

# Energia per competere: prezzi, divari e autonomia strategica nell'Unione europea

Margherita Bianchi\*

- *La crisi dello Stretto di Hormuz del 2026 ha riportato al centro del dibattito europeo il trilemma energetico: sicurezza degli approvvigionamenti, accessibilità dei prezzi e decarbonizzazione non possono essere gestiti separatamente, né affrontati con risposte nazionali disomogenee.*
- *L'Europa sconta un differenziale strutturale di prezzo rispetto ai principali concorrenti: i prezzi industriali dell'elettricità nell'UE nel 2025 erano ancora oltre il doppio di quelli statunitensi e circa il 50% superiori a quelli cinesi, con profondi divari interni tra gli stati membri.*
- *La transizione energetica riduce le dipendenze dai combustibili fossili ma genera nuove vulnerabilità nelle filiere delle tecnologie pulite e delle materie prime critiche, rendendo indispensabile un approccio selettivo e coordinato all'autonomia strategica.*
- *Le politiche industriali europee – dal Clean Industrial Deal all'Industrial Accelerator Act – rappresentano un cambio di passo rispetto al passato, ma restano vincolate da fragilità fiscali, limiti giuridici e frammentazione politica tra gli stati membri.*

JEL Classification: Q37, Q43.

Keywords: prezzi energetici, competitività industriale, trilemma energetico, autonomia strategica, mercato elettrico europeo, tecnologie pulite, materie prime critiche.

---

\* m.bianchi@iai.it, Istituto Affari Internazionali. Le opinioni espresse sono esclusivamente dell'autrice e non impegnano l'istituzione di appartenenza.

## 1. Il trilemma energetico alla prova

A seguito degli attacchi statunitensi e israeliani contro infrastrutture militari e nucleari iraniane, le Guardie della Rivoluzione islamica hanno dichiarato chiuso lo Stretto di Hormuz al traffico commerciale. Attraverso quello specchio d'acqua transitano normalmente circa il 25% delle forniture mondiali di petrolio e il 20% del gas naturale liquefatto globale (GNL), provenienti principalmente da Arabia Saudita, Bahrein, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Qatar e Iran.

La crisi ha innescato un immediato shock sui mercati energetici globali. Il *benchmark* TTF europeo è quasi raddoppiato in poche settimane, in un contesto di stoccaggi ai minimi – appena il 30% della capacità a fine febbraio, dopo un inverno particolarmente rigido<sup>1</sup>.

La vulnerabilità più pronunciata, oltre che sul kerosene, si è confermata sul GNL: con la riduzione dei flussi via Hormuz, la disponibilità globale sul mercato spot si è ristretta, riproponendo lo spettro della competizione con gli acquirenti asiatici per i carichi flessibili che aveva caratterizzato il biennio 2021-2023<sup>2</sup>. Prezzi più alti del gas si sono trasmessi ai prezzi all'ingrosso dell'elettricità, erodendo i margini dell'industria manifatturiera e riaccendendo il dibattito sui sussidi alle imprese.

La risposta degli stati membri è stata, ancora una volta, disomogenea. I governi europei hanno impegnato quasi 10,5 miliardi di euro in misure di emergenza, ma quasi l'80% di questi fondi è consistito in tagli generalizzati alle accise o all'IVA – misure non mirate, contrarie alle raccomandazioni della Commissione europea e della Banca centrale europea<sup>3</sup>. La Spagna da sola ha stanziato quasi la metà dell'intera somma impegnata a livello europeo, mentre altri paesi si sono mossi con ritardo o hanno privilegiato misure settoriali.

Questa risposta frammentata illumina perfettamente la dinamica del trilemma energetico. I tre vertici del trilemma – sicurezza degli approvvigionamenti, accessibilità dei prezzi e decarbonizzazione – non possono essere gestiti separatamente, né affrontati con politiche nazionali non coordinate. Chi ha privilegiato il sollievo immediato attraverso tagli fiscali generali ha agito in contraddizione con l'obiettivo di accelerare la transizione energetica. Chi ha invocato il

---

<sup>1</sup> S&P Global Commodity Insights, "European Gas Price Jumps near Eur70/MWh as Iran War Enters Second Week", 9 marzo 2026, <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/lng/030926-european-gas-price-jumps-near-eur70mwh-as-iran-war-enters-second-week>.

<sup>2</sup> Tagliapietra S., "How Will the Iran Conflict Hit European Energy Markets?", *Bruegel, First Glance*, 2 marzo 2026, <https://www.bruegel.org/first-glance/how-will-iran-conflict-hit-european-energy-markets>.

<sup>3</sup> McWilliams B., Mramor T., Roth A., Tagliapietra S., "2026 European Energy Crisis Fiscal Response Tracker", *Bruegel, Dataset*, 5 maggio 2026, <https://www.bruegel.org/dataset/2026-european-energy-crisis-fiscal-response-tracker>.

rallentamento della transizione ha ignorato che è proprio la dipendenza strutturale dai fossili importati a rendere l'economia europea così esposta agli shock geopolitici. La crisi iraniana, in questo senso, non è soltanto uno shock energetico: è uno stress test del modello europeo di *governance* dell'energia.

## 2. Le vulnerabilità strutturali: prezzi, fiscalità e mix energetico

### 2.1 IL DIFFERENZIALE DI PREZZO CON I COMPETITOR GLOBALI

La crisi iraniana non ha fatto che aggravare distorsioni già presenti. Il differenziale strutturale di prezzo dell'energia tra Europa e principali concorrenti globali rappresenta infatti uno dei problemi più longevi della politica industriale europea. Nel 2025 i prezzi dell'elettricità per le industrie *energy-intensive* nell'UE si collocavano mediamente oltre il doppio rispetto agli Stati Uniti e circa il 50% al di sopra dei livelli cinesi<sup>4</sup>. Un divario che, secondo le proiezioni disponibili, potrebbe restare attorno al 50% anche alla metà del secolo, a causa dei vantaggi strutturali americani in termini di dotazione di risorse energetiche e delle politiche di sostegno industriale cinesi che mantengono i prezzi amministrati al di sotto dei costi di mercato<sup>5</sup>.

Le radici di questo differenziale sono ben note. L'Europa soddisfa attraverso importazioni oltre il 60% della propria domanda di energia, con una dipendenza dalle importazioni di gas naturale che nel 2022 sfiorava il 98%. La rivoluzione dello *shale gas* dall'altra parte dell'Atlantico ha trasformato gli Stati Uniti in esportatori netti: i consumatori americani accedono a gas domestico a prezzi strutturalmente inferiori, senza i costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione che gravano sulle bollette europee.

Il vantaggio cinese ha origini diverse, ma altrettanto strutturali. Pechino combina sussidi diretti all'industria energivora, prezzi amministrati dell'elettricità per i settori strategici e una quota crescente di rinnovabili – in particolare solare ed eolico – costruita in economia di scala a costi che l'Europa non può replicare. A questo si aggiunge un mix generativo ancora largamente basato sul carbone, che abbassa il costo marginale di produzione elettrica a scapito delle emissioni. Il risultato è un prezzo industriale dell'elettricità che rimane strutturalmente inferiore a quello europeo, indipendentemente dalle fluttuazioni dei mercati globali del gas.

---

<sup>4</sup> IEA, *Electricity 2026*, Parigi, 2026, cap. *Prices*. Dati relativi ai consumatori industriali *energy-intensive*, in euro/MWh al netto delle imposte recuperabili, <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/prices>.

<sup>5</sup> Heussaff C., "Decarbonising for Competitiveness: Four Ways to Reduce European Energy Prices", *Bruegel, Policy Brief*, 32/2024, <https://www.bruegel.org/policy-brief/decarbonising-competitiveness-four-ways-reduce-european-energy-prices>.

## 2.2 I DIVARI INTERNI: LA FRAMMENTAZIONE COME PROBLEMA STRUTTURALE

Se il confronto con i paesi terzi rivela un problema di competitività esterna, l'analisi interna all'UE mette in luce una seconda criticità, altrettanto grave: la notevole disomogeneità dei prezzi energetici tra gli stati membri. Nel primo semestre 2025 le imprese italiane hanno pagato mediamente 278 euro/MWh, contro i 242 della Germania, i 183 della Francia, i 171 della Spagna e i 216 della media europea, risultando quasi il 30% più care della media UE<sup>6</sup>.

Il mix di generazione nazionale determina in misura rilevante il costo marginale dell'elettricità: in Francia domina il nucleare, che garantisce prezzi stabili e contenuti; in Spagna un mix equilibrato tra gas, nucleare e rinnovabili produce prezzi competitivi; in Germania la progressiva penetrazione dell'eolico ha ridotto i costi; in Italia il gas naturale copre la grandissima parte delle ore di produzione<sup>7</sup>. Questo meccanismo di *price-setting* basato sul costo marginale del produttore più costoso è il canale principale attraverso cui la dipendenza italiana dal gas si traduce in prezzi strutturalmente più elevati per tutti i consumatori.

Le scelte fiscali nazionali complicano ulteriormente il quadro. Le esenzioni dall'EEG-Umlage per le imprese *energy-intensive* tedesche introducono per esempio effetti di *spillover* sui mercati confinanti che, in assenza di coordinamento europeo, rischiano di trasformarsi in una gara al sussidio tra paesi a diversa capacità fiscale<sup>8</sup>.

Per l'Italia il problema presenta caratteristiche ulteriormente aggravanti, che si stratificano sul costo della materia prima. I costi di rete e dispacciamento sono tra i più alti in Europa: un'impresa con consumi medi (3,7 GWh) sostiene in Italia circa 133mila euro di costi di rete, contro i 78mila della Francia. Sul fronte delle compensazioni per i costi indiretti dell'ETS, la distanza con gli altri stati membri è ancora più marcata: la Germania ha erogato 2,4 miliardi di euro nel 2023, contro i 150 milioni italiani dello stesso anno – un divario che riflette scelte politiche nazionali diverse, differenti specializzazioni industriali, e penalizza in modo sproporzionato le industrie ad alta intensità energetica. A questo si aggiunge una vulnerabilità di natura strutturale diversa: lo spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello tedesco (TTF) si traduce in un costo aggiuntivo stimato in circa un miliardo di euro l'anno per i consumatori italiani, pari a 5-6 euro/MWh<sup>9</sup>.

---

<sup>6</sup> Confindustria News, "Energia, il divario che pesa sulla competitività: in Italia le bollette più alte d'Europa", elaborazioni su dati Eurostat e GME, novembre 2025, <https://www.confindustria.it/news/energia-il-divario-che-pesa-sulla-competitivita-in-italia-le-bollette-piu-alte-deuropa/>.

<sup>7</sup> *Ibid.*

<sup>8</sup> McWilliams B., Sgaravatti G., Tagliapietra S., Zachmann G., "Europe's Under-the-Radar Industrial Policy: Intervention in Electricity Pricing", *Bruegel, Policy Brief*, 01/2024, <https://www.bruegel.org/policy-brief/europes-under-radar-industrial-policy-intervention-electricity-pricing>.

<sup>9</sup> Confindustria News (2025), *op. cit.*

### 3. Vulnerabilità contingenziali e nuove dipendenze nella transizione

La crisi del 2022 ha segnato uno spartiacque. L'Europa ha ridotto le importazioni di gas russo da circa il 45% del totale nel 2021 a meno del 12% nel 2025, sostituendo i volumi mancanti principalmente con LNG americano, gas norvegese, e accelerando il *deployment* di capacità rinnovabile. La quota delle rinnovabili nella generazione elettrica UE è salita dal 41,2% del 2022 al 47,5% del 2024<sup>10</sup>. Questa transizione accelerata ha ridotto la dipendenza dai fossili importati, ma ha anche spostato il baricentro delle vulnerabilità: dalle infrastrutture pipeline verso i mercati spot dell'LNG, per definizione più volatili e soggetti a dinamiche di competizione globale.

Le proiezioni IEA indicano che nell'UE la domanda di gas scenderà di 75 bcm entro il 2035 nello scenario che riflette le sole politiche già adottate, ma le importazioni di LNG cresceranno comunque di 35 bcm per compensare il declino della produzione domestica. Il gas resterà dunque parte integrante della sicurezza del sistema elettrico europeo e per il bilanciamento stagionale degli stoccaggi anche in un sistema ad alta penetrazione di rinnovabili<sup>11</sup>.

Ma mentre l'Europa gestisce ancora questa dipendenza fossile consolidata, la transizione ne sta costruendo di nuove, meno visibili, diverse. Al centro di questa vulnerabilità c'è la Cina, che domina non tanto l'estrazione quanto la fase di raffinazione e lavorazione delle materie prime critiche indispensabili alla transizione energetica e digitale – la parte della filiera più difficile da replicare altrove nel breve periodo. Pechino controlla circa il 50-70% della raffinazione di litio e cobalto, e ben il 90% delle terre rare, e questa concentrazione vale anche per le riserve di cobalto congolese, dove imprese cinesi detengono partecipazioni in 15 delle 19 miniere attive. La dipendenza non è solo commerciale ma anche geopolitica: la Cina ha già dimostrato di essere disposta a usare le materie prime come leva di pressione, bloccando le esportazioni di terre rare verso il Giappone nel 2010 e quelle di grafite verso la Svezia nel 2021, e imponendo restrizioni crescenti su gallio, germanio e terre rare verso gli Stati Uniti.

Occorre tuttavia distinguere tra due tipologie strutturalmente diverse di dipendenza. La dipendenza da combustibili fossili è una dipendenza da flussi: l'interruzione dell'approvvigionamento si traduce in effetti pressoché immediati, come ha dimostrato la chiusura dei gasdotti russi, i cui effetti si sono manifestati nell'arco di giorni. La dipendenza da materie prime critiche è invece una dipendenza da stock: le scorte accumulate lungo la filiera – nei magazzini dei produttori, presso i tra-

---

<sup>10</sup> IEA, *World Energy Outlook 2025*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>.

<sup>11</sup> *Ibid.*

sformatori e gli assemblatori finali – fungono da cuscinetto temporale, diluendo gli effetti di un'eventuale interruzione nell'arco di mesi. Ne consegue che la *weaponization* delle materie prime critiche presenta, strutturalmente, un potenziale di coercizione immediata inferiore rispetto a quello del gas e del petrolio.

A peggiorare il quadro, la domanda europea è destinata a esplodere nei prossimi decenni – con aumenti previsti che vanno da 5-6 volte per neodimio e disprosio, fino a 14-26 volte per grafite e litio entro il 2050 – rendendo ancora più acuta una dipendenza già oggi difficile da gestire. La fragilità è tale che, come dimostra il caso italiano, il blocco di importazioni dal valore di meno di 100 milioni di euro potrebbe mettere a rischio oltre 35 miliardi di produzione industriale nazionale<sup>12</sup>.

La Cina detiene poi almeno il 60% della capacità manifatturiera mondiale per la maggior parte delle tecnologie prodotte in serie – solare, eolico, batterie – e il 40% per gli elettrolizzatori. L'Europa è in generale un importatore netto, con la parziale eccezione dei componenti per turbine eoliche; circa un quarto di auto elettriche e batterie, e quasi tutti i moduli fotovoltaici e le celle a combustibile sono importati, per lo più dalla Cina<sup>13</sup>.

Il Rapporto Draghi del settembre 2024 ha fotografato con precisione la duplice natura del problema<sup>14</sup>. Ha documentato come l'approccio europeo alla transizione energetica abbia privilegiato l'efficienza economica di breve periodo – acquistando tecnologie pulite dove erano più economiche, cioè quasi sempre in Cina – senza adeguatamente considerare i rischi di sicurezza incorporati in quelle scelte. E ha delineato una strategia differenziata: non tutte le tecnologie sono uguali, e non per tutte vale la stessa logica di politica industriale.

Nel settore solare, dove l'Europa ha perduto il suo primato storico, la strategia indicata è di mantenere mercati aperti e diversificare i fornitori. Nel settore eolico, dove l'Europa conserva ancora un vantaggio comparato, il sostegno pubblico dovrebbe essere potenziato con finanziamenti adeguati e quote minime di contenuto locale negli appalti. Per le tecnologie emergenti come batterie ed elettrolizzatori, un maggiore ricorso agli strumenti di politica commerciale dovrebbe accompagnare finanziamenti mirati alle tecnologie con maggiore potenziale innovativo<sup>15</sup>.

---

<sup>12</sup> Raimondi P.P., "EU and Italian De-Risking Strategies for Energy Transition: Critical Raw Materials", *IAI Papers*, 2025, <https://www.iai.it/en/publications/c03/eu-and-italian-de-risking-strategies-energy-transition-critical-raw-materials>.

<sup>13</sup> IEA, *Energy Technology Perspectives 2023*, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023/clean-energy-supply-chains-vulnerabilities>.

<sup>14</sup> Draghi M., "The Future of European Competitiveness", *Rapporto alla Commissione europea*, settembre 2024, parte B, [https://commission.europa.eu/topics/strengthening-european-competitiveness/eu-competitiveness-looking-ahead\\_en](https://commission.europa.eu/topics/strengthening-european-competitiveness/eu-competitiveness-looking-ahead_en).

<sup>15</sup> *Ibid.*

La securitizzazione delle catene del valore aggiunge urgenza a questa agenda. Le restrizioni all'export di terre rare imposte da Pechino nell'ottobre 2025 hanno mostrato concretamente come queste posizioni dominanti possano trasformarsi in leva geopolitica: secondo la Banca centrale europea, molte imprese europee operanti nei settori della difesa, dell'elettronica, dell'*automotive* e dell'energia si trovano a non più di tre intermediari da un produttore cinese di terre rare, con effetti a cascata su aziende come Volkswagen, Stellantis, Siemens, Bosch, Solvay e Umicore<sup>16</sup>.

#### 4. Il costo della frammentazione nel mercato unico dell'energia

Nonostante trent'anni di liberalizzazione e integrazione formale, il mercato unico dell'energia rimane profondamente incompleto. Le differenze nei prezzi tra paesi non riflettono soltanto condizioni geografiche o di mix generativo diverse, ma anche scelte di *governance*, strutture fiscali e capacità di interconnessione profondamente eterogenee. Con l'avanzare dell'elettrificazione – che dovrebbe portare la quota dell'elettricità nei consumi finali da circa il 23% attuale al 30% nel 2030 e al 50% nel 2050 – il costo economico di questa frammentazione tende a crescere<sup>17</sup>.

Tre disfunzioni strutturali ostacolano l'efficienza del sistema energetico europeo: la mancanza di trasparenza nei dati e nei modelli di pianificazione; la carenza di coordinamento nella pianificazione infrastrutturale transfrontaliera; e l'assenza di fiducia politica tra stati membri<sup>18</sup>. Queste tre fragilità si alimentano a vicenda: senza dati affidabili e condivisi non è possibile pianificare infrastrutture in modo coordinato; senza infrastrutture adeguate i segnali di prezzo non si trasmettono correttamente tra zone di mercato; senza fiducia politica i paesi optano per soluzioni nazionali sub-ottimali.

Le capacità di interconnessione elettrica restano insufficienti in diversi corridoi strategici, in particolare tra la penisola iberica e il resto d'Europa, e tra l'Italia e i paesi dell'Europa centrale. La fragilità di queste reti è emersa in tutta la sua concretezza nell'aprile 2025, quando un grande blackout ha colpito Spagna e Portogallo: l'evento ha aperto un dibattito sulla resilienza del sistema europeo e sulla necessità di

---

<sup>16</sup> Bianchi M., Colantoni L., Sangiorgio A., *Green Deal Watch. Climate Policy in Times of Conflict*, IAI, 2026, n. 18. Si veda anche: *The Guardian*, 9 ottobre 2025, <https://www.theguardian.com/world/2025/oct/09/china-steps-up-control-rare-earth-exports-national-security-concerns>.

<sup>17</sup> McWilliams B., Sgaravatti G., Tagliapietra S., Zachmann G. (2024), *op. cit.*

<sup>18</sup> Roth A., Tagliapietra S., Zachmann G., "Better Coordination for a More Efficient European Energy System", *Bruegel, Policy Brief*, 02/2026, <https://www.bruegel.org/policy-brief/better-coordination-for-a-more-efficient-european-energy-system>.

interconnessioni più robuste, capaci di bilanciare a livello continentale i diversi profili di produzione rinnovabile<sup>19</sup>.

Un anno dopo il Rapporto Draghi, la risposta della Commissione è stata più incrementale che dirimpente: l'*Affordable Energy Action Plan* del febbraio 2025 ha recepito alcune proposte su PPA e CfD, ma non ha affrontato i nodi strutturali dell'integrazione del mercato elettrico<sup>20</sup>. Il successivo Pacchetto Reti europeo rimane condizionato alla volontà politica degli stessi stati membri di cedere sovranità nella pianificazione delle infrastrutture strategiche<sup>21</sup>.

La frammentazione ha poi conseguenze dirette sulla localizzazione delle attività produttive *energy-intensive*. Un differenziale permanente di costo dell'elettricità si traduce in uno svantaggio strutturale che si accumula nel tempo, erodendo la competitività delle imprese europee nella siderurgia, nella chimica di base, nella produzione di alluminio, nella ceramica, nella carta<sup>22</sup>.

## 5. Autonomia strategica: un concetto operativo per l'era della polierisi

In questo contesto il concetto di autonomia strategica ha assunto un'importanza crescente nel lessico della politica europea, rischiando talvolta di diventare un'etichetta troppo ampia per essere operativa. In campo energetico, autonomia strategica non significa autarchia: l'Europa non ha le risorse fossili per essere autosufficiente, e nemmeno le rinnovabili distribuite in modo da poter fare a meno degli scambi. Significa piuttosto la capacità di bilanciare i tre lati del trilemma senza subire passivamente le dinamiche esterne: approvvigionamenti sufficientemente diversificati da resistere agli shock, prezzi accessibili per famiglie e imprese, decarbonizzazione senza nuove dipendenze pericolose.

L'autonomia strategica richiede dunque un approccio selettivo: non tutte le dipendenze sono ugualmente rischiose, non tutte le tecnologie meritano lo stesso tipo di politica industriale, e non tutte le vulnerabilità possono essere risolte attraverso la produzione domestica. La distinzione cruciale è tra settori in cui l'Europa ha o può sviluppare un vantaggio comparato – dove il sostegno pubblico ha senso – e settori

---

<sup>19</sup> Bianchi M., A. Sangiorgio, *Green Deal Watch. Europe's Way amid Geopolitical Turmoil*, IAI, maggio 2025, n. 16, [https://www.iai.it/sites/default/files/gdw\\_16.pdf](https://www.iai.it/sites/default/files/gdw_16.pdf).

<sup>20</sup> Commissione europea, *Affordable Energy Action Plan*, COM (2025) 80 final, febbraio 2025, [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices_en).

<sup>21</sup> Commissione europea, *European Grids Package*, dicembre 2025, [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/european-grids_en).

<sup>22</sup> Draghi M. (2024), *op. cit.*

in cui la dipendenza dall'estero, purché diversificata tra più fornitori, può essere razionalmente accettata.

L'autonomia strategica ha anche una dimensione istituzionale che non va trascurata. Il coordinamento europeo è condizione necessaria, ma strutturalmente fragile. A questo si aggiungono le divergenze tra le tradizioni industriali nazionali – tra paesi interventisti come la Francia e paesi più *market-oriented* come la Germania e i nordici – e le tensioni orizzontali tra le diverse direzioni generali della Commissione, tra politica industriale, concorrenza e commercio.

## 6. La risposta europea: politiche industriali tra ambizione e vincoli

### 6.1 DAL NZIA AL *CLEAN INDUSTRIAL DEAL*

Il percorso della politica industriale europea in campo energetico può essere letto come un'evoluzione graduale dell'approccio originario del *Green Deal*, adattato alle sfide che si sono manifestate nel corso dell'attuazione.

Il *Net Zero Industry Act* approvato nel 2024 ha rappresentato il primo quadro normativo organico a sostegno della manifattura di tecnologie pulite, fissando l'obiettivo di soddisfare domesticamente il 40% della domanda di diciannove categorie di tecnologie entro il 2030. Secondo una lettura critica largamente condivisa, tuttavia, il suo perimetro applicativo si è rivelato molto ampio: adottando un approccio trasversale su una lista estesa di settori, il NZIA ha faticato a differenziare le strategie più adatte a tecnologie con profili di dipendenza e vantaggio comparato molto diversi tra loro.

Il *Clean Industrial Deal* (CID), presentato dalla Commissione nel febbraio 2025, ha segnato un cambio di passo, pur restando nei limiti del mandato della Commissione come strumento operativo più che come nuovo piano strategico di respiro paragonabile al *Green Deal* del 2019. Il CID ha correttamente identificato le quattro priorità necessarie: energia accessibile, domanda prevedibile di prodotti a basse emissioni, finanziamenti adeguati alla trasformazione industriale, integrazione del mercato energetico.

Tuttavia, il CID non ha colmato una lacuna che la riforma del mercato elettrico del 2023 aveva lasciato aperta: quella di un meccanismo europeo per coordinare e co-finanziare i contratti per differenza tra stati membri. Lasciare questa leva interamente alla competenza nazionale significa esporre il mercato unico a una gara al sussidio tra paesi a diversa capacità fiscale, amplificando le asimmetrie invece di ridurle<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> Bianchi M., Sangiorgio A. (2025), *op. cit.*

## 6.2 L'ETS TRA PRESSIONI COMPETITIVE E OPPORTUNITÀ DI FINANZIAMENTO

Nel dibattito attuale sulla competitività industriale, il sistema europeo di scambio di quote di emissione è poi spesso presentato come un fattore penalizzante per le imprese europee rispetto ai competitor internazionali non soggetti a un prezzo del carbonio, problema però ben chiaro e affrontato con le cosiddette *free allowances* sin dalla nascita dell'ETS. Le preoccupazioni sono però comprensibili: in una fase in cui i costi energetici sono già strutturalmente più alti che negli Stati Uniti e in Cina, un ulteriore onere legato al carbonio rischia di erodere ulteriormente i margini dell'industria manifatturiera europea. La revisione del 2026 è dunque un'occasione da non sprecare.

Un elemento critico spesso sottovalutato riguarda tuttavia il funzionamento del sistema di *benchmarking*. L'ETS applica regole uniformi a impianti che operano in sistemi energetici nazionali profondamente eterogenei. L'evidenza empirica mostra che il posizionamento di un'installazione rispetto alla frontiera ETS non dipende esclusivamente dall'efficienza tecnologica interna, ma anche dalla disponibilità di energia decarbonizzata, dalle infrastrutture per idrogeno e biomasse, dai costi di rete e dalle scelte di politica energetica nazionale. I paesi nordici e baltici, con sistemi energetici più puliti e maggiore disponibilità di quote gratuite, mostrano una quota significativamente più alta di installazioni nella fascia di migliori *performer*; i paesi dell'Europa meridionale, Italia inclusa, si concentrano invece nelle fasce inferiori — non necessariamente per arretratezza tecnologica, ma per condizioni strutturali che esulano dal controllo delle singole imprese.

Tuttavia, la risposta a queste preoccupazioni non dovrebbe essere l'indebolimento del meccanismo, ma eventualmente il suo miglioramento. Dal 2013 il sistema ha generato oltre 245 miliardi di euro in entrate d'asta, di cui 39 miliardi nel solo 2024<sup>24</sup>. Se queste risorse fossero sistematicamente canalizzate verso la decarbonizzazione industriale — come previsto dalla Industrial Decarbonisation Bank da 100 miliardi — potrebbero finanziare la trasformazione strutturale di cui le stesse industrie europee hanno bisogno per restare competitive in un'economia globale a basse emissioni. Il nodo non è dunque eliminare il prezzo del carbonio, ma assicurare che le entrate che genera tornino all'industria sotto forma di investimenti, e non si disperdano in misure generiche di bilancio<sup>25</sup>.

---

<sup>24</sup> Mramor T., Tagliapietra S., "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>.

<sup>25</sup> Tagliapietra S., Zachmann G., "Five Reasons why Attacking the EU Carbon Market is Economic Self-Sabotage", *Bruegel, First Glance*, 12 marzo 2026, <https://www.bruegel.org/first-glance/five-reasons-why-attacking-eu-carbon-market-economic-self-sabotage>.

### 6.3 L'INDUSTRIAL ACCELERATOR ACT E IL NUOVO PARADIGMA PER GLI AIUTI DI STATO

L'*Industrial Accelerator Act* pubblicato dalla Commissione il 4 marzo 2026 rappresenta il tentativo più ambizioso di raccogliere le indicazioni del Rapporto Draghi in materia di politica industriale per la transizione. Il rebranding da *Industrial Decarbonisation Accelerator Act* a *Industrial Accelerator Act* segnala un allargamento del perimetro: oltre alle tecnologie *clean tech*, l'atto copre esplicitamente le industrie *energy-intensive* tradizionali – acciaio, cemento, alluminio, *automotive*. Sul fronte degli investimenti esteri, l'atto introduce un regime di notifica e autorizzazione preventiva per gli investimenti superiori a 100 milioni di euro in quattro settori *clean tech* strategici – batterie, veicoli elettrici, solare fotovoltaico, tecnologie per le materie prime critiche – applicabile ai paesi che detengono oltre il 40% della capacità manifatturiera globale in quei settori<sup>26</sup>. Questo approccio adotta una logica selettiva, caso per caso, che riconosce implicitamente la tesi del Rapporto Draghi – non tutte le tecnologie possono superare il livello di dipendenza in cui si trovano.

Sul fronte degli aiuti di stato, il CISAF, adottato il 25 giugno 2025, ha allargato i margini di manovra per i governi nazionali: consente riduzioni temporanee del prezzo all'ingrosso dell'elettricità fino al 50%, purché non scenda sotto i 50 euro/MWh, con l'obbligo per i beneficiari di reinvestire almeno il 50% dell'aiuto in progetti di riduzione delle emissioni o di efficienza energetica<sup>27</sup>. La crisi iraniana ha poi spinto la Commissione a varare il *Middle East Temporary State Aid Framework* per i settori più colpiti dallo shock energetico<sup>28</sup>.

Il rischio, se queste misure non sono adeguatamente delimitate, è che alimentino una gara al sussidio tra paesi a diversa capacità fiscale<sup>29</sup>. Un rischio concreto: i paesi con più spazio fiscale hanno già impegnato risorse molto maggiori rispetto ai paesi con bilanci più vincolati, replicando esattamente la dinamica asimmetrica che aveva caratterizzato la risposta alla crisi del 2022.

A questo si aggiunge il rischio che l'ondata protezionistica internazionale – tariffe, *reshoring* forzato – spinga l'Europa verso soluzioni do-

<sup>26</sup> Commissione europea, *Industrial Accelerator Act*, COM (2026) 150 final, marzo 2026. I quattro settori strategici: batterie, EV, solare PV, tecnologie CRM. Meccanismo di scrutinio per investimenti esteri >100 milioni da soggetti con >40% capacità manifatturiera globale, <https://commission.europa.eu>.

<sup>27</sup> Bianchi M., Colantoni L., Sangiorgio A., *Green Deal Watch. Pressure on All Fronts: A Rough Summer for Europe*, IAI, 2025, n. 17, [https://www.iai.it/sites/default/files/gdw\\_17.pdf](https://www.iai.it/sites/default/files/gdw_17.pdf).

<sup>28</sup> Commissione europea, *Middle East Temporary State Aid Framework (METSAF)*, 29 aprile 2026. Si veda Dom R., Tagliapietra S., "The Iran Energy Shock is a Test of European Discipline on State Aid", *Bruegel, First Glance*, 2026, <https://www.bruegel.org/first-glance/iran-energy-shock-test-european-discipline-state-aid>.

<sup>29</sup> McWilliams B., Mramor T., Roth A., Tagliapietra S. (2026), *op. cit.*

mestiche più costose, rallentando di fatto la transizione. Abbracciare la logica protezionista per ragioni di competitività di breve periodo potrebbe rivelarsi controproducente: aumenterebbe i costi della decarbonizzazione proprio nel momento in cui l'Europa ha più bisogno di accelerarla.

## 7. Strategie per un'autonomia energetica competitiva

Cosa serve, in concreto, per costruire un'autonomia strategica energetica europea che sia al tempo stesso competitiva e resiliente? L'analisi svolta suggerisce almeno tre assi di intervento prioritari, che si rafforzano a vicenda e che richiedono coordinamento europeo per essere efficaci.

Il primo asse è il completamento del mercato interno dell'energia. Le interconnessioni elettriche transfrontaliere sono l'infrastruttura abilitante per un mercato integrato. Senza di esse, i segnali di prezzo non si trasmettono tra zone di mercato, le energie rinnovabili complementari non possono bilanciarsi a livello continentale, e i paesi periferici restano esposti a premi di rischio strutturali. Il Pacchetto Reti del dicembre 2025 e gli investimenti previsti nel bilancio UE 2028-2034 – con un aumento del *funding* per le infrastrutture energetiche transfrontaliere, incluse le reti elettriche, da circa 6 a 30 miliardi di euro – sono passi nella giusta direzione (nonostante l'opposizione di alcuni stati membri), ma insufficienti rispetto all'entità degli investimenti necessari e condizionati a riforme di *governance* dell'Energy Union non ancora proposte in modo adeguato<sup>30</sup>.

Il secondo asse è la *governance* delle materie prime critiche. Il *Critical Raw Materials Act* del 2024<sup>31</sup> e il *RESourcEU Action Plan* del dicembre 2025 – che introduce tra l'altro il *Critical Raw Materials Centre* per il coordinamento degli acquisti, sul modello del sistema *AggregatEU* nel gas – rappresentano strumenti utili, ma richiedono un'attuazione più selettiva e coraggiosa<sup>32</sup>: selettiva, perché non tutte le trentaquattro materie prime incluse nell'elenco presentano lo stesso profilo di rischio; coraggiosa, perché una strategia credibile di diversificazione richiede accordi efficaci con paesi partner nel Global South, accettando le complessità geopolitiche e di sostenibilità che questo comporta.

---

<sup>30</sup> Roth A., Tagliapietra S., Zachmann G. (2026), *op. cit.*

<sup>31</sup> Commissione europea, *Critical Raw Materials Act*, Regolamento (UE) 2024/1252, 2024, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32024R1252>.

<sup>32</sup> Oxford Institute for Energy Studies, *Europe's New Critical Minerals Plan*, Commento al *RESourcEU Action Plan*, dicembre 2025, <https://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2025/12/Comment-Europes-new-critical-minerals-plan.pdf>.

Le *Clean Trade and Investment Partnerships* annunciate nell'ambito del CID rappresentano in questo senso uno strumento potenzialmente decisivo, a condizione che vengano strutturate non solo come piattaforme di diplomazia commerciale ma come veri e propri *toolkit* operativi: capaci di mobilitare finanza mista, sostenere lo sviluppo di *cluster* industriali locali nei paesi partner e offrire segnali stabili di domanda a lungo termine. È questa combinazione di strumenti – lato offerta e lato domanda – a rendere credibile per i paesi del Global South l'integrazione nelle filiere verdi europee, trasformando la dipendenza da materie prime in una partnership industriale più equilibrata.

Il terzo asse, forse il più urgente alla luce della crisi attuale, è la risposta coordinata agli shock energetici. La frammentazione nazionale delle politiche fiscali riduce l'efficacia complessiva delle misure, amplifica le distorsioni del mercato unico e lascia i paesi con meno spazio fiscale in una posizione di svantaggio. La proposta di coordinamento del riempimento degli stoccaggi e degli acquisti congiunti di gas va nella giusta direzione.

## 8. Conclusioni: usare la crisi come catalizzatore

La crisi dello Stretto di Hormuz, come tutte le crisi energetiche che l'hanno preceduta, presenterà presto o tardi una fase di allentamento. I prezzi scenderanno, gli stoccaggi si riempiranno, e la pressione sulle politiche di transizione si ridurrà. La tentazione, come sempre, sarà di tornare alla normalità, interpretando la crisi come un'eccezione invece che come la conferma di vulnerabilità strutturali.

I responsabili delle politiche devono prepararsi a uno stallo prolungato in Medio Oriente, accelerando – non rallentando – la transizione energetica. L'argomento è strutturale: è proprio la dipendenza dai combustibili fossili importati, scambiati su mercati volatili, a rendere l'economia europea così esposta a ogni ridefinizione degli equilibri geopolitici. Sostituire quella dipendenza con energie pulite prodotte da fonti diversificate e stabili è l'unico modo per proteggere durevolmente la competitività industriale europea.

Il piano *AccelerateEU* della Commissione ha correttamente identificato nell'elettrificazione accelerata il vettore principale di questa strategia<sup>33</sup>. Ma la sua efficacia dipende dalla capacità degli stati membri di coordinarsi invece di competere: coordinare gli acquisti energetici, armonizzare i meccanismi di supporto alle imprese, pianificare congiuntamente le infrastrutture di rete, condividere i costi della transizione in modo equo. Sono esattamente le condizioni necessarie per

---

<sup>33</sup> Commissione europea, *AccelerateEU Plan*, 22 aprile 2026, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_26\\_629](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_26_629).

un sistema energetico europeo più efficiente: integrazione infrastrutturale, allineamento delle politiche nazionali.

Per l'Italia, paese che presenta alcune delle vulnerabilità più acute - prezzi industriali tra i più alti d'Europa, dipendenza strutturale dal gas, comparto manifatturiero ad alta intensità energetica - la posta in gioco è doppiamente alta. Non partecipare attivamente e propositivamente al dibattito europeo sull'energia equivale ad accettare passivamente uno svantaggio strutturale incompatibile con la sostenibilità del modello produttivo nazionale nel medio periodo. La costruzione di un mercato europeo dell'energia più integrato, di politiche industriali più coordinate e di una *governance* delle materie prime critiche più robusta non è un obiettivo astratto: è una condizione concreta per la competitività delle imprese italiane nei prossimi decenni.