componente energetica nella bolletta, a parità di consumi: in proporzione al reddito disponibile la situazione è radicalmente diversa.

La “povertà energetica” è un aspetto la cui misura è poco armonizzata a livello europeo: la mancanza di informazioni essenziali – come l'ammontare della spesa energetica – limitano il confronto tra paesi e la costruzione di un indicatore europeo.¹⁵ In Italia, i dati dell'Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica mostrano che le famiglie nel quintile di reddito più basso destinano in media l'8-9% della propria spesa complessiva ai beni energetici, contro il 3-4% delle famiglie più benestanti.¹⁶

Un prezzo del carbonio che aumenta la bolletta in media del 10% (corrispondente a oltre il 20% della componente energia) pesa quindi più del doppio, in proporzione al reddito, su chi guadagna meno. Questa è la definizione tecnica di regressività fiscale: un onere che, espresso in percentuale del reddito, è inversamente proporzionale alla ricchezza di chi lo sopporta. Non è una caratteristica dell'ETS in particolare: è una proprietà strutturale di qualsiasi strumento di prezzo applicato a beni ad alta intensità energetica. Il carbon pricing è regressivo per costruzione, non per distrazione del legislatore.

Il problema si aggrava quando si considera la capacità di risposta al segnale di prezzo. Il funzionamento teorico del carbon pricing presuppone che i consumatori, di fronte a prezzi più alti per le scelte ad alta emissione, si orientino verso le alternative a basso contenuto di carbonio: auto elettriche, pompe di calore, isolamento termico. Questa sostituzione è possibile per chi dispone di capitale, di un mutuo, di una casa di proprietà su cui intervenire. È strutturalmente preclusa per chi vive in affitto – e non può decidere come riscaldare l'edificio – o per chi abita in zone rurali prive di trasporto pubblico e non ha alternative all'automobile, o per chi non ha risparmi da investire in tecnologie

15 Abreham Adera, Luciano Lavecchia, Raffaele Miniaci e Paola Valbonesi, Un'analisi della povertà energetica nell'Unione europea, *Questioni di Economia e Finanza*, n. 912 <https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/qef/2025-0912/index.html>

16 OIPE – Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica, “La povertà energetica in Italia”, seminario ospitato da ARERA, Milano, 17 dicembre 2025 https://oipeosservatorio.it/wp-content/uploads/2025/12/2025_PE_ITA_2024.pdf. L'OIPE utilizza la metodologia di misurazione adottata dal PNIEC e dall'ISTAT (Rapporto Annuale 2023 e 2024). Vd anche L. Lo Schiavo, Bonus o assegno sociale per l'energia: un sistema da pensare bene, *Quotidianoenergia*, 19 dicembre 2025, <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/526723>

la cui convenienza si manifesta su orizzonti decennali, o ancora per chi vive in immobili storici o comunque con caratteristiche strutturali che ne rendono complessa l'elettrificazione.

Per queste famiglie, il prezzo del carbonio non è un incentivo: è un costo fisso, inelastico, senza via d'uscita. Non genera cambiamento comportamentale se non, nei casi più estremi, la rinuncia al consumo (che a sua volta può avere conseguenze negative sulla salute e il reddito). Genera semplicemente povertà energetica. Anche a livello delle imprese, l'applicazione del costo della CO₂ può determinare un incremento del costo dell'energia che non sempre può essere mitigato, per esempio quando non esistono tecnologie alternative o più efficienti. Specialmente nel caso di prodotti esposti alla concorrenza internazionale, ciò può determinare conseguenze avverse e stimolare le delocalizzazioni, col risultato che le emissioni non vengono ridotte ma semplicemente trasferite in altre giurisdizioni ("carbon leakage").

Questa non è una critica all'ETS come strumento: è una descrizione della sua incompletezza come politica.¹⁷ Un mercato del carbonio senza meccanismi compensativi sottrae risorse alle famiglie e alle imprese con meno capacità di adattamento, senza restituire nulla di visibile a chi ha pagato di più in proporzione. Ed è esattamente questa incompletezza – non l'ETS in sé – che genera la pressione politica per sospenderlo, neutralizzarlo, o riformarlo in modo affrettato. Questo deriva anche dalla scelta politica di utilizzare il gettito derivante dalla vendita dei permessi di emissione per finalità diverse dalla compensazione di coloro (o di alcuni di coloro) che ne sostengono il costo, a dispetto dell'evidenza sull'utilità di forme di compensazione indiretta che, pur mantenendo il segnale di prezzo, preservino il reddito disponibile.¹⁸

3. Tre risposte al problema – tutte inadeguate

Nell'aprile del 2026, la tensione tra l'efficienza del carbon pricing e la sua regressività si manifesta simultaneamente a tre livelli: quello della proposta accademica di riforma, quello della risposta politica nazionale italiana,¹⁹ e quello della risposta istituzionale europea alla crisi energetica. Vale la pena esaminare ciascuna separatamente, perché i loro difetti – pur diversi – hanno una radice

17 James M. Sallee, "Pigou Creates Losers: On the Implausibility of Achieving Pareto Improvements from Efficiency-Enhancing Policies", NBER Working Paper, 2019, 25831.

18 Antonella Rita Ferrara e Ludovica Giua, "Indirect cost compensation under the EU ETS: A firm-level analysis", Energy Policy, 2022, 165, 112989.

19 Nel seguito si fa riferimento all'intervento del Governo con il DL Bollette; ma in Italia c'è anche chi ha proposto di tornare ad aumentare le quote gratuite di emissione: C. Testa, Aumentare i permessi gratuiti di emissione è la via giusta contro gli Ets, Il Foglio, 1 aprile 2026.

comune.

3.1 La risposta teorica: rimedi giusti ma già esistenti o fragili

La letteratura economica che si occupa di equità del carbon pricing converge su due categorie di rimedio. La prima è il riciclo delle entrate: i proventi delle aste ETS vengono restituiti alle famiglie più esposte attraverso trasferimenti diretti, crediti in bolletta, o sussidi per l'accesso alle tecnologie a basse emissioni. La seconda è la cooperazione internazionale: consentire alle imprese europee di acquistare crediti di riduzione delle emissioni realizzati in paesi terzi, moderando la pressione sui prezzi domestici e finanziando la transizione energetica nei paesi in via di sviluppo.

Entrambe le proposte sono condivisibili. Per quanto riguarda l'utilizzo delle risorse derivanti dalla vendita delle quote di emissione, esse sono state generalmente impiegate per finanziare la spesa pubblica in generale, oppure iniziative climatiche in particolare (la Direttiva ETS impone di destinare a tale finalità almeno il 50% del gettito; la legge italiana assegna l'altra metà al Fondo per l'ammortamento del debito pubblico). La nuova proposta di bilancio pluriennale presentata dalla Commissione destina una quota significativa del gettito derivante da ETS, ETS2 e CBAM a diversi fondi per il finanziamento delle tecnologie low carbon o a misure specifiche per le imprese maggiormente esposte alla concorrenza internazionale. Sarebbe, al contrario, preferibile destinare interamente le risorse a garantire la neutralità fiscale dell'ETS.²⁰ Questo consentirebbe di mitigare gli effetti diretti e indiretti dell'ETS, al tempo stesso affidando all'applicazione di un prezzo alle emissioni -e non alla spesa successiva - il compito di orientare investimenti e consumi.

C'è anche un altro aspetto: la letteratura accademica mostra che le difficoltà politiche nel motivare i meccanismi di cap and trade nascono, da un lato, dal fatto che il loro funzionamento appare controintuitivo e, dall'altro, proprio da ciò che altrimenti sarebbe un loro pregio, ossia la visibilità e la trasparenza dei loro effetti.²¹ Di conseguenza è essenziale, per la legittimità dello strumento, rendere evidente che esso influisce sulla composizione dell'offerta di energia (scoraggiando le emissioni) ma ha un impatto limitato sul potere d'acquisto e il reddito disponibile di persone e imprese.

20 Jean-Thomas Bernard e Maral Kichian, "The Impact of a Revenue-Neutral Carbon Tax on GDP Dynamics: The Case of British Columbia", *The Energy Journal*, 2021, 42(3). Si veda anche Davide Rubini, "Reforming Carbon Markets for Justice and Effectiveness: A Compromise Framework for the EU ETS", Policy Paper, Aprile 2026.

21 Chenxi Jiang, Maximiliano Lauletta, Ro'ee Levy, Joseph S. Shapiro e Dmitry Taubinsky, "Understanding Support for Inefficient Environmental Policy Instruments", Energy Institute, Working Paper, 2026, WP 359.

Sulla cooperazione internazionale: l'articolo 6 dell'Accordo di Parigi consente ai paesi firmatari di cooperare nel raggiungimento degli obiettivi climatici attraverso lo scambio di "risultati di mitigazione" – in sostanza, crediti che attestano riduzioni di emissioni ottenute in un paese ma contabilizzate a favore di un altro. Il quadro normativo per questo meccanismo è stato concordato alla Conferenza delle Parti di Glasgow nel 2021 e viene presentato come una base "credibile, se ancora in evoluzione". Questa formula sottostima una realtà difficile.

Il predecessore di questo sistema era il Meccanismo di Sviluppo Pulito del Protocollo di Kyoto, operativo dal 2005 al 2012: le imprese dei paesi industrializzati potevano finanziare progetti di riduzione delle emissioni nei paesi in via di sviluppo e ottenere in cambio crediti da utilizzare per i propri obblighi di compliance. L'esperienza è documentata in modo inequivocabile: una quota significativa di quei crediti – le stime rigorose collocano tra un terzo e oltre la metà – non rappresentava riduzioni aggiuntive, cioè riduzioni che non si sarebbero verificate anche senza il meccanismo.²² In altri termini, il sistema pagava per riduzioni che sarebbero avvenute comunque. Si sono aggiunti problemi di permanenza – foreste accreditate per la cattura di carbonio e poi abbattute – e di governance nei paesi ospitanti.

Il nuovo quadro dell'articolo 6 tenta di correggere queste distorsioni attraverso standard più rigorosi, inclusa la richiesta che ciascun paese ospitante adegui i propri obiettivi climatici nazionali per evitare che la stessa riduzione venga contabilizzata due volte – sia dal paese che ha finanziato il progetto, sia da quello in cui è stato realizzato. Ma alla Conferenza delle Parti di Baku nel novembre 2024, le principali organizzazioni ambientaliste tecnicamente più attrezzate si sono rifiutate di avallare gli standard adottati. Definire questo quadro "operativamente credibile" è un atto di ottimismo che la storia del meccanismo precedente non giustifica.

C'è poi una dimensione ulteriore. Quando un impianto siderurgico europeo acquista crediti internazionali a basso costo invece di investire nell'idrogeno verde in patria, la tonnellata di CO₂ evitata ha lo stesso effetto atmosferico

22 Öko-Institut, w additional is the Clean Development Mechanism? Analysis of the application of current tools and proposed alternatives. Berlin, March 2016 - Study prepared for DG CLIMA (Reference: CLIMA.B.3/SERI2013/0026r) https://climate.ec.europa.eu/system/files/2017-04/clean_dev_mechanism_en.pdf; Tanguy du Monceau and Arnaud Brohé, Baseline Setting and Additionality Testing within the Clean Development Mechanism (CDM), Study on the Integrity of the Clean Development Mechanism, Briefing paper, Study prepared for DG CLIMA (Reference: CLIMA.B.3/ETU/2010/0020r), December 2011, https://climate.ec.europa.eu/document/download/f052bfb8-7bf0-4d72-837f-03e9d9dbeb0b54_en?filename=additionality_baseline_en.pdf

– ma l'apprendimento tecnologico, la creazione di occupazione qualificata, lo sviluppo delle filiere e la leadership industriale che derivano dall'investimento domestico non hanno equivalente. La strategia europea di decarbonizzazione non è solo un esercizio di ottimizzazione ambientale: è un progetto di reindustrializzazione competitiva. Delocalizzare l'abbattimento equivale a delocalizzare anche questo vantaggio.

Infine, le due più recenti evoluzioni nell'architettura del mercato europeo del carbonio sono ancora largamente assenti dal dibattito accademico recente. Il primo è l'ETS2, il nuovo sistema parallelo che entrerà in vigore nel 2027 comprendo edifici e trasporto su strada, con un proprio corridoio di prezzo e un proprio Fondo Sociale dedicato. Il secondo è il Meccanismo di Adeguamento del Carbonio alle Frontiere (CBAM Cross Border Adjustment Mechanism), pienamente operativo dal 2026, che applica un prezzo del carbonio alle importazioni di acciaio, cemento, alluminio, fertilizzanti, elettricità e idrogeno dai paesi privi di sistemi equivalenti di carbon pricing: è lo strumento che dovrebbe eliminare progressivamente le quote gratuite all'industria europea senza esportare emissioni e posti di lavoro verso concorrenti non regolamentati. Ma entrambi questi meccanismi comportano notevoli problemi attuativi e soffrono di serie carenze; ad esempio, le tabelle implementative di CBAM non considerano il peso delle rinnovabili nel prezzo dell'energia dei paesi extra-europei; inoltre l'applicazione del CBAM ai soli prodotti intermedi può paradossalmente incentivare l'import dei prodotti finiti e contemporaneamente danneggiare gli esportatori europei dei beni CBAM, i quali gradualmente perderanno accesso alle quote gratuite di cui oggi godono (tema su cui torneremo brevemente più avanti).

In sintesi, l'utilizzo del gettito delle aste per la CO2 per compensare la perdita di reddito di individui e imprese può essere una parte importante della soluzione, ma da solo non basta perché in ogni caso le politiche di decarbonizzazione hanno un costo macroeconomico ed effetti redistributivi – che possono essere limitati solo in parte – i quali non possono essere ignorati.

3.2 La risposta italiana: miliardi per guadagnare poco

Il Decreto legge n. 21/2026, detto decreto Bollette, approvato dal governo italiano nel febbraio 2026 e recentemente convertito in legge con alcune modifiche, è il caso di studio più istruttivo.

Il meccanismo di base è semplice nell'intenzione e, di fatto, replica il "tope al precio del gas"²³ in vigore nella Penisola Iberica nel 2022-23. Poiché in Italia

23 C. Stagnaro, Un decreto dai presupposti incerti, *lavoce.info*, 2 marzo 2026. <https://lavoce.info/archives/110480/un-decreto-dai-presupposti-incerti/>; Ingmar Schlecht, Jonathan Mühlendorft, Lion Hirth, Christoph Maurer and Anselm Eicke, *The Ibe-*

il prezzo dell'elettricità all'ingrosso è determinato – nella grande maggioranza delle ore – dal costo variabile degli impianti termoelettrici a gas (i cicli combinati a gas naturale, CCGT), abbassare il costo variabile di questi impianti significa abbassare il prezzo di borsa e, di conseguenza, la componente energia in bolletta. Il DL Bollette prevede il rimborso ai produttori termoelettrici di una quota delle tariffe di trasporto del gas naturale e – subordinatamente all'approvazione della Commissione europea – degli oneri ETS pagati per le emissioni di CO₂ generate. Nelle ottimistiche previsioni del governo, che ignora tutti gli effetti di second'ordine e assume pieno trasferimento dello sgravio ai consumatori finali, la riduzione effettiva sarebbe dell'ordine di 12 euro/MWh (di cui 9 per l'ETS e 3 per gli oneri di trasporto gas): un valore significativo, ma probabilmente sopravvalutato. Un'analisi di ICIS²⁴ ha rivisto la stima tenendo conto di tutti gli effetti a catena: riduzione dei prezzi all'ingrosso (nell'ipotesi ottimistica di pieno trasferimento a valle degli "sconti" nel mercato del giorno prima), a cui vanno dedotti il costo dei rimborsi riversato sui consumatori, l'effetto del probabile aumento del prezzo del gas per via della maggiore domanda dei CCGT, l'incremento degli oneri generali Asos per il ridursi del PUN (a causa del meccanismo dei contratti alle differenze), le minori rendite di congestione per Terna da utilizzare a copertura dell'uplift e gli effetti sugli impianti essenziali. Risultato: nel caso passasse solo il rimborso delle tariffe di trasporto gas, il beneficio netto per il sistema secondo ICIS sarebbe di circa 100 milioni di euro – meno di 0,4 euro per ogni MWh consumato. Nel caso passasse anche il rimborso ETS, soggetto a una ben difficile autorizzazione europea, si arriverebbe al massimo circa 600 milioni netti, meno di 2 euro per MWh. In sostanza, il beneficio atteso del decreto – che rappresenta una sfida al disegno europeo dell'ETS – può oscillare tra i 2 e i 12 euro/MWh, vale a dire una percentuale non superiore al 10% del prezzo all'ingrosso dell'energia e del 5% del prezzo finale. Ne vale la pena?

È la dimostrazione quantitativa che il sistema elettrico italiano ha esaurito i gradi di libertà. È talmente caricato di strumenti sovrapposti – l'ETS nel prezzo all'ingrosso, gli oneri Asos negli oneri generali, i Contratti per Differenza sulle rinnovabili, le reintegrazioni per gli impianti essenziali – che non esiste più spazio libero: ogni riduzione di una componente si traduce automaticamente in un aumento da qualche altra parte. Tutto questo senza contare che l'Italia, se per effetto di questo meccanismo il prezzo dell'elettricità scendesse al di sotto dei livelli dei paesi interconnessi, diventerebbe un "esportatore di sussidi",

rian electricity market intervention does not work for Europe, VoxEU CEPR, 29 Aug 2022, <https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe>

24 ICIS, Understanding the Italian Energy Decree: updated insights from joint power-gas modelling, 25 marzo 2026.

finendo per consumare più gas in un momento di estrema scarsità e, peraltro, anche per generare maggiori emissioni. Il precedente spagnolo rafforza questa idea: l'applicazione del tope nel periodo compreso tra giugno 2022 e dicembre 2023 ha causato un incremento dell'uso del gas nella generazione termoelettrica del 25% e un incremento dell'export verso la Francia e verso il Marocco.²⁵ Le interconnessioni della Spagna verso l'estero (escluso il Portogallo) hanno una capacità di trasmissione di circa 3,6 GW (circa il 9% della domanda di picco) contro circa 10 GW dell'Italia (il 16-17% della domanda di picco). ICIS lo conferma nei numeri: se fosse applicata la sterilizzazione dell'ETS, la generazione termoelettrica italiana crescerebbe del 32% rispetto al caso base, tornando a livelli che non si vedevano dal 2008.

La coperta è troppo corta, e stirarla da un lato significa scoprirsi dall'altro. Il meccanismo è preciso: i costi del rimborso si scaricano sui prelievi in bolletta, il minor prezzo all'ingrosso aumenta la domanda di gas italiano (anche potenzialmente destinato all'export) e fa salire il PSV, cioè il prezzo di borsa del gas, i prezzi più bassi comprimono i capture price delle rinnovabili, alzando la quota di sussidio pubblica. Tre vasi comunicanti che si riempiono e si svuotano insieme. Ciò che è peggio è che non si tratta di un difetto imprevedibile del sistema: è la logica conseguenza di una stratificazione di interventi che mirano a coprire (socializzandoli) i costi fissi sostenuti dagli operatori nei vari stadi della filiera.

L'Autorità l'aveva detto – nel 2011. Nel maggio di quindici anni fa ARERA (che all'epoca si chiamava AEEG, Autorità per l'energia elettrica e il gas) presentava al Parlamento una memoria²⁶ in cui avvertiva, con chiarezza quasi profetica, del rischio di sovrapporre due strumenti di decarbonizzazione per la stessa finalità. Il ragionamento era semplice: se l'ETS fa il suo lavoro – rendendo più costosa la generazione fossile e orientando automaticamente il mercato verso le fonti pulite – gli incentivi diretti alle rinnovabili diventano in parte ridondanti rispetto all'obiettivo. E viceversa: se si decide di sostenere le rinnovabili attraverso Conto Energia e aste GSE, il segnale del carbon pricing nel prezzo diventa sovrabbondante (all'epoca i contratti alle differenze non erano ancora entrati a far parte della cassetta degli attrezzi). Usarli entrambi sullo stesso obiettivo significa pagare due volte per il medesimo risultato, accumulando costi non governabili e rendite di posizione per chi trasferisce il costo-opportunità dei permessi sul prezzo finale. Quindici anni dopo, quella struttura è esattamente

25 Hei Kan Lou, Michael G. Pollitt, David Robinson e Angel Arcos-Vargas, "The Iberian exception: What was the cost of distorting electricity markets during the 2021–23 European energy crisis?", *Energy Economics*, 2026, 157, 109288.

26 AEEG, Memoria per l'audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, PAS 12/11, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/11/012-11pas.pdf>

la bolletta italiana: l'ETS nel prezzo dell'energia, gli oneri Asos negli oneri generali. Il DL Bollette vorrebbe agire su uno dei pesi, senza affrontare la struttura che li genera.

Il Consiglio Europeo del 19 marzo 2026 ha reso il paradosso ancora più nitido: nelle stesse conclusioni in cui accenna a misure di alleggerimento del costo del carbonio per il termoelettrico, ribadisce che la riduzione della dipendenza dal gas è l'unica soluzione strutturale.

Il nuovo Middle East crisis Temporary State Aid Framework (METSAF) chiarisce le condizioni entro cui un meccanismo di riduzione dei costi di formazione del prezzo dell'elettricità potrebbe essere considerato compatibile con il mercato interno. Il punto 45 stabilisce che le misure di sostegno al costo del gas per la generazione elettrica possono essere considerati compatibili con il mercato interno solo se rispetto alcuni criteri stringenti:

1. Sono chiaramente definiti e limitati nel tempo;
2. Non hanno impatto sull'ordine di merito né sull'interscambio di energia;
3. Preservano il segnale di prezzo a favore degli investimenti nelle fonti energetiche pulite;
4. Non cancellano gli effetti dell'ETS né usano l'ETS come benchmark;
5. Sono gradualisti nel senso di evitare "scalini" di prezzo;
6. Garantiscono il pieno trasferimento del beneficio ai consumatori finali;
7. Sono finanziati a carico dei soli consumatori che ne beneficiano.

Alcuni di questi criteri non creano particolari problemi al quadro del DL Bollette, ma altri richiedono correzioni non solo di forma ma anche di sostanza. Certamente dovrà essere eliminato il riferimento esplicito all'ETS, ma questa può essere considerata una differenza puramente "nominalistica" (anche se di grande rilevanza politica). Altri interventi dovranno verosimilmente essere più drastici.

La prima differenza riguarda la natura stessa del meccanismo: il punto 45, lettera a), del METSAF richiede che le misure siano chiaramente temporanee. Il meccanismo dell'art. 6 del DL Bollette è invece costruito come regime strutturale, non come risposta temporanea alla crisi di Hormuz. Una misura strutturale avrebbe effetti permanenti sulla formazione e il livello dei prezzi elettrici all'ingrosso; una misura temporanea e decrescente ha un profilo di impatto radicalmente diverso. La sua durata dovrà quindi essere chiaramente limitata e, salvo emendamenti o proroghe, non potrà andare oltre il 31 dicembre 2026.

La seconda riguarda la calibrazione dell'intervento. Il METSAF condiziona l'attivazione del supporto al fatto che il prezzo di mercato del gas superi un benchmark storico identificato dallo Stato membro. La soglia TTF che farebbe scattare il meccanismo non è ancora nota e sarà definita nella negoziazione-

ne caso per caso: potrebbe risultare significativamente più alta di quanto le proiezioni ottimistiche del governo abbiano implicitamente assunto, attivando il sussidio in meno ore dell'anno. Inoltre, l'intervento dovrà essere graduale (quindi prevedere un valore crescente del rimborso in funzione della distanza tra i prezzi del gas e la soglia di riferimento) ed essere concepito in modo da prevenire cambiamenti nell'ordine di merito (comunque improbabili in Italia) e inversioni dei flussi transfrontalieri (che invece, come detto, sono possibili). Questo costringerà il governo a immaginare (e far approvare dal Parlamento, auspicabilmente dopo la negoziazione con Bruxelles) un meccanismo complesso di determinazione del rimborso (al limite, differenziandolo quarto d'ora per quarto d'ora), rendendone assai complicata l'attuazione e imprevedibili gli effetti, con conseguenze non chiare sui mercati a termine, che dovranno scontare un valore ignoto nel futuro.

La terza differenza, infine, ha carattere distributivo. Il punto 45, lettera g) stabilisce che se il costo della misura viene scaricato sui consumatori, solo quelli che beneficiano della misura possono essere chiamati a contribuirne al finanziamento. Questo dovrebbe escludere le esenzioni: difficilmente le imprese energivore potranno essere esentate dal contribuire al finanziamento di un beneficio di cui usufruiscono nella stessa misura delle altre imprese.

Complessivamente, questi cambiamenti potrebbero salvare il meccanismo, ma a un prezzo molto elevato: ridurre drasticamente la durata e l'incidenza, sganciarlo dall'ETS, limitare la possibilità di massimizzare gli aiuti alle imprese energivore (per le quali tuttavia sarà possibile rafforzare le compensazioni indirette per i costi della CO₂) e – aspetto non di poco conto, soprattutto tenendo conto dei tempi necessari – renderne l'attuazione concreta estremamente complessa dal punto di vista regolatorio, incluso il monitoraggio di potenziali abusi.

Il wholesale ingessato. A prescindere dall'entità del beneficio, il DL Bollette prevede – coerentemente con il METSAF – che l'Autorità metta in campo una occhiuta sorveglianza sulla condotta degli operatori in borsa, per garantire che gli “sconti” arrivino integralmente a valle. A tal fine, l'Arera “verifica che i rimborsi” citati “siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati dai medesimi rimborsi”, pena l'obbligo di restituzione da parte del produttore eventualmente maggiorato attraverso sanzioni. Peggio ancora, l'Arera dovrà vigilare che non siano messi in atto comportamenti di “trattenimento economico” della capacità, e adottare dei provvedimenti per prevedere che “con riferimento alle offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima, i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione sono gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione”. Tale norma è del tutto inapplicabile, oltre che probabilmente contraria al diritto europeo perché incide sulla sfera di autonomia che il diritto Ue riserva alle Autorità di regolazione, violando

il principio di indipendenza.²⁷ Superficialmente, questa previsione ricalca quanto stabilito dalle Linee guida dell'Acer sull'applicazione del regolamento Remit (lo stesso sulla base del quale l'Arera ha condotto un'analisi sui mercati all'ingrosso nel 2023/24, da cui sono emerse alcune prime evidenze di potenziali manipolazioni del mercato).²⁸ Il punto è, in primo luogo, che l'Arera già dispone dei poteri di cui ha bisogno per rintuzzare queste condotte (se gli operatori non sono in grado di fornire giustificazioni legittime dei propri comportamenti "sospetti"), proprio in forza del regolamento Remit e delle Linee guida Acer.²⁹ La loro codificazione in una norma nazionale rischia, sul piano giuridico, di creare confusione riguardo alle regole effettivamente applicabili. Ma, soprattutto, un conto è l'approccio del Remit, che subordina l'analisi del trattenimento economico a precise analisi caso per caso, a valle delle quali arriva la verifica sulla coerenza delle offerte presentate con i costi marginali; altra cosa è la pretesa (compiuta dal DL Bollette) di meccanizzare questa analisi, nel tentativo di imporre il pieno trasferimento degli sgravi al mercato di valle.

Il retail ingessato. Allo stesso modo, un'ulteriore misura inserita tramite un emendamento parlamentare nel DL Bollette rischia di produrre effetti duraturi nel mercato al dettaglio. L'articolo 1-quinquies, introdotto in sede di conversione,³⁰ prevede che ARERA definisca entro sei mesi le modalità con cui i venditori al dettaglio di energia elettrica e gas forniscono informazioni sui propri margini di profitto per tipologia di cliente e offerta, con frequenza almeno annuale. L'intenzione dichiarata è la trasparenza. Oltre al livello di granularità richiesto dalla norma, che renderà necessario stabilire criteri complicati (e inutili) per distribuire i costi comuni tra le diverse offerte e tra i diversi tipi di clienti, l'effetto più probabile è l'opposto della concorrenza: rendere la struttura di costo dei venditori osservabile – attraverso gli atti regolatori pubblici, indirettamente dai concorrenti – incentiva la convergenza verso offerte omogenee e scoraggia i nuovi entranti che non vogliono esporre la propria strategia commerciale. Sempre ammesso che una norma del genere non sia rinviata alla Corte costi-

27 F. Donati, DL Energia e Remit, norma incompatibile con il quadro europeo, *Quotidiano Energia*, 16 febbraio 2026

28 Carlo Cambini e Luca Lo Schiavo, "Un'indagine complicata, da spiegare bene. La storia, i presupposti e alcune proposte per i seguiti dell'indagine conoscitiva di ARERA sul trattenimento di capacità nel mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024", *Mercato Concorrenza Regole*, 3/2025, pp.475-527.

29 In particolare, il punto 281 delle linee guida ACER (versione 6.1) prevede che "is to be underlined that the burden of proof lies on the suspected market participant, since it is expected from this person to establish the legitimacy and conformity to accepted market practices of the suspected behaviour".

30 Legge di conversione 10 aprile 2026, n. 49 (pubblicata in G.U. n. 90 del 18 aprile 2026).

tuzionale per violazione dell'art. 41 Cost in tema di libertà d'impresa, oltre che per altri profili.³¹ Oltre tutto, la norma impone di disaggregare i "margini di profitto" distinguendo "per tipologie di cliente o di offerta": al di là del riferimento chiaramente atecnico al concetto di profitto, questa operazione è pressoché impossibile. Da un lato, le offerte cambiano continuamente nel corso dell'anno e quali si rivelino profittevoli oppure no dipende da variabili spesso osservabili solo ex post: per esempio, uno sconto temporaneo può generare un utile solo se il cliente non cambia fornitore alla sua scadenza, o un'offerta a prezzo fisso può determinare un plus o un minus per il venditore a seconda dell'effettivo andamento dei prezzi all'ingrosso. Dall'altro lato, i venditori sostengono molti costi fissi (le spese per la struttura, l'acquisto di coperture finanziarie, il marketing) che difficilmente possono essere imputate sulle singole offerte. Inoltre, ciò rischia di generare una mole immensa di dati – seicento venditori per migliaia di offerte per tipologie di clienti che, anche all'interno di categorie omogenee, possono avere caratteristiche differenti in funzione del livello di tensione e potenza contrattualmente impegnata – che i funzionari dell'Arera concretamente non avranno modo di decifrare.

Un mercato retail che aveva appena completato il passaggio dalla maggior tutela al libero, e che mostra già segnali di scarsa vivacità competitiva, ha bisogno di più concorrenza vera per ridurre i prezzi. La norma rischia di istituzionalizzare la struttura di mercato esistente invece di sfidarla sul piano del valore per il cliente, trasformando la trasparenza in uno strumento di stabilizzazione oligopolistica.

L'opportunità a costo zero che non si è colta. Il paradosso più nitido dell'intero provvedimento non sta in quello che c'è, ma in quello che non c'è. Durante l'iter di conversione in legge, è stato presentato un emendamento (1.028)³² che

31 Francesco Piron, "Margini venditori e DL Bollette: tra ambizioni di trasparenza, dubbi di legittimità e rischi per il mercato", *Quotidiano Energia*, 30 aprile 2026

32 Il testo dell'emendamento era il seguente

Dopo l'articolo 1, aggiungere il seguente:

Art. 1-bis.

(Disposizioni per l'accesso dei sistemi di accumulo residenziali ai mercati all'ingrosso dell'energia)

1. Al fine di consentire l'accesso dei sistemi di accumulo elettrochimico domestici al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, il Ministero delle imprese e del *made in Italy*, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, provvede, con proprio decreto da adottarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, per prevedere l'esenzione dall'applicazione del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22 con riferimento agli strumenti di misura neces-

avrebbe avviato la soluzione a un problema tecnico preciso: i sistemi di misura disponibili a bordo delle batterie residenziali installate con il SuperBonus non hanno le certificazioni richieste per misurare i flussi di carica e scarica, e di fatto non possono essere utilizzati al massimo delle loro possibilità per ridurre i prezzi finali. In Italia esistono oggi circa 11 GWh di accumulo residenziale – batterie domestiche già pagate, già connesse alla rete, già operative – che non possono partecipare ai mercati di flessibilità perché i loro contatori non sono certificati secondo standard scritti quando le batterie residenziali semplicemente non esistevano. L'emendamento ha avuto il parere contrario del Governo e non è passato in sede di conversione. Questa scelta (dettata dai tempi stretti con cui devono essere esaminate centinaia di emendamenti) dovrebbe essere riconsiderata, alla luce del valore che si potrebbe liberare, tanto a favore del sistema quanto a vantaggio dei possessori delle batterie che verrebbero naturalmente remunerati per i servizi forniti. Oltretutto, i sistemi di accumulo residenziale possono contribuire (senza ulteriori oneri) allo sviluppo dell'ambizioso piano di roll out dei sistemi di accumulo ritenuti indispensabili per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili.³³ In sintesi, il decreto è intervenuto in modo spericolato sull'ETS e pochi giorni dopo la sua conversione in legge il quadro europeo evolve in una direzione molto diversa; il decreto sembra aver ignorato le contraddizioni implicite nella politica nazionale ed europea che ha inserito una pluralità di meccanismi sovrapposti; nella versione convertita in

sari al calcolo dell'Energia immessa negativa (EIN) di cui alla delibera 16 marzo 2021, n. 109/2021/R/eel, nei contesti di connessione in bassa tensione. Conseguentemente, entro sessanta giorni dalla data dell'esenzione di cui al periodo precedente, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), in coordinamento con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), provvede ad aggiornare la relativa regolazione e a stabilire adeguati *standard* e presidi affinché gli strumenti di misura nei contesti di connessione in bassa tensione possano fornire i dati richiesti dall'Allegato A.78, del Codice di rete di Terna, approvato con delibera ARERA 28 giugno 2022, n. 285/2022/R/eel, garantendo al contempo l'integrità del sistema. La regolazione, gli standard e i presidi aggiornati dovranno altresì consentire l'utilizzo di strumenti di misura integrati.

- 33 In un recente documento di analisi prospettica del futuro del sistema, la stessa Terna riconosce l'elevato potenziale delle batterie distribuite per la flessibilità del sistema elettrico: "le piccole risorse distribuite che guideranno il processo di progressiva elettrificazione dei consumi finali (auto elettriche, pompe di calore e batterie distribuite) presentano una capacità di accumulo «embedded» (batterie o inerzia termica degli edifici). Questa caratteristica le rende, almeno potenzialmente, particolarmente adatte a fornire servizi di Load Shifting senza impatti significativi sul comfort dell'utilizzatore finale permettendo quindi di svincolare – entro certi limiti - l'uso «naturale» della risorsa da quello per il servizio di flessibilità. Il potenziale teoricamente estraibile nel lungo termine da tali risorse è enorme." Terna, *Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050, 2025*, p. 69.

legge, sono stati aumentati i controlli in modo parossistico sul segmento retail senza favorire maggiore concorrenza, e infine non è stata colta l'opportunità di interventi a zero costo che invece potrebbero offrire un sollievo concreto ai prezzi, grazie alla flessibilità.

C'è di più: il decreto commette sul fronte delle regole lo stesso errore che abbiamo descritto in relazione agli strumenti di incentivazione delle rinnovabili e disincentivazione delle emissioni. La moltiplicazione di questi ne vanifica l'efficacia e ne aumenta i costi; allo stesso modo, la proliferazione delle regole e dei controlli non li rende più incisivi, ma più confusi e potenzialmente esposti al contenzioso. Al contrario, rafforzare il market monitoring attraverso REMIT senza toccare una singola voce di bolletta— invece di duplicarne la lettera sacrificandone lo spirito e l'utilità — e consentire di allargare spazi alla flessibilità a costo zero, potrebbero essere misure ben più efficaci³⁴ (anche se certamente la resistenza degli operatori le renderebbe controverse).³⁵

3.3 La risposta europea: tecnicamente intelligente, insufficiente nei fatti

Il 1° aprile 2026 la Commissione europea ha annunciato la prima modifica concreta all'ETS in risposta alla crisi energetica. La proposta segue il mandato

34 Secondo il rapporto finale dell'indagine ARERA sul Mercato del Giorno Prima il potenziale trattenimento di capacità potrebbe valere, in funzione delle ipotesi adottate per il costo variabile di riferimento, fino a 8-9 euro per MWh di riduzione del PUN nel biennio 2023-24 solo per gli impianti a gas, cui si aggiungerebbero da 4,5 (giorni feriali, 2023) a 7,9 (giorni festivi, 2023) euro per MWh per il potenziale trattenimento degli impianti eolici; i corrispondenti valori per il 2024 sono sensibilmente più bassi, rispettivamente 0,7 euro/MWh (giorni feriali, 2023) e 1 euro/MWh (giorni festivi, 2024) (Allegato A alla deliberazione ARERA 302/2025). Per quanto riguarda il valore degli impianti di accumulo residenziali, una simulazione con delta prezzo giornaliero dell'ordine di 80 euro/MWh porta a un vantaggio sistemico di riduzione dei prezzi alla punta dell'ordine di circa 230 milioni di euro/anno, oltre ai vantaggi "privati" per autoconsumo per i titolari. Il vantaggio sistemico è tanto maggiore quanto più elevato è il delta prezzo (medio annuo) tra prezzo minimo e prezzo massimo giornaliero; l'effetto sistemico è quindi amplificato dalla crisi in corso.

35 In tema di manipolazione di mercato per trattenimento di capacità, per una discussione "pacata" degli argomenti pro e contro, si veda Luigi de Francisci e Luca Lo Schiavo, "REMIT e l'indagine ARERA sul mercato elettrico: dialogo immaginario tra un professore e un'avvocata", *Energia* n. 1/2026, p. 50-66. Sui profili di interrelazione tra capacity market e surplus annuale sui mercati day ahead, vd anche ACER, *Security of EU electricity supply, 2025 monitoring report*, nov. 2025, e Luca Lo Schiavo, "Come funzionano i capacity market in Europa? Le evidenze dal rapporto ACER, con Italia e Germania a confronto", *greenreport.it* 23 aprile 2026, www.greenreport.it/editoriale/61352-come-funzionano-i-capacity-market-in-europa-le-evidenze-dal-rapporto-acer-con-italia-e-germania-a-confronto

conferito da Ursula von der Leyen al Consiglio europeo di marzo e si concentra su un meccanismo tecnico specifico: la Riserva di Stabilità del Mercato (MSR). Poche settimane dopo, il 22 aprile, è tornata sul tema annunciando ulteriori interventi, nell'ambito della Comunicazione Accelerate EU.

L'intervento sulla MSR. Per quanto riguarda il primo intervento, la MSR è il principale ammortizzatore automatico del sistema ETS. Funziona come una valvola bidirezionale: quando sul mercato circolano troppe quote – cioè quando l'offerta supera la domanda e i prezzi sono troppo bassi per incentivare la decarbonizzazione – la MSR le ritira dalle aste, comprimendo l'offerta e sostenendo il prezzo. Quando invece le quote in circolazione scendono sotto la soglia critica di 400 milioni e i prezzi rischiano di salire in modo destabilizzante, la MSR ne rilascia un contingente aggiuntivo. Il meccanismo è automatico e rule-based: non lascia margine di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri.

Il problema che la proposta affronta è questo: tutte le quote detenute nella MSR in eccesso rispetto a 400 milioni vengono automaticamente invalidate – cioè cancellate in modo permanente. Questa invalidazione automatica era stata introdotta nel 2018 con un obiettivo preciso: evitare che la riserva si accumulasse indefinitamente, garantendo che il sistema mantenesse nel lungo periodo la scarsità strutturale necessaria a sostenere il segnale di prezzo. Il meccanismo aveva già eliminato definitivamente 3,2 miliardi di quote entro il 2024.

La proposta della Commissione è di fermare l'invalidazione automatica: le quote in eccesso rispetto alla soglia di 400 milioni non vengono più distrutte, ma conservate nella riserva come buffer aggiuntivo. L'idea è che questo buffer potrà essere rilasciato in futuro – secondo le regole già esistenti – se i prezzi delle quote dovessero impennarsi, ad esempio per effetto di tensioni geopolitiche come la crisi di Hormuz.

Il contesto in cui si inserisce la misura è importante. La chiusura dello Stretto di Hormuz a seguito del conflitto in Iran ha provocato una violenta impennata dei prezzi energetici globali: le proiezioni della Banca Centrale Europea di marzo 2026 collocano il prezzo del petrolio intorno a 90 dollari al barile e quello del gas intorno a 50 euro per MWh nel secondo trimestre, con revisioni al rialzo rispettivamente del 30% e del 57% rispetto alle previsioni di dicembre 2025. In questo contesto, il rischio concreto era che la volatilità dei mercati energetici si sommasse a una potenziale volatilità del mercato del carbonio – con prezzi ETS elevati che avrebbero amplificato ulteriormente il disagio per industria e famiglie.

La misura della Commissione è la risposta a questo rischio – e alla pressione politica esercitata da diversi governi, tra cui quello italiano, che chiedevano

interventi ben più radicali. La premier Meloni aveva esplicitamente chiesto la sospensione dell'ETS per le centrali elettriche. La risposta di Bruxelles è stata nettamente più conservativa: nessuna sospensione, nessuna riduzione del cap, nessun abbassamento del prezzo nell'immediato – solo la conservazione di un buffer di quote per usi futuri.

La reazione del mercato è stata istruttiva e, in un certo senso, paradossale: dopo l'annuncio, il prezzo delle quote ETS è salito, attestandosi intorno a 74 euro per tonnellata. Il mercato si è rassicurato non perché la misura abbassi il prezzo attuale – non lo fa – ma perché la Commissione ha dimostrato di non voler smontare l'architettura.

La MSR conserva le quote invece di distruggerle: amplia il magazzino disponibile per il futuro, ma non modifica il meccanismo di rilascio già esistente – che prevede l'immissione di quote aggiuntive solo se il prezzo del carbonio raggiunge livelli pari a 2,4 volte la media dei due anni precedenti, una soglia molto elevata. La misura è reversibile, preserva l'integrità del sistema, e compra tempo per la revisione complessiva dell'ETS prevista per luglio 2026. È una misura tecnicamente difendibile, ma non affronta il problema distributivo, non riduce l'onere sulle famiglie nel breve periodo, e non risponde alla domanda su come il sistema si adatterà a un'era di prezzi energetici potenzialmente più alti e volatili. Insomma, non è sufficiente.

In effetti occorre riconoscere che la risposta della Commissione non è limitata solo alla MSR. Il framework temporaneo METSAFpreserva gli obblighi ETS anche per eventuali meccanismi che intervengano sul prezzo dell'energia elettrica, stabilendo alcune condizioni. Ulteriori passi sono attesi nei prossimi mesi secondo le conclusioni del Consiglio europeo di marzo.³⁶ La risposta europea è quindi più articolata di quanto appaia: da un lato preserva l'architettura ETS con più rigore di quanto il governo italiano avrebbe voluto; dall'altro apre spazi sufficienti per non bocciare frontalmente il DL Bollette italiano, a condizione che venga aggiustato in coerenza con le indicazioni della Commissione, che però inevitabilmente ne cambieranno il funzionamento e soprattutto obbligheranno a trasformarlo da intervento strutturale a misura temporanea. Resta una risposta che non affronta il problema distributivo di lungo periodo, non riduce strutturalmente l'onere sulle famiglie vulnerabili, e non scioglie il nodo della stratificazione degli strumenti.

La prossima revisione dell'ETS: cosa sappiamo. Che la Commissione intenda at-

36 Tra queste, avranno rilievo i nuovi standard tecnici emissivi rivalutati per i diversi processi industriali, attesi per luglio. Si veda ad esempio G. Gori, I problema dell'Ets non è lo strumento, ma l'uso. Idee per ripartire, Il Foglio 10 aprile 2026 e M. De Pascale, Ridurre le emissioni con realismo e senza ideologia. Per un nuovo patto europeo tra Italia e Spagna, Il Foglio, 9 aprile 2026

tenuare gli impatti dell'ETS è confermato anche dall'intervento annunciato sui benchmark tecnici, che determinano il volume di quote gratuite assegnate agli impianti industriali. Aniché annunciarne un inasprimento, la Presidente von der Leyen aveva recentemente inquadrato la prossima consultazione come un esercizio che utilizzerà "tutte le flessibilità che il testo giuridico ci consente".³⁷ Tradotto: i benchmark saranno aggiornati, ma con deferenza alle pressioni della competitività industriale. Il contesto rafforza questa lettura. Secondo un'analisi di Bruegel pubblicata nel gennaio 2026, il rischio è quello di penalizzare i first mover che hanno già investito nella decarbonizzazione.³⁸ Complessivamente, le proposte sui benchmark e sulla MSR si leggono come un esercizio di gestione del mercato delle quote di emissione, piuttosto che come un cambio di passo nell'incentivo alla decarbonizzazione.

In relazione alla revisione dei benchmark e al destino delle quote gratuite, è opportuno cogliere una evidenza ben dimostrata da una recente ricerca del Cesisp-Bicocca: in principio un meccanismo di cap and trade serve ad allocare il taglio emissivo dove sono minori i costi (marginali) di abbattimento. Quindi, in astratto, potrebbe generare un esito in cui tutti (o gran parte de) i tagli vengono effettuati in un solo paese e finanziati da installazioni in altri Stati membri. Questa logica sconta però un limite nel fatto che i maggiori o minori costi dell'abbattimento emissivo non dipendono solo dall'efficienza dei singoli impianti, ma anche da condizioni che essi non possono controllare, quali il diverso stadio di maturità tecnologica nei diversi settori o caratteristiche specifiche dei sistemi energetici dei diversi paesi (per esempio il diverso grado di intensità carbonica). Al primo problema si risponde, parzialmente, con la distribuzione di quote gratuite, che dovrebbero compensare proprio i settori con minori prospettive di adattabilità nel breve termine (e maggiormente esposti alla concorrenza internazionale).

Tuttavia, non solo la sostituzione delle quote gratuite col CBAM rischia di neutralizzare questo effetto positivo di correzione di una distorsione implicita nello strumento; anche nella misura in cui le quote gratuite fossero preservate, esse sono stabilite sulla base di benchmark uguali in tutta Europa, che quindi penalizzano – e arriviamo al secondo aspetto – le imprese operanti in paesi caratterizzati da un livello emissivo "di fondo" più elevato. Preservare le quote di emissione gratuite, quindi, non è sufficiente: occorre correggere i benchmark

37 "Statement by President von der Leyen on the impact of the situation in the Middle East on the European Union", 13 aprile 2026, Audiovisual Service of the European Commission, <https://audiovisual.ec.europa.eu/en/media/video/1-287383>

38 T. Mramor e S. Tagliapietra, "Europe's emissions trading system is an ally, not an enemy, of industrial competitiveness", Bruegel Analysis 03/2026 <https://www.bruegel.org/analysis/europes-emissions-trading-system-ally-not-enemy-industrial-competitiveness>

per fare in modo che essi riflettano l'efficienza interna dei diversi impianti, ma non riflettano condizioni al di fuori del loro controllo.³⁹

L'elemento più innovativo è la Industrial Decarbonisation Bank, dotata di 100 miliardi di euro e accompagnata da un Investment Booster finanziato da 400 milioni di quote ETS.⁴⁰ La garanzia esplicita di accesso per gli Stati membri a basso reddito costituisce una clausola di solidarietà significativa – sebbene resti aperta la questione di come la nozione di “Stati membri a basso reddito” sarà definita nelle norme di attuazione. La povertà energetica e l'esposizione industriale ai costi del carbonio non sono distribuite uniformemente all'interno dei paesi: le regioni più povere degli Stati membri più ricchi – il Mezzogiorno italiano, parte della Germania orientale, solo per fare due esempi importanti ma non esaustivi – rischiano di restare escluse da un meccanismo di cui, nella pratica, hanno bisogno anche se le medie nazionali non sembrano suggerirlo.

Più in generale, la strategia energetica complessiva della Comunicazione sembra poggiare su una tensione di fondo che resta irrisolta: l'elettrificazione viene presentata come la risposta strutturale alla dipendenza dai combustibili fossili, eppure il mix di fonti sottostante alla produzione elettrica non si trasforma nelle tempistiche di una risposta di crisi. Con l'elettricità che nel 2024 rappresentava solo il 23,4% del consumo finale di energia⁴¹, e con gas e petrolio (gasolio) ancora dominanti nel riscaldamento, nell'industria e nei trasporti, l'accelerazione dello sviluppo delle rinnovabili – per quanto auspicabile – offre un sollievo limitato nell'arco di mesi: si tratta di una traiettoria pluriennale, vincolata alle infrastrutture. Le stesse cifre della Comunicazione sono eloquenti: dal 2021 l'UE ha installato circa 260 GW di capacità rinnovabile, producendo risparmi di gas equivalenti a circa il 5% delle importazioni annue a livello EU.⁴² Non trascurabile, ma certamente non risolutivo in una crisi. Non solo: sebbene in generale sia vero che l'elettrificazione comporta maggiore efficienza e minori emissioni, non tutti i settori sono ugualmente elettrificabili. Nelle industrie hard to abate – come il cemento, l'acciaio, il vetro, la ceramica, i trasporti aerei e i trasporti pesanti – le tecnologie alimentate dall'energia elettrica non sempre sono tecnicamente o economicamente disponibili su larga scala. Questo non ha un impatto solo sugli effetti delle politiche climatiche tra i diversi comparti industriali, ma anche sugli Stati membri, in quanto la diversa specializzazione produttiva può avere conseguenze rilevanti: per esempio, i paesi in cui il settore

39 Massimo Beccarello, Giacomo Di Foggia e Bakary Jammeh, ETS Functioning and Directions for Mechanism Improvement, Cesis, Report, 2026.

40 AccelerateEU, Sezione 3.3 (Boosting investment), p. 15-16

41 AccelerateEU, Sezione 3.1 (Accelerating the shift to homegrown clean energy and electrification), p. 9

42 AccelerateEU, Sezione 3.1 (Accelerating the shift to homegrown clean energy and electrification), p. 8

manifatturiero produce ancora una porzione rilevante del Pil possono trovarsi più in difficoltà rispetto a quelli che hanno un'economia più terziarizzata, senza che questo aspetto possa essere colto dai criteri citati. Inoltre, pensare di poter affrontare questi problemi di trasformazione industriale unicamente attraverso trasferimenti monetari rischia di esporre le politiche a forti contraccolpi politici e sociali, come in parte sta accadendo anche in Italia.

La lacuna di AccelerateEU. Forse la lacuna regolatoria più rilevante della Comunicazione riguarda le tariffe di rete. E' annunciata a breve (maggio 2026) una proposta legislativa su oneri di rete e tassazione energetica – con l'obiettivo di ridurre le barriere per le industrie ad alta intensità energetica e per le famiglie vulnerabili, e di garantire che l'elettricità sia sistematicamente tassata meno del gas. Si tratta di un intervento sostanziale e potenzialmente rilevante: la tassazione energetica è stata a lungo identificata come una distorsione strutturale che penalizza l'elettrificazione. I precedenti tentativi di revisione dei principi di fondo della tassazione energetica, peraltro assai meno ambiziosi, non hanno finora avuto conseguenze.

Tuttavia, preoccupa che i due argomenti (tariffe di rete e tassazione) siano semplicisticamente accomunati. Per quanto riguarda le tariffe di rete la Comunicazione non fa alcun riferimento al ruolo delle autorità nazionali di regolazione indipendenti nel disegno e approvazione delle strutture tariffarie e nella fissazione dei loro livelli, secondo principi ormai consolidati.⁴³ La capacità dei regolatori di definire tariffe cost-reflective, non discriminatorie e compatibili con la transizione è un prerequisito affinché qualsiasi riforma degli oneri di rete produca gli effetti attesi – e quella capacità dipende, a sua volta, dall'indipendenza istituzionale e dalle risorse dei regolatori stessi.

Lo stesso fatto che si anticipi una "proposta legislativa" in tema di oneri di rete (oltre che di tassazione) potrebbe costituire un elemento di freno all'indipendenza dei regolatori, o persino peggio preconstituire l'obbligo di introdurre soluzioni particolarmente complesse (come le tariffe di rete time-variant anche ai livelli più bassi di tensione) che richiedono verifiche locali sulle congestioni di rete di distribuzione e che pertanto, per il principio di sussidiarietà, non dovrebbero essere imposte con atti unionali ma devono restare appannaggio della regolazione nazionale. Dovrebbero comunque essere lasciate adeguate flessibilità per cogliere le specificità locali, che talvolta si presentano su scala addirittura sub-nazionale.

Quanto invece alla riduzione delle tasse energetiche⁴⁴, non sembra più la vec-

43 CEER, DS WG, Guidelines of Good Practice on Electricity Distribution Network Tariffs, Ref. C16-DS-27-03 Jan.2017 <https://www.ceer.eu/publication/ceer-guidelines-of-good-practice-on-electricity-distribution-network-tariffs/>

44 Nella Sezione 2.2 viene ricordato che la riduzione dell'IVA e delle accise sono stru-

chiarezza della rimozione delle tasse nascoste nelle bollette,⁴⁵ bensì una segmentazione fiscale a favore di imprese energivore e clienti vulnerabili. Anche qui, la fattibilità pratica di tale intervento – come del resto del tentativo gemello di ridefinire l'imposizione sulla base del contenuto energetico delle varie fonti, sotteso alle proposte di revisione sulla direttiva sulla tassazione energetica – è tutt'altro che ovvia.

3.4. Una questione di metodo: evitare incertezza

Le tre risposte esaminate nelle sezioni precedenti condividono difetti sostanziali diversi – strumenti già esistenti spacciati per novità, meccanismi internazionali fragili presentati come operativi, miliardi mobilitati per effetti netti marginali e attraverso enormi complessità operative. Ma condividono anche un difetto procedurale comune che merita di essere indicato esplicitamente, perché ha un costo autonomo, indipendente dal merito di ciascuna misura.

Nel caso del DL Bollette, il decreto è stato emanato prima di verificare la compatibilità con le regole sugli aiuti di stato. Il risultato è che l'articolo 6 dovrà essere riscritto in sede di negoziazione con la DG Concorrenza, in condizioni di emergenza e asimmetria informativa, mentre il decreto è già in vigore, seppure la sua efficacia sia sospesa nelle more dell'accordo con Bruxelles. Nel frattempo, i produttori termoelettrici non sanno se e quanto riceveranno, i consumatori non sanno quanto pagheranno, gli investitori leggono il segnale di prezzo ETS come instabile. Ma vi è una categoria di danno già realizzato che merita attenzione specifica: i contratti PPA stipulati prima dell'emanazione del decreto. Questi contratti di lungo periodo – che il decreto stesso dichiara di voler promuovere – prevedono tipicamente che gli oneri generali di sistema siano passanti. La sterilizzazione dell'ETS, se autorizzata, produce due effetti simultanei su contratti già firmati: riduce il PUN rispetto al livello su cui erano state costruite le stime di prezzo al momento della firma, e al contempo aumenta gli oneri generali attraverso cui viene finanziato il rimborso ai produttori. I contraenti si trovano quindi esposti a un rischio che non potevano prezzare su entrambi i lati del contratto. Promuovere la contrattazione a lungo termine e al contempo introdurre misure che retroattivamente danneggiano i contratti

menti fiscali già immediatamente disponibili agli Stati membri senza necessità di modifiche del quadro legislativo europeo (p.5)

45 Di cui conosciamo purtroppo l'effetto "corto" in paesi a ridotto spazio fiscale come il nostro, per averlo visto in azione dopo il modesto tentativo di fiscalizzare gli oneri generali; mentre paesi come la Germania hanno usato largamente questa leva. Ci permettiamo di rimandare a Luca Lo Schiavo e Carlo Stagnaro, "Adelante con juicio: la fiscalizzazione degli oneri generali di sistema nel settore elettrico", Bilancio Comunità Persona, 1/2024, pp.120-139 <https://dirittoconti.it/articolo-rivista/adelante-con-juicio-la-fiscalizzazione-degli-oneri-general-di-sistema-nel-settore-elettrico/>.

già firmati è una contraddizione che un sistema regolatorio coerente non può permettersi.⁴⁶ La sequenza corretta sarebbe stata inversa: concordare preventivamente con la Commissione il perimetro compatibile, poi emanare il decreto entro quel perimetro. Non è una questione di creatività giuridica – è il rispetto di un processo istituzionale che esiste esattamente per evitare che le misure di emergenza generino incertezza aggiuntiva nel momento in cui ne avremmo di meno bisogno.

La risposta europea non è immune dallo stesso difetto, sebbene in forma diversa. La lettera di von der Leyen al Consiglio europeo di marzo aveva parlato di “incremento della potenza di fuoco della MSR”, creando aspettative di un intervento significativo sui prezzi. La proposta effettiva – eliminare il meccanismo automatico di annullamento delle quote in eccesso rispetto alla soglia di 400 milioni, senza aumentare il buffer disponibile – è stata molto più prudente. Il mercato ha reagito, come osservano Simone Mori e Simona Benedettini, con un lieve rialzo del prezzo ETS: l’opposto dell’effetto atteso.⁴⁷ Questo non significa che la misura sia sbagliata nel merito. Significa che la distanza tra le aspettative create dalla comunicazione politica e la realtà della proposta tecnica è essa stessa una fonte di instabilità, perché costringe gli operatori a riposizionarsi su un benchmark che si è rivelato diverso da quello annunciato.

Le scelte di investimento che dovrebbero rendere il sistema energetico europeo più indipendente richiedono il rispetto della credibilità e stabilità delle regole. Questa credibilità si deteriora rapidamente quando i decreti vengono emanati prima che la loro compatibilità istituzionale sia verificata, o quando le aspettative vengono create da comunicazioni politiche che la proposta tecnica non può soddisfare. Il carbon pricing europeo non ha bisogno solo di essere razionalizzato nei contenuti: ha bisogno di essere gestito con una disciplina procedurale che oggi manca, a livello nazionale e – in misura minore ma non trascurabile – anche a livello europeo.

46 Luca Lo Schiavo, “Redistribuire i costi dell’energia o ridurli? Un’analisi del decreto Bollette”, Greenreport, 19 febbraio 2026, <https://www.greenreport.it/news/nuove-energie/60219-redistribuire-i-costi-dellenergia-o-ridurli-unanalisi-del-decreto-bollette>. Nell’articolo si osserva in particolare che “l’incertezza sulla vicenda ETS pesa come un macigno sui PPA, visto che in genere questi contratti prevedono che gli oneri generali siano passanti. Casomai la Commissione europea dovesse dare l’autorizzazione, i PPA già siglati risulterebbero danneggiati sia perché hanno usato stime che non potevano immaginare la manovra di sterilizzazione dell’ETS dal lato del costo dell’energia, sia perché si ritrovano l’aumento sul lato degli oneri.”

47 Simone Mori e Simona Benedettini, “La riforma dell’ETS: incertezze, paradossi e storiature da curare”, *Quotidiano Energia*, 3 aprile 2026

4. Conclusioni e indicazioni di policy

Il carbon pricing europeo soffre di un problema reale: è uno strumento efficiente ma regressivo, che diventa politicamente insostenibile nei momenti in cui i mercati energetici sono sotto stress. Questa diagnosi è corretta, ed è condivisa da una letteratura accademica ampia e autorevole.

Il problema è che le risposte concrete – a livello accademico, nazionale e istituzionale europeo – sono inadeguate o insufficienti, per ragioni diverse ma convergenti. Propongono strumenti già esistenti come se fossero novità, sopravvalutano la tenuta operativa di meccanismi internazionali ancora in costruzione, spendono miliardi di euro per guadagnarne (forse) centinaia di milioni, e introducono norme di trasparenza che rischiano di soffocare la concorrenza in un mercato che ne ha bisogno.

Il difetto comune è il medesimo: queste proposte, con la parziale eccezione del riutilizzo dei fondi derivanti dalle aste per la CO₂, agiscono sulla superficie del sistema senza affrontare la struttura sottostante. E quella struttura – come ARERA aveva avvertito nel 2011 e come i numeri ICIS del 2026 confermano – è un sistema di strumenti sovrapposti che ha esaurito i gradi di libertà. Di fatto, i diversi meccanismi di supporto degli investimenti per la transizione – sia quelli tecnologicamente neutrali, come l'ETS, sia i differenti obiettivi vincolanti o sussidi per specifiche tecnologie – finiscono per cannibalizzarsi a vicenda, aumentando i costi di sistema e riducendo l'efficienza nell'utilizzo delle risorse.⁴⁸ In un sistema così intricato, ogni intervento puntuale genera controreazioni che ne erodono il beneficio.

Dalle analisi svolte in questo paper emergono sei indicazioni di policy che riteniamo coerenti con una prospettiva di mercato e di efficienza regolatoria.

Prima indicazione – Razionalizzare gli strumenti, non aggiungerne di nuovi. La priorità non è introdurre nuovi meccanismi di compensazione della regressività, ma riconoscere che ETS e incentivi diretti alle rinnovabili inseguono in larga misura lo stesso obiettivo, pagandolo due volte. Una revisione strutturale del sistema di oneri in bolletta – che identifichi le sovrapposizioni, le renda esplicite, e inizi a rimuoverle – varrebbe più di qualunque rimborso puntuale. Questo è il cantiere che la revisione complessiva dell'ETS prevista per luglio 2026 dovrebbe aprire, con il coraggio che finora è mancato.⁴⁹ Invece si discute di nuovi obiettivi vincolanti sull'elettrificazione, che rischiano di rendere tutto

48 Si vedano anche le considerazioni di Massimo Beccarello, Giacomo Di Foggia e Bakary Jammeh, *ETS Functioning and Directions for Mechanism Improvement*, Cesisp, Report, 2026.

49 Su questi temi ci permettiamo di rimandare a Luca Lo Schiavo e Carlo Stagnaro, "Come tagliare la bolletta energetica. Cinque riforme nazionali e una europea", IBL, Briefing Paper, 2025, 209.

ancora più ingarbugliato e costoso.

Seconda indicazione – Usare le risorse delle aste per la CO₂ per rendere l'ETS neutrale rispetto al gettito. La vendita delle quote di emissione ha generato, nel 2025, un gettito complessivo di circa 43,2 miliardi di euro (di cui 2,6 distribuiti all'Italia).⁵⁰ Queste risorse sono andate a programmi europei e nazionali, in parte destinati a finalità coerenti con la transizione, in parte ad altre finalità (per esempio, nel nostro paese la metà dei proventi è destinata per legge all'abbattimento del debito pubblico). Sebbene alcuni di questi programmi siano formalmente finalizzati a compensare i soggetti danneggiati dalle politiche di decarbonizzazione, di fatto essi comportano uno sforzo redistributivo che risponde alle priorità dei policy maker, non alla neutralità dello strumento.⁵¹ Il gettito delle aste andrebbe, al contrario, utilizzato interamente (o almeno prioritariamente) a proteggere il reddito disponibile di famiglie e imprese, per esempio concorrendo al finanziamento della componente Asos della bolletta elettrica – finalità che peraltro, abbassando gli oneri tariffari, sarebbe coerente con gli obiettivi di elettrificazione.

Terza indicazione – Liberare le risorse di flessibilità già disponibili. Gli 8 GWh di storage residenziale installato in Italia sono una risorsa già pagata dai cittadini, già connessa alla rete, già operativa. Impedirne la partecipazione ai mercati della flessibilità per inadeguatezza degli standard di metering è una scelta regolatoria che costa al sistema più di quanto non costi ammetterla. L'adeguamento dei requisiti di certificazione metrologica alla realtà tecnologica del 2026 non è una misura di indulgenza: è un prerequisito per sfruttare risorse che già esistono.

Quarta indicazione – Aprire il mercato retail invece di sorvegliarne i margini. La norma di trasparenza sui margini introdotta dall'articolo 1-quinquies del DL Bollette va nella direzione sbagliata. Un mercato retail che ha appena completato la transizione dalla maggior tutela al mercato libero ha bisogno di più concorrenza, non di più sorveglianza amministrativa. Abbassare le barriere all'ingresso per nuovi operatori, rafforzarne la struttura patrimoniale, facilitare la comparazione delle offerte, ridurre i costi di switching ed evitare il "turismo energetico" in occasione del passaggio allo switch a 24 ore: questi sono gli strumenti che abbassano i prezzi retail in modo strutturale.

Quinta indicazione – Investire nell'integrità del mercato all'ingrosso. Il potenziale di riduzione del PUN attraverso un enforcement REMIT efficace supera

50 GSE, Rapporto aste CO₂ 2025. Monitoraggio del mercato del carbonio, 2026.

51 Al contrario, la nuova proposta di bilancio pluriennale della Commissione europea prevede la destinazione di una quota maggiore del gettito dell'ETS e del CBAM a favore del budget Ue. Si veda Christian Nasulea (a cura di), An Alternative EU Budget, Epicenter, 2026.

il beneficio netto dell'intero DL Bollette. Questo strumento non costa nulla al consumatore, non distorce i segnali di prezzo e non richiede l'approvazione europea. Richiede risorse investigative, coordinamento tra ARERA e ACER, e la volontà politica di trattare il market monitoring come una priorità regolatoria anziché come un'attività di nicchia. L'istituzione della Vigilanza Energetica di ARERA è un primo passo ma molto deve ancora essere fatto in tema di enforcement. Questo strumento non richiede l'approvazione europea, non genera incertezza regolatoria, e non richiede di essere riscritto dopo l'emanazione. È il contrario esatto della storia del DL Bollette.

Sesta indicazione — Sull'ETS europeo: onestà intellettuale sulla Market Stability Reserve. La riforma della MSR del 1° aprile è un aggiustamento tecnico ragionevole, ma non è una risposta alla regressività del sistema né è in grado di produrre alcun effetto prevedibile a breve. L'Articolo 6 dell'Accordo di Parigi è uno strumento promettente, ma la sua operatività dipende dalla soluzione di problemi di governance ancora irrisolti. Presentarli come risposte pronte è un disservizio al dibattito. La revisione complessiva dell'ETS di luglio 2026 — che si annuncia come il momento più significativo di ridisegno del sistema per il prossimo decennio — dovrebbe partire da un'analisi onesta di ciò che esiste già e di ciò che non funziona, a partire dalla revisione dei benchmark e dell'utilizzo delle quote gratuite, prima di proporre ulteriori architetture sovrapposte.

Il carbon pricing europeo non ha bisogno di essere abbandonato ma di essere razionalizzato, anche (forse, soprattutto) evitando eccessive sovrapposizioni con altri strumenti.