

Osservatorio di Politica internazionale



Senato
della Repubblica
Camera
dei deputati
Ministero
degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Transizione verde e UE: quale futuro nel nuovo (dis)ordine economico mondiale?

Ottobre 2024

220

Approfondimenti

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Approfondimento ISPI

**TRANSIZIONE VERDE E UE: QUALE FUTURO
NEL NUOVO (DIS)ORDINE ECONOMICO MONDIALE?**

di Alberto Prina Cerai e Valeria Zanini

Alberto Prina Cerai, Junior Research Fellow presso l'Osservatorio di Geoeconomia dell'ISPI

Valeria Zanini, ricercatrice presso la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM).

TRANSIZIONE VERDE E UE: QUALE FUTURO NEL NUOVO (DIS)ORDINE ECONOMICO MONDIALE?

INDICE

INTRODUZIONE.....	3
1. LA TRANSIZIONE VERDE VERSO COP29: IMPEGNI E PROSPETTIVE	6
1.1 L'UNIONE EUROPEA NELLA DIPLOMAZIA CLIMATICA.....	6
1.2 DA DUBAI A BAKU: LE PRIORITÀ DELLA COMMISSIONE EUROPEA ALLA LUCE DEL MUTATO CONTESTO GLOBALE.....	9
1.3 UN ACCORDO DIFFICILE: TENSIONI INTERNAZIONALI E INTERESSI DIVERGENTI	14
2. <i>DEPLOY OR DEVELOP</i>: IL DILEMMA NON PIÙ RINNOVABILE DELL'EUROPA	20
2.1 DOVE SOFFIA IL VENTO DELL'INDUSTRIA EOLICA?.....	23
2.1.1 <i>Un mercato in crescita, ma a velocità variabile</i>	23
2.1.2 <i>Eolico: cresce l'insidia dell'industria cinese in Europa</i>	27
2.1.3 <i>I dazi sono un'opzione di politica commerciale percorribile?</i>	35
2.2 UN DIFFICILE “POSTO AL SOLE” PER L'INDUSTRIA PV EUROPEA?	38
2.2.1 <i>La crescita dirimpente del fotovoltaico in Cina e nel resto del mondo</i>	38
2.2.2 <i>L'industria fotovoltaica cinese tra consolidamento e proiezione internazionale</i>	40
2.2.3 <i>Solare: il paradosso europeo tra mercato e industria</i>	47
BOX 1 - I VEICOLI ELETTRICI: PRIMO FRONTE DELLA COMPETIZIONE GEOECONOMICA E COMMERCIALE.....	61

INTRODUZIONE

Il 2024 si chiuderà, e verrà ricordato, come un anno elettorale di estrema importanza, non solo per la tenuta delle democrazie in un contesto geopolitico sempre più frammentato. La riconferma della Commissaria uscente per il quinquennio appena concluso, Ursula von der Leyen, e la presentazione della nuova squadra di commissari riflette un nuovo equilibrio politico ed elettorale sancito dalle elezioni europee dello scorso giugno. La nuova legislatura guiderà l'Unione europea (UE) alla conclusione di una decade cruciale per il futuro energetico, economico e climatico del continente. Infatti, nel 2030 si chiuderà una prima finestra temporale di obiettivi intermedi per quanto concerne la decarbonizzazione, secondo quanto stabilito dai piani e strategie presentati durante il primo mandato di von der Leyen, apertosi con l'annuncio dell'European Green Deal alla fine del 2019 e proseguito prima attraverso la pandemia e in seguito alla crisi energetica scaturita dall'invasione russa dell'Ucraina. Due eventi imprevisi che hanno dato ancor più impeto all'obiettivo UE di sganciarsi dalla dipendenza da fonti fossili e accelerare con il dispiegamento di soluzioni *low-carbon* in un contesto di crescente competizione geoeconomica.

Entro il 2030, secondo le proiezioni dell'International Energy Agency (Iea), le nuove tecnologie come fotovoltaico ed eolico, l'approfondirsi dell'elettrificazione in più settori, la bioenergia, l'idrogeno, il ricorso alla cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCUS) e ai combustibili alternativi potrebbero contribuire, collettivamente, al 65% delle riduzioni delle emissioni in UE rispetto ai livelli del 1990. La Commissione ha fissato l'obiettivo di ridurre le emissioni del 55% entro il 2030 con il pacchetto *Fit-for-55*, una serie di riforme presentate nel 2021 al fine di implementare in una tappa intermedia quanto stabilito dal Green Deal per la decarbonizzazione al 2050. Tra i nuovi strumenti previsti, l'Emission Trading System (ETS) abilita la concessione di permessi alle emissioni che possono essere scambiati tra le entità europee, siano esse aziende o industrie, in modo tale che quelle più virtuose in termini di emissioni possano concederle a quelle più inquinanti pur di non superare un sistema di quote. Per conciliare gli obiettivi climatici con la realtà economica e industriale europea rispetto ad un contesto internazionale più frammentario, il *Fit-for-55* prevede l'istituzione del Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) per tutelare le aziende europee dalla concorrenza di quelle estere non sottoposte a stringenti vincoli ecologici e climatici. Infine, il pacchetto ha previsto diverse misure per modificare e aggiornare le norme esistenti in ambito di politica energetica, come l'Energy Efficiency

Directive, volta a migliorare l'efficienza energetica degli edifici e diminuire il consumo di energia, e la Renewable Energy Directive che promuove l'aumento delle fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico europeo fino al 42,5% entro il 2030.

L'impegno climatico UE deve però confrontarsi con un contesto internazionale in rapido mutamento, che ha rimesso in discussione la realizzabilità di questi target ambiziosi rispetto alle molteplici sfide di fronte a governi e aziende europee. Dallo shock energetico causato in seguito all'invasione russa dell'Ucraina – che ha innescato un aumento dei prezzi del gas che ha messo in ginocchio consumatori e imprese specialmente in quei paesi particolarmente esposti, come Germania e Italia – alla guerra in Palestina che ha riportato al centro dell'attenzione il tema della stabilità del vicino Medio Oriente. Nel breve termine, l'esigenza di raggiungere la sicurezza energetica – e quindi di ridurre l'esposizione del mercato dell'UE alla volatilità dei prezzi del gas naturale – è stata perseguita attraverso il piano REPowerEU, con un obiettivo di riempimento del 90% dello stoccaggio di gas per tutti i successivi periodi invernali a partire dal novembre 2022, la graduale e rapida diversificazione delle rotte di approvvigionamento attraverso i gasdotti, gli ingenti investimenti in nuovi hub di rigassificazione del GNL e misure di efficienza energetica. La diversificazione è un processo lungo e costoso, ma l'imperativo della sicurezza fondamentale: come conseguenza di queste iniziative, le importazioni totali di gas naturale dell'UE sono scese da 334 miliardi di metri cubi (93% del suo fabbisogno) nel 2021 a 290 miliardi di metri cubi nel 2023. Inoltre, i flussi commerciali di gas sono stati diversificati e le importazioni russe nell'UE sono scese dal 40% nel 2021 all'8% delle importazioni totali di gas nel 2023. In un contesto di mercato in cui le importazioni di GNL hanno preso quota nel mix totale UE e di contemporaneo raffreddamento della domanda in altri mercati globali per via del rallentamento dell'economia, il prezzo del gas in UE è tornato a toccare livelli più stabili seppur più alti rispetto alla media registrata nel periodo precedente la crisi ucraina.

Se la fase più acuta della crisi energetica sembra superata, si apre tuttavia una nuova finestra di opportunità per conciliare maggiormente sicurezza e sostenibilità del mix energetico europeo senza compromettere la competitività delle industrie. In questa direzione, un maggior ricorso alle rinnovabili rimarrà comunque centrale anche per il nuovo mandato della Commissione europea (2024-2029), che chiuderà il suo corso proprio ad un anno dagli obiettivi intermedi sopra menzionati.

L'ultimo appuntamento di rilievo della Commissione uscente sarà, simbolicamente, la partecipazione alla COP29 che si terrà a Baku a novembre. Qui l'UE continuerà ad essere un attore centrale nella diplomazia climatica, come discusso nel capitolo I, ereditando quanto già proposto e avanzato alla COP28 di Dubai e portando avanti le iniziative delle precedenti edizioni in un solco di continuità che sarà centrale anche per la prossima Commissione. Seppur le emissioni del continente europeo siano ormai su una tendenza decrescente rispetto ad altre regioni del mondo – Cina *in primis* – l'UE non potrà rinunciare a quel ruolo di leadership climatica che storicamente ha avuto dal 1992 agli Accordi di

Parigi, perorando nello specifico la centralità del finanziamento della *climate action* e l'implementazione dell'accordo raggiunto a Dubai per triplicare la capacità installata di rinnovabili entro il 2030. In particolare, l'UE giocherà un ruolo negoziale fondamentale per mettere insieme i paesi del Global South, che richiedono un impegno più sostanzioso dei paesi industrializzati nel mobilitare i fondi per il clima, e le posizioni spesso intransigenti di questi ultimi per via di interessi contrastanti e tensioni non solo commerciali. Un ruolo che paradossalmente sarà ancor più centrale qualora le elezioni presidenziali di novembre negli Stati Uniti sanciscano il ritorno del repubblicano Donald Trump alla Casa Bianca, che potrebbe nuovamente incidere un solco tra Washington e Bruxelles sul clima e compromettere un solido blocco occidentale, necessario per esercitare un peso specifico maggiore nei confronti della Cina.

L'azione per il clima è stata chiaramente un tema al centro dell'agenda politica dell'amministrazione Biden, che ha varato il piano climatico più ambizioso nella storia recente del paese con il passaggio dell'*Inflation Reduction Act* (Ira). Tuttavia, il piano, perlopiù interpretato come un tentativo di mascherare una politica industriale *green* degli USA nelle vesti di *agency* climatica, rappresenta a tutti gli effetti una cartina di tornasole per le relazioni transatlantiche: da una parte, impegnati a perseguire comuni obiettivi di decarbonizzazione e dall'altra crescenti rivali sul piano degli incentivi pubblici per cavalcare le opportunità tecnologiche e industriale della transizione energetica. A spingere in questa direzione, che vuole conciliare le inevitabili necessità di mitigazione del cambiamento climatico con le opportunità della transizione verde, la percezione di un'eccessiva dipendenza dalla Cina e dalle filiere che gravitano intorno alle industrie cinesi. Dai pannelli solari alle turbine eoliche, le implicazioni geoeconomiche di queste nuove dipendenze nel campo delle rinnovabili sono diventate un punto debole dell'azione dell'Unione europea, che deve e dovrà immaginare nuove soluzioni per difendere i suoi legittimi obiettivi climatici ed energetici, cercando un compromesso con la sicurezza economica del blocco europeo e la competitività delle sue industrie di fronte alla sovracapacità che la Cina ha costruito negli ultimi anni (soprattutto per soddisfare la crescente domanda interna). Queste necessità porteranno a ripensare non solo le relazioni commerciali con Pechino, come dimostrano alcuni dossier scottanti come i possibili dazi alle auto elettriche (EV) importate dalla Cina, ma anche il ruolo stesso di Bruxelles in ambito di politica industriale e di maggior interventi pubblici a sostegno di tecnologie, come fotovoltaico ed eolico, un tempo dominate dalle aziende europee.

1. LA TRANSIZIONE VERDE VERSO COP29: IMPEGNI E PROSPETTIVE

Valeria Zanini

Dall'11 al 22 novembre si terrà a Baku, in Azerbaijan, la ventinovesima Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. Da quasi trent'anni le Cop riuniscono le 198 parti¹ firmatarie dell'Unfccc, insieme a numerosi osservatori appartenenti alla società civile, per discutere l'attuazione degli accordi internazionali sul clima².

1.1 L'Unione europea nella diplomazia climatica

Sin dall'entrata in vigore dell'Unfccc, l'Unione europea ha portato avanti una posizione di leadership internazionale nell'azione climatica³. Quest'anno la nuova Commissione von der Leyen ha confermato che l'Europa dovrà “rimanere un leader nelle negoziazioni climatiche internazionali”⁴. L'Unione si trova però di fronte a un contesto geoeconomico e politico radicalmente nuovo. A livello internazionale il panorama della politica climatica globale è cambiato con l'ascesa della Cina e di altre economie emergenti, che hanno spostato gli equilibri di potere. Se negli anni Novanta e Duemila, è stato il confronto tra Stati Uniti e Unione europea a dominare la scena internazionale, dopo la conferenza di Copenaghen nel 2009 la politica climatica è diventata sempre più multipolare. L'UE, indebolita dalla Brexit e con una ridotta quota di popolazione, Pil ed emissioni rispetto agli anni Novanta (basti pensare che l'UE è stata responsabile nel 2023 del 7% delle emissioni globali di CO₂, contro il 12% degli Stati Uniti e il 35% della Cina; nel 1990 questi dati erano rispettivamente 18%, 23% e 11%; Figura 1.1), è ora una potenza climatica di media

¹ 197 Stati più l'Unione europea.

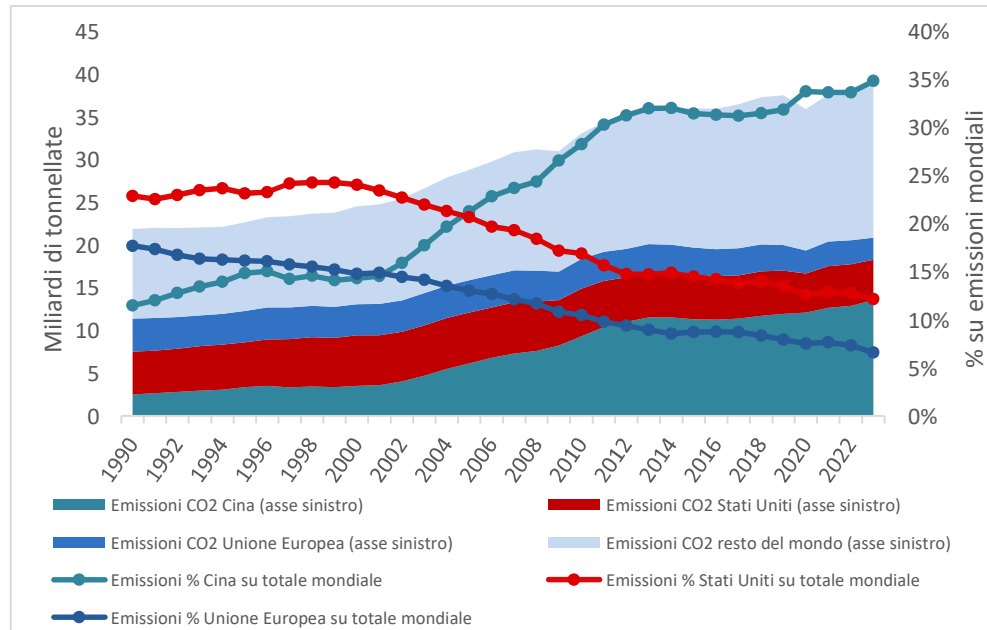
² L'UNFCCC, firmata a Rio de Janeiro nel 1992, il Protocollo di Kyoto, approvato durante la Cop 3 nel 1997 ed entrato in vigore nel 2005, e l'Accordo di Parigi, firmato durante la Cop21 nel 2015.

³ Secondo gli articoli 11 e 191-193 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea (Tfeu), la politica ambientale è una competenza condivisa tra gli stati membri e l'Unione, che può quindi adottare atti giuridicamente vincolanti in materia basandosi sul principio di sussidiarietà. Gli Stati membri, oltre a poter legiferare sulle aree in cui l'UE non ha esercitato la propria competenza o ha esplicitamente cessato di farlo, sono responsabili della ricezione nazionale del diritto comunitario. La divisione delle competenze è però complicata dalla natura trasversale dell'azione climatica, che richiede l'integrazione con altre sfere (come energia, agricoltura e commercio).

⁴ U. Von der Leyen, *EUROPE'S CHOICE. POLITICAL GUIDELINES FOR THE NEXT EUROPEAN COMMISSION 2024–2029*, Ursula von der Leyen Candidate for the European Commission President, 18 luglio 2024.

grandezza, sebbene conservi un ruolo chiave nella responsabilità storica delle emissioni e nella capacità di sostenere i paesi in via di sviluppo.

FIG.1.1 - EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI ANNUE DI CO2 DAL 1991 AL 2023 DELL'UNIONE EUROPEA, DEGLI STATI UNITI, DELLA CINA E DEL RESTO DEL MONDO, IN TERMINI ASSOLUTI E IN PERCENTUALE SUL TOTALE GLOBALE



Fonte: Elaborazione dell'autrice su dati Enerdata, [Global Energy & CO2 database](#)

Internamente esistono freni strutturali alla competitività delle industrie dell'Unione, di cui ha ampiamente trattato Mario Draghi nel suo ultimo report sul futuro della competitività europea⁵: una maggiore concorrenza dall'estero, un minore accesso ai mercati e un'arretratezza nelle tecnologie emergenti che guideranno la crescita economica dei prossimi decenni dipingono un quadro poco ottimista, soprattutto in un contesto di concorrenza più sleale, vulnerabilità delle catene del valore di tecnologie strategiche, aumento dei prezzi dell'energia, scarsità di competenze, materie prime 'critiche' e difficoltà di accesso ai capitali. Questo quadro minaccia non solo il raggiungimento degli obiettivi climatici, ma anche la sicurezza e la sopravvivenza del settore industriale, a vantaggio di regioni che operano con meno vincoli, commerciali e climatici; il tutto in un contesto in cui le strategie che hanno garantito la prosperità e la sicurezza dell'Europa in passato non sembrano più percorribili (la dipendenza dall'America per la sicurezza, dalla Cina per le esportazioni e dalla Russia per l'energia, ad esempio, sono diventate insufficienti, incerte o inaccettabili⁶). Il report di Draghi giunge dopo mesi in cui il tema della competitività ha

⁵ M. Draghi, *The future of European competitiveness Part A | A competitiveness strategy for Europe*, settembre 2024.

⁶ *The Economist*, "Mario Draghi on the path to fiscal union in the euro zone", 6 settembre 2023.

acquisito centralità nelle agende di tutti i partiti europei, ed è entrato a far parte dei pilastri dell'azione della prossima Commissione, nel tentativo di sciogliere l'associazione, difesa da molti partiti di estrema destra a livello europeo, tra transizione energetica e minaccia esistenziale alla competitività industriale europea. Questa strategia sarà incentrata su un compromesso tra decarbonizzazione, competitività e sicurezza, attraverso la difesa di una politica climatica ambiziosa che allo stesso tempo promuova sostanziali opportunità industriali per il continente diminuendone le vulnerabilità: non più solo un Green Deal, ma un Clean Industrial Deal. Secondo il report di Draghi, questo passerà attraverso la piena attuazione del mercato unico europeo, un migliore coordinamento delle politiche industriali, commerciali e di concorrenza (che eviti faziosità interne e protezionismo esterno), la mobilitazione di massicci investimenti pubblico-privati, il coordinamento della politica industriale a livello europeo e politiche industriali adattate alle diverse tecnologie e settori industriali⁷. Per perseguire questa strategia, sarà necessario approfondire l'integrazione europea, attraverso: un trasferimento di maggiori poteri di spesa al centro dell'Unione, che richiederà a sua volta una cessione di sovranità da parte degli stati membri; quindi, nuove forme di rappresentanza e un processo decisionale centralizzato, reso sempre più urgente dall'inizio dell'allargamento dell'UE ai Balcani e all'Ucraina, accelerato dall'invasione russa del 2022.

In questo contesto, una forte leadership climatica a livello internazionale giocherà un ruolo fondamentale, non solo per porre le basi di una politica industriale efficace per l'Unione, ma anche per rafforzarne la legittimità politica interna. Le radici storico-politiche del posizionamento internazionale dell'Unione sul clima possono infatti essere ricondotte a due principali elementi: la centralità del multilateralismo nella costruzione europea e la legittimazione democratica resasi necessaria all'interno dell'Unione dagli anni Novanta. Oggi come tre decenni fa, il cambiamento climatico costituisce una finestra di opportunità per una Commissione desiderosa di rinforzare la propria posizione davanti a crescenti divisioni interne, e di aumentare i propri poteri rispetto agli Stati membri: l'Unione ha storicamente trovato nel tema ambientale in generale, e del cambiamento climatico in particolare, un ambito in cui parlare con una sola voce e per una causa ritenuta giusta⁸, forgiando un'immagine di "soft power" nelle questioni ambientali e nel diritto internazionale e svolgendo, in molti periodi⁹, un ruolo trainante nel processo, spingendo per accordi sempre più ambiziosi.

⁷ S. Tagliapietra, "Draghi's industrial masterplan has decarbonisation at its core", Bruegel, 9 settembre 2024.

⁸ S.C. Aykut e A. Dahan, *Gouverner le climat ? : 20 ans des négociations internationales*, Paris, Presse de Sciences Po, 2015.

⁹ La leadership climatica dell'Unione europea ha attraversato alti e bassi dalla pubblicazione dell'Unfccc nel 1992. L'UE ha ottenuto importanti successi in conferenze come Kyoto (1997), dove ha negoziato come blocco unico per la prima volta, riuscendo a ottenere un trattato internazionale vincolante per la riduzione delle emissioni di gas serra per i paesi industrializzati. Anche dopo il ritiro degli Stati Uniti dal Protocollo, l'UE ha salvato l'accordo stringendo un patto con la Russia, sostenendo la sua adesione all'Organizzazione Mondiale del Commercio (Wto) in cambio della ratifica del Protocollo. Tuttavia, il tentativo dell'UE di rafforzare la sua leadership climatica ha

1.2 Da Dubai a Baku: le priorità della Commissione europea alla luce del mutato contesto globale

Nonostante le ingenti risorse politiche ed economiche mobilitate in questo processo, però, secondo le stime del Sesto rapporto di valutazione dell'Ipcc¹⁰, le ambizioni concordate a livello globale non risultano sufficienti ad allineare la traiettoria verso uno scenario di 1,5° di aumento della temperatura media rispetto ai livelli preindustriali. Dalla prima Cop a oggi, infatti, le emissioni, e con loro la temperatura media, non hanno smesso di crescere, seppur a un ritmo minore. Tra il 1995 e il 2023 la domanda mondiale di carbone, petrolio e gas è aumentata rispettivamente del 93,3%, 37,6% e 92,9%; le emissioni globali annue del 72% (Figura 1.2); e la temperatura media è stata di 1,48° più alta rispetto ai livelli preindustriali (intesi come media delle temperature nel periodo 1850-1900)¹¹. Il *carbon budget* rimanente¹² per non superare la soglia di 1,5° di aumento della temperatura media con il 50% di probabilità è di 200 miliardi di tonnellate di CO₂: al ritmo di emissioni attuale, stimato a 40 miliardi di tonnellate l'anno, verrà consumato entro il 2029¹³.

subito un grave contraccolpo alla conferenza di Copenaghen del 2009, dove non è riuscita a imporre la sua agenda normativa né a costruire alleanze efficaci. Esclusa dai negoziati finali, dominati da Stati Uniti ed economie emergenti, l'UE ha visto fallire le sue aspirazioni di ottenere un accordo giuridicamente vincolante per tutte le parti, a causa di una combinazione di aspettative irrealistiche e un'errata valutazione del contesto geopolitico. Dopo Copenaghen, l'UE ha adottato un approccio più pragmatico e realistico, ridimensionando le proprie ambizioni e concentrandosi sulla costruzione di coalizioni diplomatiche. Questo nuovo approccio ha portato al successo diplomatico dell'Accordo di Parigi nel 2015, dove l'UE è riuscita a promuovere un accordo con impegni di mitigazione per tutti i paesi e un ciclo di revisione quinquennale.

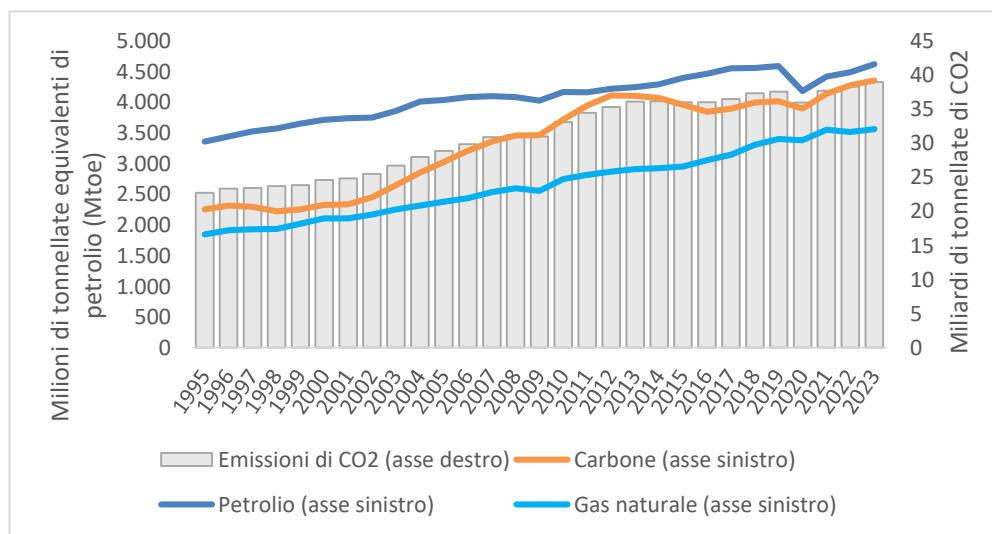
¹⁰ Intergovernmental Panel on Climate Change (Ipcc), *AR6 Synthesis Report Climate Change 2023*.

¹¹ *Copernicus: 2023 is the hottest year on record, with global temperatures close to the 1,5°C limit*, 9 gennaio 2024.

¹² Con il termine *carbon budget* ci si riferisce alla quantità massima di emissioni antropiche nette globali di anidride carbonica (CO₂) che il sistema terra, con una data probabilità, è in grado di assorbire per limitare il riscaldamento globale a un dato livello di aumento della temperatura.

¹³ C. Smith et al., *Climate Indicator/data: Indicators of Global Climate Change 2023 revision (v2024.05.29a)* Data set, 2024. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8000192>

FIG. 1.2 - EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI GLOBALI ANNUE DI CO2 E DEL CONSUMO MONDIALE DI CARBONE, PETROLIO E GAS DAL 1995 AL 2023



Fonte: Elaborazione dell'autrice su dati Enerdata, [Global Energy & CO2 database](#)

Dopo il fallimento del Protocollo di Kyoto, con la mancata ratifica da parte degli Stati Uniti, l'Accordo di Parigi ha costruito un'architettura a due direzioni. Al contrario del Protocollo, che dettava obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra giuridicamente vincolanti per i paesi industrializzati, l'Accordo di Parigi ha introdotto un nuovo quadro di cooperazione fondato su un sistema di impegni nazionali auto-definiti, i *Nationally Determined Contributions* (Ndc), che ogni parte deve presentare e aggiornare ogni cinque anni. A complemento di questo elemento *bottom-up*, l'Accordo di Parigi ha istituito uno strutturato sistema di governance, articolato in una serie di elementi *top-down* che riguardano la trasparenza e l'attuazione dei processi¹⁴. Il prossimo ciclo di Ndc dovrà essere presentato tra novembre 2024 e febbraio 2025, per poi essere discusso alla Cop30 di Belèm in Brasile (è assai probabile che molti stati sfrutteranno la finestra di visibilità della Cop29 per pubblicare i propri piani). Gli Ndc che saranno presentati nei prossimi mesi – definiti dal segretario esecutivo per il Cambiamento Climatico delle Nazioni Unite, Simon Stiell, come “i documenti climatici più importanti che verranno prodotti in questo secolo”¹⁵ – dovranno aumentare l'ambizione degli obiettivi per il 2030 e definire quelli per il 2035 in termini di adattamento e mitigazione, includendo obiettivi di riduzione delle emissioni assolute, per tutte le sfere economiche e per tutti i gas a effetto serra.

¹⁴ Entro dicembre 2024, nell'ambito del Quadro di trasparenza rafforzato (*Enhanced Transparency Framework*), le Parti dell'Accordo di Parigi dovranno presentare i primi rapporti biennali di trasparenza (Btr), che dovranno poi essere presentati ogni due anni, includendo informazioni sui rapporti sugli inventari nazionali (Nir), sui progressi verso gli Ndc, sulle politiche e le misure relative alla mitigazione e all'adattamento al cambiamento climatico, sugli impatti dei cambiamenti climatici nel paese e sulle perdite e i danni, sui livelli di sostegno finanziario, di sviluppo e trasferimento di tecnologie e di sviluppo delle capacità, e sulle aree di miglioramento.

¹⁵ UNFCCC, *Building Support for More Ambitious National Climate Action Plans*, 14 marzo 2024.

Recependo il Sesto rapporto Ipcc, alla Cop28 di Dubai è stato concordato il primo bilancio globale dei progressi verso il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, il Global Stocktake (Gst)¹⁶, che ha sancito che i progressi portati avanti collettivamente dalle parti sin dall'Accordo di Parigi sono insufficienti in tutti i settori dell'azione per il clima (mitigazione, adattamento e finanza). Per ridurre i divari di attuazione al 2030 e informare il prossimo ciclo di Ndc, il Gst ha anche sancito un accordo sulle azioni prioritarie per aumentare le ambizioni climatiche, affermando la necessità di avviare una transizione dai combustibili fossili, di triplicare la capacità rinnovabile e raggiungere 11.000 GW installati nel mondo entro il 2030, e di raddoppiare il ritmo di miglioramento medio dell'efficienza energetica globale, dal 2% all'anno al 4%, entro lo stesso orizzonte temporale. L'Unione Europea ha giocato un ruolo fondamentale in questo accordo¹⁷, il quale, seppur diluito rispetto a quanto auspicato da una coalizione di più di 100 paesi¹⁸, è stato da molti definito come storico per l'esplicita menzione della fuoriuscita graduale dai combustibili fossili, indicando la necessità di una transizione nei sistemi energetici¹⁹. Sebbene la versione ufficiale della posizione dell'Unione alla Cop29 sarà approvata solo il 14 ottobre, una bozza trapelata ad alcuni giornali²⁰ include l'obiettivo di negoziare affinché i paesi intensifichino significativamente i loro sforzi per ridurre le emissioni e mantengano l'impegno di avviare una transizione dai combustibili fossili nei nuovi Ndc, dando seguito all'accordo raggiunto alla Cop28. Le tensioni negoziali che hanno caratterizzato la Cop 28 su questo e numerosi altri temi non accennano a distendersi: ai negoziati intermedi di giugno (SB60) – i colloqui preparatori che riuniscono ogni anno a Bonn i Subsidiary Bodies dell'Unfccc – i paesi non hanno fatto progressi sulle modalità di attuazione dell'accordo sui combustibili fossili, nonostante il forte posizionamento dell'Unione Europea e dei Sids (piccoli stati insulari in via di sviluppo)²¹. Accanto al Gst, la Cop28 ha

¹⁶ Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement, “[First global stocktake](#)”, FCCC/PA/CMA/2023/L.17.

¹⁷ International Institute for Sustainable Development (Iisd), *Earth Negotiations Bulletin*, vol. 12, no. 839, 10 dicembre 2024.

¹⁸ Riguardo ai combustibili fossili, nel testo ufficiale appare il termine “transitioning away”, che rappresenta un linguaggio di compromesso: la coalizione negoziale con in testa l'Unione europea aveva chiesto che l'accordo prevedesse la graduale eliminazione (“phasing out”) dei combustibili fossili, e in particolare di quelli non abbattuti, ovvero le cui emissioni non sono state ridotte da tecnologie come la cattura e lo stoccaggio del carbonio (Ccs).

¹⁹ Il Global Stocktake, nella sezione IIA, all'articolo 28 – tra i più discussi durante la Cop28 - recita “[La Conferenza delle parti] Riconosce inoltre la necessità di riduzioni profonde, rapide e sostenute delle emissioni di gas a effetto serra in linea con i percorsi di 1,5 °C e invita le Parti a contribuire ai seguenti obiettivi sforzi globali, in modo determinato a livello nazionale, tenendo conto dell'Accordo di Parigi e delle diverse situazioni, percorsi e approcci nazionali e delle loro diverse situazioni, percorsi e approcci nazionali: [...] (d) allontanarsi [“transitioning away”] dai combustibili fossili nei sistemi energetici, in modo giusto, ordinato ed equo, accelerando l'azione in questo decennio critico, in modo da raggiungere lo zero netto entro il 2050, in linea con la scienza”. Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement, “[First global stocktake](#)”, FCCC/PA/CMA/2023/L.17.

²⁰ *Reuters*, “[EU to push at Cop 29 for follow-up on deal to curb fossil fuel](#)”s, 12 luglio 2024.

²¹ International Institute for Sustainable Development (Iisd), *Earth Negotiations Bulletin*, vol. 12, no. 853, 17 giugno 2024.

anche reso operativo il “Fondo per le perdite e i danni”, concordato alla Cop27 di Sharm El-Sheikh²² e concepito per sostenere i paesi che si trovano ad affrontare i danni legati al cambiamento climatico, sia improvvisi che a lenta insorgenza. Le perdite e i danni rappresentano però solo uno degli ambiti della finanza climatica, che comprende tutti i finanziamenti (locali, nazionali o transnazionali; provenienti da fonti di finanziamento pubbliche, private e alternative) per sostenere gli investimenti negli asset necessari per raggiungere le zero emissioni nette e per mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici. Nel 2009, alla Cop15 di Copenaghen, e poi alla Cop16 di Cancún e infine alla Cop21 di Parigi, i paesi industrializzati si sono impegnati a raggiungere l’obiettivo collettivo di mobilitare 100 miliardi di dollari l’anno entro il 2020 per l’azione climatica nei paesi in via di sviluppo. Questo obiettivo, raggiunto per la prima volta solo nel 2022²³, è stato però giudicato largamente insufficiente. Il fabbisogno finanziario per l’azione climatica (transizione energetica, adattamento e resilienza, perdite e danni, conservazione e ripristino della natura) nei mercati emergenti e nei paesi in via di sviluppo (esclusa la Cina), è stato stimato in 2.400 miliardi di dollari l’anno da mobilitare da qui al 2030²⁴.

Per questo, l’Accordo di Parigi ha stabilito la necessità di discutere un nuovo obiettivo, il *New Collective Quantified Goal on Climate Finance* (Ncqq), che dovrà essere concordato e adottato alla Cop29. I paesi sono però ancora in forte disaccordo sugli aspetti fondamentali del Ncqq, tra cui l’obiettivo quantitativo, la copertura e l’orizzonte temporale, i meccanismi di trasparenza e, soprattutto, la divisione dell’onere. Alle negoziazioni di Bonn, i paesi in via di sviluppo hanno proposto cifre incluse tra 1.100 e 1.300 miliardi di dollari l’anno, da rivedere su periodi di tempo brevi e da allocare su diverse categorie di spesa, incluso, in termini maggiori rispetto al passato, l’adattamento. I paesi industrializzati, invece, hanno solo sostenuto che dovranno essere mobilitati più dei precedenti 100 miliardi di dollari e hanno proposto orizzonti temporali più dilatati. Se qualsiasi accordo sui finanziamenti per il clima dovrà includere tra le fonti il settore privato, le banche multilaterali di sviluppo e i governi dei paesi industrializzati, è aperta la discussione su quali altri paesi possano essere finanziatori²⁵. Tutto ciò in un periodo in cui

²² Il primo riferimento formale nelle decisioni della Cop al concetto di perdite e danni risale alla Cop13 di Bali del 2007. Tre anni più tardi, la Cop16 ha istituito un programma di lavoro sul tema, che ha portato nel 2013 all’istituzione del Meccanismo internazionale di Varsavia per le perdite e i danni, con il mandato di migliorare la comprensione di questo concetto e incentivare coordinamento e azioni di sostegno tra le parti interessate. Da quel momento sono stati necessari altri sette anni per approvare una decisione della Cop per fornire fondi a sostegno dell’assistenza tecnica per l’attuazione di approcci pertinenti per evitare, ridurre al minimo e affrontare le perdite e i danni.

²³ OECD, “[Climate Finance Provided and Mobilised by Developed Countries in 2013-2022](#)”, in *Climate Finance and the USD 100 Billion Goal*, Paris, Oecd Publishing, 2024.

²⁴ A. Bhattacharya, V. Songwe, E. Soubeyra e N. Stern, *A climate finance framework: decisive action to deliver on the Paris Agreement – Summary*. London: Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science.

²⁵ Secondo i dati di un recente studio Oece, i finanziamenti pubblici per il clima erogati dai paesi sviluppati a livello bilaterale e attraverso i canali multilaterali da quando sono stati mobilitati hanno assunto prevalentemente la forma di prestiti (nel 2022 hanno raggiunto il 69%) e, in misura minore, di sovvenzioni (nel 2022, il 28%),

l'azione per il clima è già resa più difficile dai tagli degli aiuti da molti paesi industrializzati a causa delle pressioni fiscali, e dalla difficoltà di mobilitare fondi nei paesi in via di sviluppo a causa di un debito crescente.

La linea di frizione principale correrà quindi su quali paesi avranno l'onere di contribuire al fondo: gli attuali donatori chiedono che i (nuovi) grandi emettitori contribuiscano. Per farlo, sarà necessaria una revisione della divisione tra due gruppi di paesi che ha strutturato le negoziazioni climatiche sin dall'adozione dell'Unfccc: da un lato, i paesi dell'Annex II della Convenzione, ovvero i paesi industrializzati che nel 1992 erano membri dell'Ocse, formalmente tenuti a fornire risorse finanziarie nell'ambito dell'Unfccc, e dall'altro i paesi appartenenti all'Annex I ma non al II (ovvero le cosiddette economie in transizione, che includono Russia, Stati baltici e diversi Stati dell'Europa centrale e orientale) e quelli non appartenenti all'Annex I, ovvero i paesi in via di sviluppo particolarmente vulnerabili agli impatti negativi dei cambiamenti climatici. Molti degli stati appartenenti al secondo gruppo, infatti, hanno conosciuto un rapido sviluppo economico negli ultimi tre decenni e molti sono diventati grandi emettitori (come la Cina e i paesi del Golfo): su queste premesse i paesi industrializzati sostengono, quindi, la loro responsabilità nel dover contribuire all'onere finanziario. Molti di questi stati, però, si oppongono a questa sollecitazione, appellandosi alla responsabilità storica delle emissioni, su cui si fonda il principio di "responsabilità comuni ma differenziate" che informa la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite e gli accordi successivi in questo ambito. L'Unione europea, il principale singolo finanziatore dell'azione per il clima e tra i sostenitori di questa riallocazione dell'onere, ha proposto a Bonn che lo status di finanziatore possa basarsi su una combinazione di condizioni economiche ed emissioni o sull'appartenenza a istituzioni come il G20 e l'Ocse.

L'Unione sta da tempo provando a creare le condizioni per includere in particolare la Cina – la seconda economia del mondo in termini di Pil nominale e il maggiore emettitore di gas a effetto serra, responsabile di quasi il 30% delle emissioni mondiali²⁶ – all'interno dei paesi donatori, inserendo l'argomento in agenda in molti incontri con Pechino²⁷ e includendo questa richiesta anche nelle proprie posizioni ufficiali nell'ambito

mentre sono rimasti modesti i volumi degli investimenti azionari (in aziende, progetti o fondi). I finanziamenti erogati dalle MDB, invece, hanno assunto la forma di prestiti nel 90% dei casi tra il 2016 e il 2022. Il mix di strumenti finanziari è stato relativamente più equilibrato per i fondi climatici multilaterali (che hanno visto il 39% di prestiti e il 54% di sovvenzioni) e per i fornitori bilaterali (il 57% di prestiti e il 39% di sovvenzioni). Oecd (2024), *Climate Finance Provided and Mobilised by Developed Countries in 2013-2022*, Climate Finance and the US\$100 Billion Goal, Oecd Publishing, Paris

²⁶ EDGAR - *Emissions Database for Global Atmospheric Research*, GHG emissions of all world countries.

²⁷ L'argomento era già stato al centro del quarto dialogo di alto livello UE-Cina su ambiente e clima nel 2023, quando Frans Timmermans ha incontrato a Pechino il vicepremier Ding Xuexiang. Quest'anno, il quinto dialogo si è svolto a Bruxelles il 18 giugno e si è concentrato sulle preoccupazioni di Pechino di fronte alle restrizioni commerciali sulle tecnologie pulite e sulla centralità per l'Unione europea di un accordo sui finanziamenti per il clima alla Cop29 di Baku.

dell'Unfccc²⁸. Già dalla Cop28, l'Unione sta cercando alleati non solo tra i paesi dell'Annex II, ma anche all'interno della coalizione G77 – che riunisce un gruppo eterogeneo di 135 paesi, tra cui nazioni povere ed economie emergenti come l'India, tra cui la Cina spicca sempre più come un membro anomalo – e nei piccoli stati insulari e paesi meno sviluppati, a cui l'Unione sta offrendo in cambio la difesa di una loro prioritizzazione all'interno dei paesi beneficiari. La bozza della posizione dell'Unione alla Cop29 trapelata a luglio conferma questo obiettivo, chiedendo un'espansione della “base di donatori” che rifletta la “natura in evoluzione delle rispettive capacità” a partire dagli anni Novanta²⁹. In base alle ultime azioni diplomatiche in merito³⁰, gli Stati Uniti potrebbero sostenere una posizione simile, ma permangono ampie incertezze a causa delle elezioni presidenziali, che si chiuderanno solo sei giorni prima dell'inizio della Cop29. La posizione dell'UE sarà ulteriormente favorita durante le negoziazioni dalla scelta degli Emirati Arabi Uniti, durante la Cop28, di fornire finanziamenti per il clima all'interno del Fondo per le Perdite e i danni, rompendo così di fatto l'unità dei paesi non-Annex II e divenendo così il primo paese al di fuori del tradizionale gruppo di donatori a contribuire alla finanza climatica.

Il nuovo Commissario europeo per l'azione climatica, Wopke Hoekstra, ha sottolineato che insieme all'impegno per accelerare la transizione dai combustibili fossili e aumentare l'ambizione degli obiettivi di finanza climatica, alla Cop 29 l'Unione europea si impegnerà per un accordo sul mercato internazionale del carbonio con regole che garantiscano integrità ambientale, trasparenza e responsabilità. L'Articolo 6 dell'Accordo di Parigi definisce infatti i principi dei mercati del carbonio, consentendo lo scambio di crediti di carbonio generati dalla riduzione o dalla rimozione dei gas serra nell'atmosfera e stabilendo i presupposti per la cooperazione tra i paesi e con il settore privato per raggiungere gli obiettivi climatici. La conflittualità su questo tema, però – e in particolare sulla verifica dell'affidabilità dei crediti che verranno emessi e sulla rendicontabilità delle emissioni evitate, – si è tradotta in una situazione di stallo nei negoziati degli ultimi anni, confermata alla Cop28 e ai negoziati intermedi di Bonn.

1.3 Un accordo difficile: tensioni internazionali e interessi divergenti

Un accordo su questi temi non sarà facile. Nell'ambito della cooperazione internazionale per il clima gli stati sono mossi da incentivi contrastanti. Da un lato, l'azione climatica è esposta al problema del *free riding*. Poiché l'origine geografica dei gas serra emessi nell'atmosfera non determina la distribuzione degli impatti del cambiamento climatico,

²⁸ *Submission by Hungary and the European Commission on behalf of the European Union and its Member States, Eleventh Technical Expert Dialogue (TED11) and third Meeting under the Ad Hoc Work Programme (MAHWP3) on the New Collective Quantified Goal on Climate Finance (NCQG)*. 13 agosto 2024.

²⁹ *Politico*, “EU prepares for Cop 29 showdown with China over climate aid”, 31 luglio 2024.

³⁰ Ad esempio, la seconda riunione del gruppo di lavoro USA-Cina sul potenziamento dell'azione per il clima negli anni 2020, dove il consigliere senior della Casa Bianca per l'energia pulita John Podesta ha difeso posizioni simili con il suo omologo cinese Liu Zhenmin e il ministro degli Esteri cinese Wang Yi.

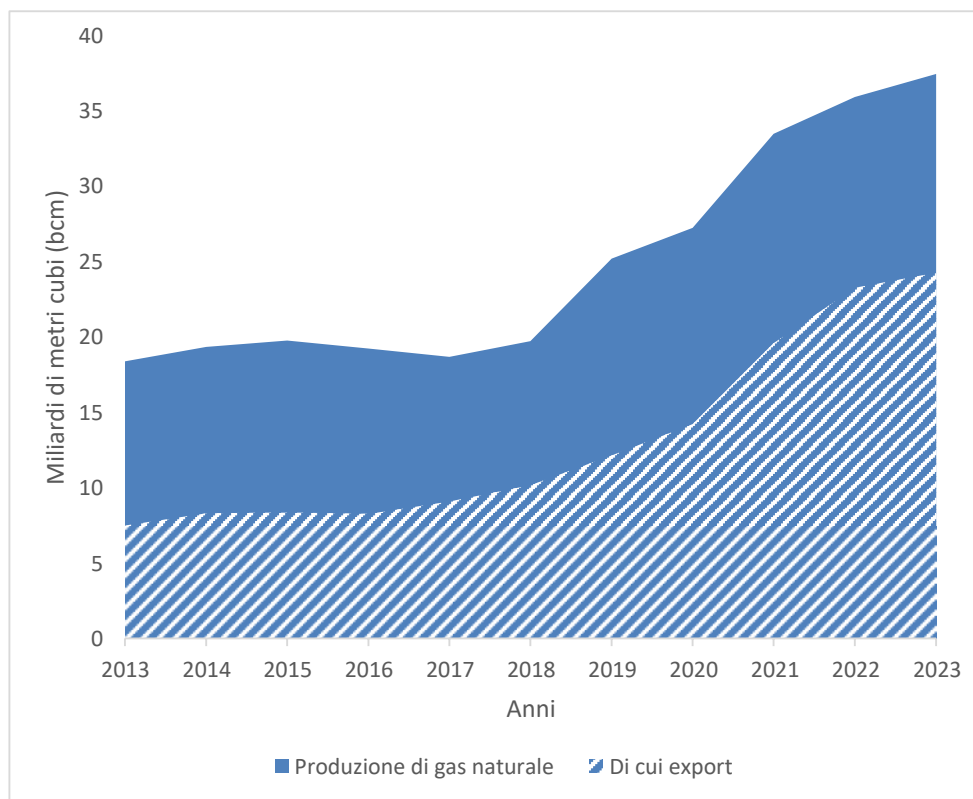
qualsiasi giurisdizione decida di intraprendere azioni di riduzione delle emissioni ne sosterrà i costi, ma godrà solo di una parte dei benefici, che saranno distribuiti a livello mondiale. Nonostante i benefici globali derivanti da una rapida ed efficace azione climatica saranno superiori ai costi globali, esiste quindi un incentivo economico a fruire pienamente delle azioni di mitigazione messe in atto da altri stati, senza contribuire in maniera efficiente al loro avanzamento. Dall'altro lato, la cooperazione internazionale sul clima, insieme a politiche nazionali come le *carbon tax*, rendono nel lungo termine economicamente svantaggioso per gli stati perseguire una strategia di sviluppo economico basata su alti tassi di consumo di combustibili fossili non abbattuti, ovvero le cui emissioni non sono state ridotte da tecnologie come la cattura e lo stoccaggio del carbonio (Ccs). In questo contesto, gli stati sono incentivati a partecipare ai processi negoziali per influenzare i quadri giuridici che definiscono gli scenari della transizione energetica. Le politiche sul cambiamento climatico, infatti, influenzano un'ampia gamma di aree economiche e politiche – dalla crescita economica alla stabilità energetica, dalla competitività delle industrie alla stabilità sociale – determinanti per gli interessi nazionali. Esistono inoltre numerosi elementi che ostacolano il raggiungimento di accordi internazionali sul clima: interessi nazionali divergenti, in particolare legati alle risorse strategiche disponibili e al mix energetico della nazione; vulnerabilità agli impatti del cambiamento climatico disomogenee; e differenti capacità (politiche, economiche e tecnologiche) di contribuire alle soluzioni. Il quadro è ulteriormente complicato da una ripartizione controversa delle responsabilità storiche del cambiamento climatico: diverse stime delle emissioni (storiche, cumulative o attuali; nazionali o pro capite; in base a dove vengono prodotti i beni o a dove vengono consumati) implicano differenti attribuzioni di responsabilità e quindi una diversa ripartizione degli oneri di mitigazione e adattamento. Nella sua evoluzione, la transizione energetica ha alimentato nuove rivalità internazionali e creato preoccupazioni geostrategiche sugli investimenti e sulle dipendenze legate alle catene di valore globali delle tecnologie verdi, intensificando la competizione per lo sviluppo tecnologico e per l'approvvigionamento delle materie prime critiche e strategiche. Nell'Unione Europea, a fronte del forte sviluppo dei mercati esteri di tecnologie verdi (in particolare in Cina) e dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel 2022, queste preoccupazioni si sono intensificate, facendo emergere l'esigenza di favorire le industrie nazionali sganciandosi dalle catene di approvvigionamento che ruotano intorno a Pechino. È emersa così una contraddizione tra la difesa del multilateralismo e di una politica climatica ambiziosa, e le tendenze protezionistiche nelle politiche industriali e commerciali, caratteristiche del nuovo ordine geoeconomico. I diversi conflitti regionali in corso, in primis in Ucraina e a Gaza, le conseguenti tensioni internazionali, come nello Stretto di Bab el Mandeb, e un contesto economico instabile costituiscono ulteriori fattori di rischio per la cooperazione internazionale. A questo si aggiunge l'incertezza relativa ai risultati elettorali del 2024, anno che ha visto (e vede tuttora) più della metà della popolazione mondiale chiamata a votare in elezioni democratiche, inclusi Stati Uniti, Unione Europea, Regno Unito, un terzo

del continente africano, Taiwan e lo stesso Azerbaijan. Inoltre, il G20 avrà luogo nella stessa settimana della Conferenza delle Parti e verrà ospitato in Brasile, lo stato ospitante della Cop30, con il rischio di catalizzare buona parte delle attenzioni e risorse politiche, dirottandole dalla Cop di Baku.

In questo contesto di tensione internazionale, l'Azerbaijan sta inquadrando la Cop29 come una "Cop di pace", da un lato con l'obiettivo di prevenire futuri conflitti alimentati dal cambiamento climatico, dall'altro di utilizzare la cooperazione internazionale sulla questione climatica per contribuire a sanare le tensioni esistenti, ad esempio chiedendo alle parti l'interruzione delle ostilità per l'intera durata della Conferenza. Ospitare la Cop sarà anche un'occasione per l'Azerbaijan di consolidare la posizione politica conquistata nell'arena internazionale. Negli ultimi dieci anni, infatti, il paese si è affermato come uno dei principali attori della regione caucasica orientale, consolidando e allargando i propri legami commerciali tramite accordi con le principali compagnie energetiche internazionali, arrivando a raddoppiare la propria produzione di gas e a triplicarne le esportazioni³¹ (Figura 1.3).

³¹ Il visibile incremento della produzione (e degli export) dal 2018 è legato all'inizio dell'estrazione dal giacimento Shah Deniz II, che si stabilizzerà su un volume di 16 miliardi di metri cubi (bcm) l'anno (mentre Shah Deniz I produce circa 9 bcm l'anno). Shah Deniz II e il gasdotto South Caucasus Pipeline (SCp) sono parti fondamentali del progetto infrastrutturale Southern Gas Corridor per la fornitura di gas del Caspio all'Unione Europea. L'Scp, lungo 693 km e con una capacità di 7 bcm, trasporta il gas dal giacimento di Shah Deniz attraverso la Georgia fino alla Turchia, parallelamente all'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan (Btc), collegandosi poi al Gasdotto Trans-Anatolico (Tanap, entrato in funzione nel 2018), che attraversa la Turchia fino alla Grecia, e al Gasdotto Trans-Adriatico (Tap, attivo dal 2020), che dalla Grecia conduce all'Italia passando per l'Albania. L'altro gasdotto tramite cui l'Azerbaijan esporta gas naturale è l'Hajigabul-Mozdok, lungo 680 km e con una capacità di 10 bcm, utilizzato per importare gas naturale dalla Russia, fino a quando, nel 2007, grazie a un accordo tra Socar e Gazprom, il flusso del gasdotto è stato invertito, permettendo l'inizio delle esportazioni verso la Russia dal 2010.

FIG. 1.3 - PRODUZIONE ED EXPORT DI GAS NATURALE DELL'AZERBAIJAN, 2013-2023



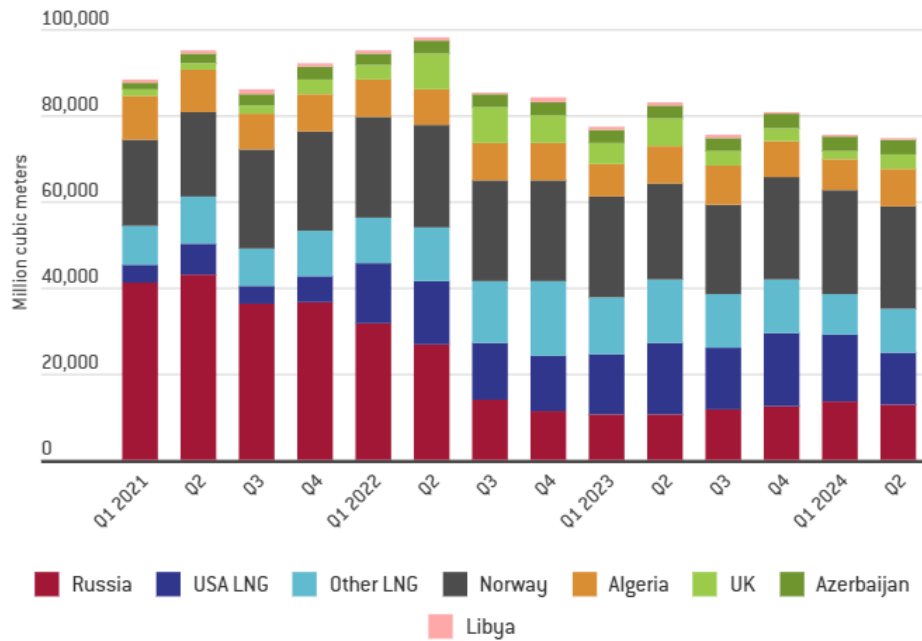
Fonte: Elaborazione dell'autrice su dati Enerdata, [Global Energy & CO2 database](#).

Negli ultimi tre anni, l'Azerbaijan ha aumentato del 12% i flussi di gas verso l'Unione, e attualmente è fornitore di otto paesi europei³², verso cui, tra gennaio e giugno 2024, ha esportato 6,4 miliardi di metri cubi di gas, circa un quarto della produzione totale nazionale, secondo i dati del governo azero. Nonostante la riduzione della dipendenza dal gas russo dopo l'invasione dell'Ucraina sia stata ottenuta principalmente tramite una riduzione della domanda e un aumento delle forniture di gas naturale liquefatto (Gnl), in particolare dagli Stati Uniti (Figura 1.4), nel 2022, all'interno della strategia di diversificazione delle forniture di gas, la Commissione europea ha firmato un memorandum d'intesa³³ con l'Azerbaijan per aumentare le esportazioni annuali verso l'UE a 20 miliardi di metri cubi entro il 2027, rispetto ai 11,8 miliardi del 2023.

³² Italia, Grecia, Bulgaria, Romania, Ungheria, Serbia, Slovenia e Croazia.

³³ Commissione europea, *UE e Azerbaijan rafforzano le relazioni bilaterali, cooperazione energetica compresa*, 18 luglio 2022.

FIG. 1.4 - IMPORTAZIONI TRIMESTRALI DELL'UE PER FONTE, 2021-2024



Fonte: [Bruegel su dati ENTOSG, GIE e Bloomberg](#)

La messa in sicurezza delle forniture di gas naturale – in particolare a fronte della scadenza dell'accordo che consente al gas russo di transitare dall'Ucraina all'Unione Europea alla fine del 2024, che potrebbe mettere ulteriormente a rischio l'approvvigionamento – richiederebbe infatti contratti a lungo termine, che l'Unione Europea sta evitando di firmare in quanto problematici rispetto agli impegni di riduzione delle emissioni assunti, e un ampliamento dei gasdotti del Southern Gas Corridor (Sgc) tra l'Azerbaijan e l'Europa, che l'UE e la Banca europea per gli investimenti (Bei) non sono in grado di finanziare, a causa del divieto di spesa, rispettivamente del bilancio dell'UE e dei fondi della Bei, verso le infrastrutture per i combustibili fossili. Se il secondo problema sta venendo aggirato vagliando l'opzione di importare il gas azeri tramite il gasdotto Hajigabul-Mozdok, passando poi per l'Ucraina (anche se sono stati sollevati numerosi dubbi sulla sua fattibilità³⁴), questo contesto è esemplificativo della contraddizione tra gli imperativi della sicurezza energetica, della competitività e della sostenibilità ambientale, che costituiscono i tre poli tra cui i legislatori devono muoversi cercando un difficile *trade-off* per le politiche ambientali e energetiche.

³⁴ *Financial Times*, "Plan to send Azeri gas to Europe may simply disguise Russian fuel, say experts. Kyiv examining plan to replace Russia gas supplies with fuel from Azerbaijan", 28 luglio 2024.

In conclusione, l'attuale quadro politico e geoeconomico, caratterizzato da conflitti regionali sempre più tesi, rivalità tecnologiche e dipendenze strategiche, pone l'Unione europea di fronte alla sfida di bilanciare la riduzione delle emissioni con la tutela della competitività industriale e dell'approvvigionamento energetico. In questo contesto, riaffermare la propria leadership climatica globale alla Cop29 non sarà scontato, e una vittoria negoziale passerà soprattutto attraverso la capacità dell'Unione di trainare un rinnovato impegno nel sostenere finanziariamente l'azione climatica nei paesi in via di sviluppo, ridiscutendo la divisione tra i paesi che ha strutturato i negoziati internazionali sul clima dal 1992. L'eventuale successo dell'Unione non solo contribuirà a porre le basi per una nuova distribuzione di responsabilità e di oneri in ambito climatico, ma sarà determinante per garantire, come successo in passato, una legittimazione per una maggiore integrazione interna, necessaria per far fronte alle sfide emergenti.

2. *DEPLOY OR DEVELOP:* IL DILEMMA NON PIÙ RINNOVABILE DELL'EUROPA

Alberto Prina Cerai

L'International Energy Agency (Iea) ha pubblicato all'inizio di gennaio 2024 il suo report sull'energia rinnovabile, riportandone una crescita significativa. Trainate dalle politiche di decarbonizzazione esistenti e da particolari condizioni di mercato, le installazioni globali potrebbero raggiungere 7,800 GW di capacità nel 2028, con pannelli fotovoltaici e turbine eoliche che conterranno per il 95% della generazione di energia rinnovabile solo cinque anni più tardi, grazie a costi di generazione inferiori rispetto alle alternative fossili e non fossili¹. Lo studio Iea mostra come, con le politiche e le condizioni di mercato attuali, la potenza rinnovabile globale potrebbe aumentare di due volte e mezzo entro la fine di questo decennio. Tuttavia, seppur la crescita sia significativa, non è ancora sufficiente per raggiungere l'obiettivo sancito in occasione della Cop28: triplicare le fonti rinnovabili attraverso la rimozione di barriere amministrative, colmare i ritardi nelle autorizzazioni e sviluppare le infrastrutture di rete. Vi è da considerare, inoltre, un contesto geoeconomico sempre più frammentato, con le nuove tecnologie e gli asset abilitanti (come le batterie per lo stoccaggio energetico) al centro della competizione tra Stati Uniti e Cina e di un ricorso massiccio alla politica industriale anche in Corea del Sud e Giappone. In questo scenario, l'Unione europea (UE) è chiamata a trovare un nuovo bilanciamento tra obiettivi di decarbonizzazione e strumenti per perseguirli, trovandosi di fronte a una scelta che non dovrà necessariamente essere binaria tra *deployment* (dispiegamento) o *development* (produzione/sviluppo) delle tecnologie rinnovabili o *net-zero* (un mercato che al 2030 varrà circa €600 miliardi) ma solo se verranno affrontate tutte le attuali lacune normative e industriali.

Le fonti rinnovabili come solare, eolico, idrogeno e geotermia, rimangono infatti componenti chiave del piano UE per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, come previsto dall'European Green Deal, attraverso un passaggio intermedio al 2030 con la riduzione di almeno il 55% delle emissioni rispetto ai livelli del 1990 e del 90% al 2040 secondo una raccomandazione della Commissione europea². Con l'invasione russa dell'Ucraina, la necessità di decarbonizzare si è agganciata (e in parte subordinata alle

¹ International Energy Agency (Iea), *Renewables 2023*, Iea, Parigi.

² Commissione europea, *Securing our future Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*, COM (2024) 63, finale, 6 febbraio 2024.

necessità di sicurezza energetica dei Paesi membri) all'interesse di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili, con il lancio del REPowerEU Plan per tutelare il mercato unico dalla volatilità dei prezzi dell'energia. Le azioni immediate in seguito alla crisi hanno portato a ridurre le importazioni di gas russo (da gasdotti e Lng) dal 45% delle importazioni totali del 2021 al solo 18% nella prima metà del 2024 (da 150,2 a 25,4 miliardi di metri cubi), con il crollo più significativo del 72% tra il 2021 e il 2023³. In compenso, l'UE ha stabilito dei target per l'accelerazione del dispiegamento di energia rinnovabile attraverso la revisione della *Renewable Energy Directive*, sotto il cappello normativo e di policy del *Fit-for-55*, facilitandone l'integrazione di progetti continentali incluse le reti *offshore*⁴. Il nuovo obiettivo dell'UE è quello di arrivare al 42,5% di energia da fonti rinnovabili entro il 2030, con una base di partenza del 23% al 2022: un raddoppio previsto che dovrà contare soprattutto sull'aumento del consumo di energia rinnovabile nel settore dei trasporti e del riscaldamento/raffreddamento, dal momento che il settore elettrico è quello che ha registrato un incremento maggiore (dal 25,1% del 2012 al 41,2% del 2022)⁵.

A oggi, l'installazione delle tecnologie rinnovabili sta crescendo sul continente: i settori del solare fotovoltaico e dell'eolico hanno visto aumentare la loro capacità di circa 489 GW tra il 2010 e il 2023 (con uno share sul consumo finale lordo di energia cresciuto del 0,7% annuale negli ultimi dieci anni), con aggiunte record nell'ultimo anno. Inoltre, hanno coperto circa il 22% del consumo finale lordo di energia l'anno scorso rispetto al 14% in Cina e al 9% negli Stati Uniti⁶. L'UE, dunque, è già il secondo mercato in termini di domanda per fotovoltaico, eolico e per i veicoli elettrici (EV), ma ha perso terreno sul lato manifatturiero per via della sovracapacità cinese, della perdita di *know-how* tecnologico e di un troppo frammentato e incerto supporto pubblico di questi settori (che di recente sono stati inseriti nel perimetro d'implementazione della Strategic Agenda 2024-29, concordata durante l'incontro di giugno del Consiglio europeo). Un aspetto che non sembra conciliare le promesse di guidare la transizione energetica e la decarbonizzazione a livello globale difendendo l'industrializzazione e la competitività del continente⁷. Per recuperare terreno, l'UE ha intrapreso una serie di iniziative per stimolare le industrie a monte e a valle della filiera, aumentando la capacità di produzione di componenti ad alto valore aggiunto e rafforzando la resilienza delle catene di approvvigionamento. In questa direzione, l'approvazione e la conversione in legge dell'*European Critical Raw Materials Act*, lo scorso maggio, rappresenta una prima messa a terra della strategia europea, considerando

³ Commissione europea, "Statement of Commissioner for Energy Kadri Simson on record post-winter gas storage levels in Europe", 12 aprile 2024.

⁴ Il Fit-for-55 è un pacchetto di riforme presentato dalla Commissione europea nel 2021 e che mira a ridurre del 55% le emissioni di anidride carbonica in Ue entro il 2030 come obiettivo intermedio del Green Deal al 2050.

⁵ Commissione europea, Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *State of the Energy Union Report 2024*, COM(2024) 404, finale, 11 settembre 2024.

⁶ European Environment Agency (EEA), "Share of energy consumption from renewable sources in Europe", 27 marzo 2024.

⁷ M. Draghi, *The future of European competitiveness. Part A / A competitiveness strategy for Europe*, settembre 2024.

gli attuali valori di dipendenza ed esposizione sulle materie prime critiche e strategiche per la transizione energetica ma anche digitale. In parallelo, il Green Deal Industrial Plan e il Net-Zero Industry Act sono altri due pilastri che richiederanno un maggior coordinamento operativo e, soprattutto, la necessità di stanziare ulteriori fondi, e renderli più facilmente accessibili, emulando in parte quanto fatto dagli Stati Uniti con l'*Inflation Reduction Act* (Ira).

Proprio la misura americana rappresenta la risposta più concreta, seppur con effetti ancora da valutare sulla decarbonizzazione del sistema energetico statunitense, al predominio della Repubblica Popolare Cinese lungo la catena del valore delle rinnovabili. Il pacchetto legislativo, che ha stimolato attraverso generosi crediti fiscali circa \$72 miliardi di investimenti privati solo per l'energia e l'industria secondo i dati più recenti⁸ – rappresenta una chiara inversione di tendenza della ritrosia delle precedenti amministrazioni (democratiche e repubblicane) a un massiccio intervento dello stato in economia. Un ritorno alla politica industriale che si inserisce nel contesto di competizione con la Cina e nella necessità di ridurre le dipendenze e vulnerabilità nelle *supply chain* strategiche⁹. Un dominio, quello di Pechino nelle filiere *green*, che è il risultato di decenni di investimenti, politica industriale e pianificazione che ha permesso alle aziende cinesi di sfruttare le condizioni e i mandati governativi per creare economie di scala, abbattendo così i costi delle tecnologie e innescando un circolo virtuoso tra dispiegamento e manifattura di impianti fotovoltaici, turbine eoliche e batterie elettriche. Come per altri settori, l'erogazione di sussidi da parte del governo centrale a monte della filiera ha avuto effetti propositivi per l'export di prodotti *downstream* o a più alto contenuto tecnologico, riducendo le importazioni¹⁰. Seppur in un crescente clima di frammentazione commerciale, nel 2023, secondo il report dell'Iea, l'eolico e il solare hanno raccolto circa \$735 miliardi di dollari di investimenti, di cui circa il 30% solo in Cina per il fotovoltaico. Il paese asiatico continua così ad essere il traino mondiale sia per quanto riguarda le installazioni che per la produzione di tecnologie “verdi”, ma è proprio l'equilibrio di questo rapporto a destare preoccupazioni a Bruxelles e a Washington: in particolare, le implicazioni della sovracapacità industriale cinese per le aziende dell'eolico e del fotovoltaico presenti in Europa. E, più in generale, sulla narrazione che vorrebbe conciliare la transizione energetica con nuovi posti di lavoro e competitività industriale, oltre al fatto che le tecnologie *low-carbon* sono tra le dieci aree individuate dalla Commissione come critiche per la sicurezza economica dell'UE¹¹.

⁸ L. Bermel et. al., “[Clean Investment Monitor: Tallying the Two-Year Impact of the Inflation Reduction Act](#)”, Rhodium Group-MIT CEEPR, visitato il 7 agosto 2024.

⁹ White House, [Building Resilient Supply Chains, Revitalizing American Manufacturing, and Fostering Broad-Based Growth](#), 100-Day Reviews under Executive Order 14017, giugno 2021.

¹⁰ L. Rotunno e M. Ruta, “Trade Implications of China’s Subsidies”, IMF Working Paper, WP/24/180, International Monetary Fund, agosto 2024.

¹¹ Come indicato nell'allegato alla raccomandazione della Commissione del 3 ottobre 2023 sulle aree tecnologiche critiche per la sicurezza economica dell'UE.

2.1 Dove soffia il vento dell'industria eolica?

2.1.1 Un mercato in crescita, ma a velocità variabile

La transizione energetica prospetta una crescita importante per l'energia eolica, nonostante l'elettricità generata dalle turbine eoliche installate in giro per il mondo nel 2023 abbia contato per solo l'1,5% del mix elettrico mondiale, secondo le più recenti stime del *World Energy Outlook* dell'Iea¹², a fronte di una produzione di 1.936 GWh. Ciò nonostante, i margini di crescita sono solidi dal momento che ci si aspetta un aumento della quota dell'energia eolica nel totale del mix elettrico globale secondo le politiche annunciate di mitigazione del cambiamento climatico o di quelle richieste per uno scenario di decarbonizzazione più pronunciato. In questo secondo scenario, secondo le stime dell'Iea la capacità mondiale installata dovrà aumentare dai 900 GW del 2022 a più di 2.700 GW a entro la fine di questo decennio, per infine toccare i 7.600 GW nel 2050. Il segmento *onshore* ha contato per l'87,9% delle nuove installazioni a livello globale nel 2023 e continuerà verosimilmente a dominare il mercato (Figura 2.1)¹³. Secondo le proiezioni della società di ricerca e consulenza privata WoodMackenzie, l'industria eolica ha stabilito un nuovo record lo scorso anno con 101,6 GW di nuova potenza installata (*onshore* e *offshore*) a livello globale, una crescita del 19,4%. Tuttavia, si tratta di numeri in parte distorti dalla ripresa del mercato cinese e dei progetti *offshore* al di fuori dell'UE che in questo segmento rimane leader indiscussa. Sempre secondo WoodMackenzie, il volume delle nuove installazioni nel mercato *onshore* in Europa è sceso del 6,0% nel 2023: un rallentamento particolarmente evidente nel Nord Europa, principalmente in Svezia (-20,6%) e Finlandia (-35,7%). Di converso, la crescita è stata trainata dall'attività nei paesi dell'Europa occidentale e meridionale, con Regno Unito (+89,4%) e Italia (+16,4%) tra i paesi più virtuosi¹⁴.

Lo shock energetico causato dall'invasione russa dell'Ucraina ha rappresentato una finestra di opportunità per il settore dell'energia eolica per diventare parte dell'equazione che unisce decarbonizzazione e sicurezza energetica, seppur quest'ultima abbia assunto nuovi connotati per via della natura intermittente delle fonti rinnovabili. Ma non solo: in un'ottica di vulnerabilità geoeconomica, la necessità di supplire all'installazione regionale con una maggior quota di tecnologie, semilavorati e materie prime prodotti in loco in un'ottica di diversificazione delle forniture: ciò nonostante, come si vedrà in seguito, l'emergere di una filiera integrata alternativa alla Cina sconta ancora alcuni limiti strutturali. Il quadro politico è rimasto comunque favorevole nell'ultimo biennio. Ad ottobre del 2023, l'Unione europea ha lanciato il Wind Power Package per accelerare l'installazione di turbine eoliche (*onshore* e *offshore*) in Europa e rafforzare la competitività dell'industria manifatturiera¹⁵.

¹² International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook 2023* (dataset), ottobre 2023.

¹³ Da notare la crescita cinese: in quattro anni (2019-2023), l'aggiunta di capacità eolica *onshore* ha raddoppiato quella europea con un tasso del 93,5%, come evidenziato nella Figura 2.1.

¹⁴ WoodMackenzie, "Record highs for global wind turbine intake in 2023", 18 marzo 2023.

¹⁵ Commissione europea, *European Wind Power Action Plan*, COM/2023/669, finale.

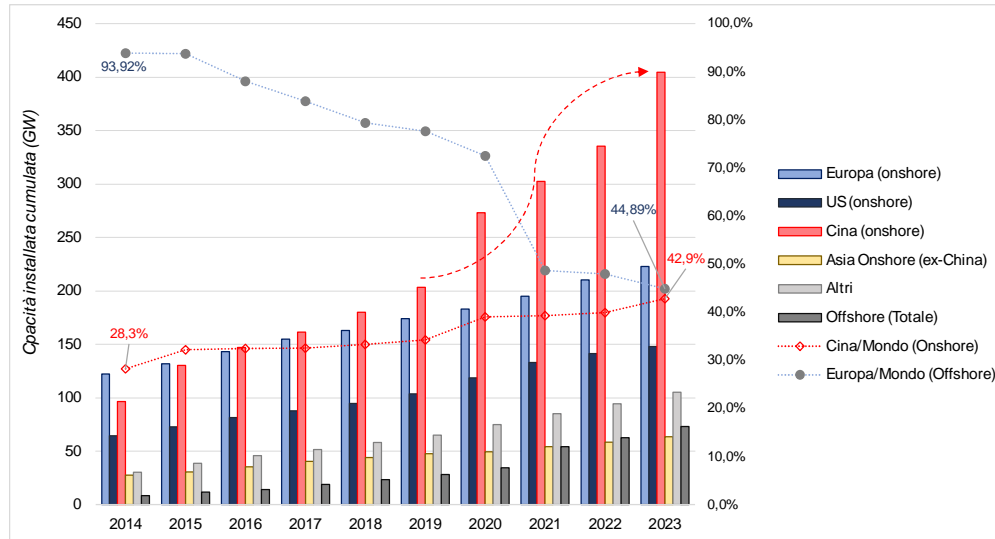
Il documento definisce 15 misure, da attuare immediatamente sulla base delle politiche e legislazioni vigenti, strutturate in sei aree chiave: (i) accelerazione della diffusione di impianti attraverso una maggiore prevedibilità e una più rapida concessione dei permessi; (ii) una migliore progettazione delle aste; (iii) l'accesso ai finanziamenti, facilitati in particolare attraverso l'Innovation Fund; (iv) la creazione di un contesto internazionale equo e competitivo; (v) lo sviluppo delle competenze dedicate al settore eolico; (vi) e infine l'impegno dell'industria e degli Stati membri¹⁶. In seguito al piano della Commissione, 21 Stati membri si sono impegnati per facilitare l'installazione di 55 GW di nuova capacità eolica entro la fine del 2026. Il raggiungimento dell'obiettivo di almeno il 42,5% di energia rinnovabile entro il 2030 richiederà un massiccio aumento della capacità installata di energia eolica che dovrà passare dai 204 GW nel 2022 a più di 500 GW nel 2030¹⁷. Una crescita che dovrà attestarsi al 34% nel periodo considerato, mentre la media dal 2020 al 2023 è stata di circa l'11%. Dal 2020, inoltre, la percentuale della capacità installata in Europa per l'eolico *offshore* (settore che vede i player europei tra i leader a livello mondiale) sul totale globale è diminuita drasticamente, con il 45% circa (Figura 2.1), per via della consistente crescita del mercato cinese e delle perdite operative di player del calibro di Vestas e Siemens Gamesa¹⁸. Tuttavia, l'espansione dell'eolico *offshore* ha rappresentato un pilastro per la strategia energetica della Commissione europea guidata da Ursula von der Leyen: come parte del Green Deal, l'UE ha fissato un obiettivo di 300 GW di energia eolica *offshore* da raggiungere entro il 2050.

¹⁶ Commissione europea, “[An EU Wind Power Action Plan to keep wind power a European success story](#)”, DG for Communication, 24 ottobre 2023.

¹⁷ Commissione europea, “[Commission sets out immediate actions to support the European wind power industry](#)”, 24 ottobre 2023.

¹⁸ WindEurope, Rystad Energy, *The State of the European Wind Energy Supply Chain*, Report, 19 aprile 2023.

FIG. 2.1 - AUMENTO DELLA CAPACITÀ DELL'EOLICO *ONSHORE* A LIVELLO GLOBALE SUDDIVISO PER REGIONE, CON VARIAZIONE PERCENTUALE DELLA QUOTA DI NUOVE INSTALLAZIONI PER REGIONE E LEADERSHIP TECNOLOGICA (UE: *OFFSHORE*; CINA: *ONSHORE*). IL MERCATO *OFFSHORE* (POCO SOPRA I 100 GW), PIÙ RISTRETTO, È CONSIDERATO NEL SUO TOTALE



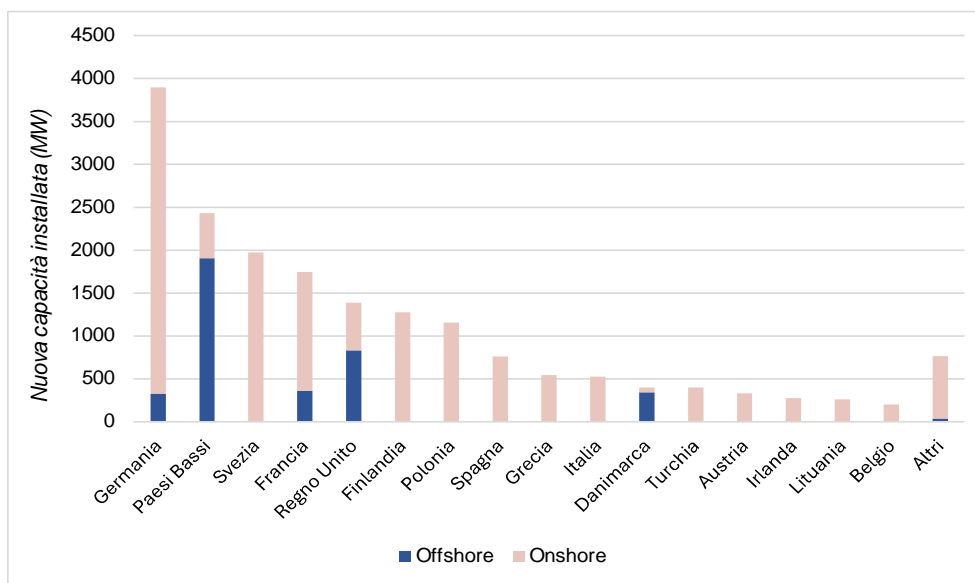
Fonte: International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewables 2023*

Nel frattempo, la Germania, tra i maggiori mercati UE per l'industria eolica, punta a consolidare gli ambiziosi target di installazione (il che richiederà di raggiungere 115 GW di potenza installata dagli attuali 60) e a semplificare gli iter autorizzativi. Nel maggio del 2023, il ministero per gli Affari Economici e l'Azione Climatica ha svelato la nuova strategia la quale, in aggiunta alle numerose iniziative precedenti per accelerare l'espansione dell'energia eolica *onshore*, punta ad accrescere la capacità a 160 GW entro il 2035. La velocità con la quale sono stati rilasciati i nuovi permessi è cresciuta considerevolmente (l'80% in più rispetto al 2022, 6,4 GW autorizzati su 9,8 GW), il che fa ben sperare per il raggiungimento dei target. L'*Onshore Wind Energy Act* dovrebbe inoltre essere visto come un passo significativo in questa direzione, seppur uno dei principali ostacoli del paese rimangano quelli infrastrutturali per il trasporto e l'installazione in loco delle turbine eoliche. Nel complesso, comunque, gli stati membri UE sono sulla buona strada per l'implementazione dei regolamenti della Commissione, seppur differenze permangano su velocità delle autorizzazioni e priorità assegnate all'industria eolica nei rispettivi Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima. Il mercato complessivo in Europa per l'industria eolica dovrà continuare a crescere se si vorrà raggiungere l'obiettivo dichiarato di 480 GW di potenza installata entro il 2030: serviranno circa 30 GW di potenza cumulata media all'anno per raggiungere questo obiettivo intermedio (la Commissione stima che la cifra debba aggirarsi sui 37 GW), un numero non semplice considerando che nel 2023 l'aggiunta è stata di soli 18 GW, ovvero poco meno della metà del volume

richiesto¹⁹. Secondo le proiezioni di Wind Europe, associazione di categoria, sono previste nuove installazioni per 98 GW fino al 2030 (20 GW di media all'anno), una cifra comunque non sufficiente per raggiungere gli obiettivi del REPowerEU²⁰.

Il grande dilemma della politica europea in ambito di decarbonizzazione rimane, dunque, duplice anche per il settore eolico: rivedere i target per dare respiro alle industrie europee oppure mantenerli e approntare misure di supporto più consistenti per evitare l'ingresso, in certi casi scomodo e preoccupante, delle aziende cinesi che potrebbero erodere lo share di mercato dei 'giganti del vento' continentali. In realtà, uno sguardo attento ai dati per il 2023 rivela un contesto di mercato favorevole al dominio europeo nel segmento *offshore*: la quasi totalità delle nuove installazioni (in MW) è stato eseguito da operatori europei. Un balzo significativo, considerando che nel 2022 le installazioni *offshore* in UE erano state dominate rispettivamente da General Electric (94%) e dalla cinese MingYang (6%). In termini geografici, la crescita è stata trainata dai Paesi Bassi (1.906 MW) con il completamento dei progetti di Hollandse Kust realizzati da Siemens Gamesa, dal Regno Unito (833 MW) con l'avvio della fase A del progetto Dogger Bank, operato da Equinor ASA con turbine fabbricate dall'americana General Electric, e a seguire da Germania (329 MW), Francia (360 MW) e Danimarca (344 MW) con la fornitura delle turbine di Vestas e Siemens.

FIG. 2.2 - NUOVA CAPACITÀ INSTALLATA (*ONSHORE* E *OFFSHORE*) IN EUROPA NEL 2023



Fonte: WindEurope 2024

¹⁹ Commissione europea, "Questions and Answers on the European Wind Power Package", Comunicato stampa, 24 ottobre 2023.

²⁰ WindEurope, *Wind energy in Europe: 2023 Statistics and the outlook for 2024-2030*, Report, 28 febbraio 2024.

Il segmento *onshore* rimane ancora dominante in Europa, avendo catturato il 79% della nuova potenza installata nel 2023 con la leadership della Germania (3,6 GW, il numero più alto dal 2017), della Svezia (2 GW), della Francia (1,8 GW), di Finlandia (1,3 GW) e Polonia (1,2 GW) (Figura 2.2). Nel 2022 questo segmento di mercato aveva comunque visto l'ampia partecipazione delle aziende europee, con una quota di mercato di circa il 75% secondo i dati di Gwec e WoodMackenzie²¹. Sotto 1 GW di nuova potenza installata, invece, Spagna, Italia e Grecia che non hanno connesso alla rete, invece, nuovi impianti *offshore* nonostante le potenzialità della sponda mediterranea. Allo stato attuale, solo Italia e Grecia hanno inserito nei rispettivi Pniec un target al 2030 per l'energia eolica *offshore* nel Mediterraneo, rispettivamente di 2100 e 2700 MW, con la capacità installata che si aggira a soli 30 MW nell'area, circa lo 0.3% di tutta la capacità installata *offshore* in Europa (circa 90 GW). Gli impianti eolici sulla terra ferma hanno contato per circa il 16,8% della domanda di elettricità dell'Unione europea, per un totale di 466 TWh di generazione (19% della domanda complessiva), con il record di produzione toccato il 22 dicembre 2023 grazie alla spinta degli impianti installati nel Nord Europa.

2.1.2 Eolico: cresce l'insidia dell'industria cinese in Europa

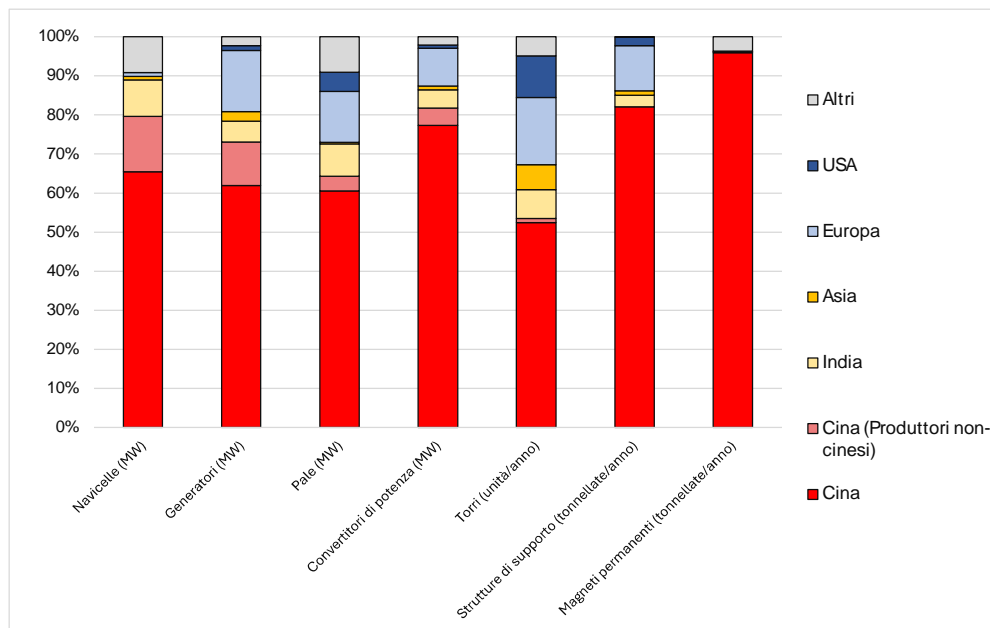
Le sfide dinanzi all'industria eolica europea non sono infatti da considerarsi solo dal lato della rincorsa sul totale del consumo energetico, che rimane comunque legata all'intermittenza della fonte di energia e alla riforma del mercato elettrico europeo che passa anche dall'Electricity Market Design (Emd). Dal punto di vista della sicurezza energetica, raggiungere gli obiettivi prefissati dipende innanzitutto dalla continuità delle operazioni industriali, dalla stabilità delle catene di approvvigionamento e da un contesto macroeconomico favorevole allo sviluppo dei progetti sia *onshore* che *offshore*, che rimangono fortemente legati al costo del capitale e degli investimenti. Dal punto di vista tecnologico, le turbine eoliche hanno visto calare progressivamente il costo per unità, seppur vi siano differenze a seconda del segmento preso in considerazione e della regione di riferimento. Secondo i dati di WindEurope, il *Levelised Cost of Electricity* (LCoE)²² dell'eolico *onshore* è destinato a scendere da 40 euro per MWh del 2019 a 26 €/MWh nel 2030, fino a 19 nel 2050. Una tendenza che renderebbe ancor più appetibile gli investimenti in nuova generazione eolica, seppur gli ultimi due anni suggeriscano una maggior cautela sulle proiezioni dal momento che il prezzo delle materie prime, l'aumento dei costi di trasporto e i possibili colli di bottiglia hanno già rallentato l'abbattimento dei costi a partire dal 2020. Nel caso dei parchi eolici *offshore* (che rispetto a quelli *onshore* vantano in genere costi di mantenimento minori, ma di installazione maggiori), si stima che il costo d'investimento complessivo di un impianto con turbine da 12 MW sia pari a circa l'80%

²¹ I dati per lo share di mercato del 2023 non sono al momento reperibili.

²² Il LCoE è il costo medio di produzione di energia che include tutte le spese di costruzione, gestione e manutenzione di un impianto durante la sua vita utile. C'è da tenere in considerazione che un valore medio del LCoE è comunque non un indicatore sempre valido, dal momento che non tiene conto delle variazioni sul costo del capitale che rappresenta un costo significativo sugli investimenti iniziali per i progetti eolici.

del LCoE, laddove il costo di produzione della turbina costituisce l'elemento più importante per circa un terzo²³. Ne consegue che i produttori che riescono ad abbattere e a contenere questa voce dei costi, a parità degli altri fattori, possono risultare molto competitivi. È plausibile, dunque, che in questo segmento gli assemblatori europei tendano a rifornirsi dalla Cina, o a stabilirvi impianti, per le componenti chiave più di quanto non avvenga per i progetti *onshore*. È il caso, per esempio, dei generatori: circa il 73% (115 GW) della capacità produttiva è localizzata in Cina, controllata da industrie nazionali e in minima parte estere (Figura 2.3).

FIG. 2.3 - CAPACITÀ PRODUTTIVA LUNGO LA FILIERA INDUSTRIALE EOLICA. "ASIA" INCLUDE CAPACITÀ PRODUTTIVA ESCLUDENDO CINA E INDIA. "TORRI" (CALCOLATE COME UNITÀ ALL'ANNO) INCLUDONO CAPACITÀ PER PARCHI EOLICI ONSHORE E OFFSHORE. I MAGNETI PERMANENTI DI TERRE RARE (NdFeB) SONO TIPICAMENTE UTILIZZATI PER LE TURBINE EOLICHE OFFSHORE



Dati elaborati dall'autore. Fonte: Gwec (2024)

A seconda della tecnologia, convenzionale per l'eolica *onshore* (che converte l'energia cinetica del vento in elettricità tramite un riduttore meccanico) e quella *direct-drive* che prevede l'accoppiamento diretto tra rotore e generatore per le turbine *offshore*, le sub-componenti richieste possono variare²⁴. Nella media, secondo le stime di BloombergNef, assumendo 221 tonnellate (per 1 MW di potenza installata) di ripartizione media della

²³ Stime della società di consulenza 4C Offshore, <https://www.4coffshore.com/windfarms/>

²⁴ S. Carrara et. al., *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonized energy system*, Eur 30095, Publication Office of the European Union, Luxembourg, 2020.

componente di materiali per un impianto eolico *offshore*, circa l'85-90% è rappresentato da acciaio e solo in misura minore da materiali compositi come le fibre di vetro, carbonio e le terre rare utilizzate nella manifattura dei magneti permanenti (NdFeB) impiegati nei generatori *direct-drive*²⁵. Per quest'ultimi, Pechino controlla circa il 95% della produzione globale (Figura 2.3): dunque è più conveniente per gli assemblatori che tali generatori vengano prodotti in prossimità dei loro principali fornitori. Secondo alcune stime, nel 2020 quasi tutte le turbine eoliche *offshore* installate nell'UE e circa il 72% delle turbine eoliche *offshore* distribuite a livello globale hanno impiegato generatori con NdFeb. Le turbine *onshore*, invece, presentavano un tasso di adozione inferiore, con circa il 13% nell'UE e il 22% a livello mondiale²⁶. Anche per quest'ultime, che nel 2023 costituivano il 79% della nuova capacità installata in Europa, gli effetti della crisi sono stati comunque importanti nel determinare un'inversione di tendenza per i costi d'installazione, cresciuti di quasi il 40% dai livelli pre-pandemia soprattutto per l'aumento dei costi di trasporto e delle materie prime²⁷.

Considerando la componente materiale come fattore decisivo che incide sui costi finali, così come il costo del capitale, è dunque fondamentale per gli operatori rifornirsi da produttori che riescano a vendere le turbine contenendo questa voce dei costi. Soprattutto perché man mano che la stazza delle turbine aumenta per supportare una maggiore potenza di generazione (MW/t), diventa decisivo tanto il design delle pale quanto la distinta delle materie prime impiegate. Non deve stupire, dunque, che dal punto di vista industriale allo stato attuale l'output di turbine eoliche dipende in buona parte dalla capacità produttiva e manifatturiera della Cina, che controlla molteplici segmenti *upstream* e *midstream* della filiera come il 91% della raffinazione di terre rare (riclassificate come "critiche" e definite "strategiche" dalla Commissione nel 2023), e la conseguente "metallizzazione", per poi essere utilizzate nei magneti per i generatori. Sul piano minerario, l'UE non ha all'attivo capacità d'estrazione di terre rare, mentre l'unico deposito fino a ora rivelatosi promettente, quello di Norra Kärr in Svezia, è ben lontano dall'essere operativo secondo gli auspici dell'European Critical Raw Materials Act (garantire almeno il 10% del fabbisogno di materie prime critiche o strategiche dell'UE entro la fine del decennio da attività estrattive continentali)²⁸. Proprio per questo un certo grado di dipendenza da fornitori esteri dovrà essere tollerato lungo la filiera. L'*European Raw Materials Alliance* (Erma), braccio operativo di EIT Raw Materials che raccoglie gli *stakeholders* del settore, nel 2021 ha fissato un *target* per la produzione in UE entro il 2030 di circa 7.000 tonnellate di magneti per l'industria eolica e automotive europea (Figura 2.4), ma a oggi solo un'azienda canadese che sta costruendo un impianto in Estonia presenta un'integrazione verticale del suo business in

²⁵ A. Jain, "Soaring Costs Stress US Offshore Wind Companies, Ruin Margins", *BloombergNef*, 1 agosto 2023.

²⁶ T. Telsnig et al., *Clean Energy Technology Observatory: Wind Energy in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, JRC130582.

²⁷ N. Ferris, "Data Insight: the cost of a wind turbine has increased by 38% in two years", *Energy Monitor*, 25 aprile 2023.

²⁸ Eurometaux, *Raw Materials 2030: A Rallying Call for European Resilience*, 17 aprile 2024.

grado di regionalizzare, in parte, la filiera²⁹. Discorso diverso per altri materiali classificati come “critici” come il rame (impiegato nei rotori e nei cavi di trasmissione sottomarini), mentre meno preoccupante risulta essere l’approvvigionamento di alluminio e acciaio, su cui invece vi sono preoccupazioni legate ad aspetti commerciali e ambientali affrontate attraverso il meccanismo del *Carbon Border Adjustment Mechanism* (Cbam)³⁰.

Proprio per supplire a queste diverse esigenze di fornitura, l’industria eolica con il tempo si è fortemente rivolta a specializzazione e internazionalizzazione. Parliamo, infatti, di circa 800 siti produttivi distribuiti a livello mondiale tra Cina (45%), Europa (31%), India (7%), Brasile (5%) e, sorprendentemente, fanalino di coda gli Usa (4%). L’Europa rimane comunque, come testimonia questo numero grezzo, un continente leader in questa industria, specialmente nelle fasi finali di assemblaggio degli impianti: secondo le stime del *Joint Research Centre*, braccio scientifico della Commissione europea, circa l’85% delle necessità di dispiegamento annuali del blocco europeo è garantito dalle capacità dei player europei, seppur alcuni di questi possiedano impianti e centri di R&D in Cina³¹. Tuttavia, rimane fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi del REPowerEU il consolidamento di questa posizione di mercato al 2030, oltre al fatto che la crescita richiesta potrebbe mettere l’UE di fronte alla spiacevole situazione di veder diminuire l’autosufficienza – e dunque aumentare le dipendenze estere – qualora venissero meno i necessari investimenti in nuova capacità produttiva sul suolo europeo. Il *Net Zero Industry Act* (Nzia), adottato a giugno 2024 dall’UE, si impone di rispettare la riduzione dei gas serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 attraverso un maggior contributo di tecnologie pulite prodotte in UE, con l’obiettivo di coprire internamente il 40% del fabbisogno del blocco comunitario. Per raggiungere questo obiettivo generale, il Nzia contiene misure mirate a “ridurre il rischio di shock di fornitura relativamente alle tecnologie verdi e di competizione distorta che possa frammentare il mercato interno” tra cui l’introduzione, per la prima volta, di criteri non di mercato sia nelle aste per l’energia rinnovabile sia per i requisiti in capo agli Stati membri sui “progetti strategici per il *net zero*” (Articolo 10). Uno dei criteri obbligatori è il contributo di quest’ultimi alla resilienza dell’industria, che non terrebbe conto, tuttavia, dell’eterogeneità delle tecnologie e componenti necessarie alla manifattura delle turbine. Secondo una nota di WindEurope sui requisiti del Nzia, applicare queste modalità potrebbe causare ritardi e appesantire l’intero processo di autorizzazione³².

Resta comunque il fatto che l’attuale capacità di produzione europea non risulterebbe sufficiente a coprire il fabbisogno di componenti e materiali secondo i target di

²⁹ <https://www.sintef.no/projectweb/secreets/news-and-events/4th-policy-council/>

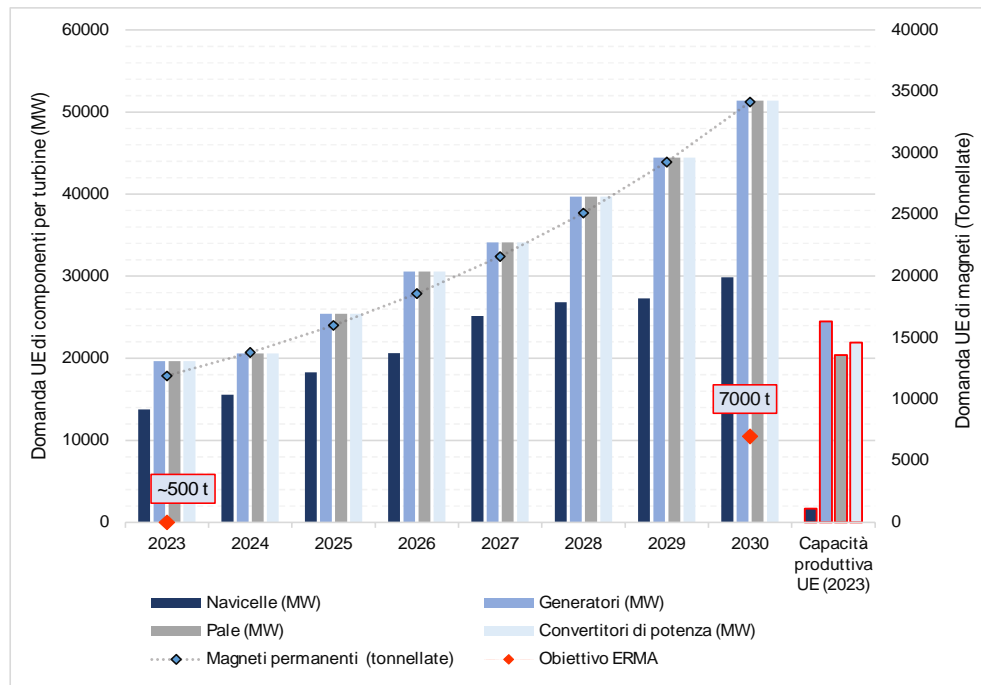
³⁰ *Ivi.*, pag. 27.

³¹ Tapoglou, E., et al., *Clean Energy Technology Observatory: Wind energy in the European Union - 2023 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, JRC130582

³² WindEurope, “[The resilience criterion in the Net-Zero Industry Act](#)”, Position Paper, giugno 2024.

decarbonizzazione al 2030, come dimostrato dalle proiezioni del *Global Wind Energy Council (Gwec)*, salvo investimenti in nuovi impianti sul continente da parte dell'industria europea (almeno 20 GW aggiuntivi all'anno, Figura 2.4). Decisioni che comunque dovranno essere valutate anche sulla base della certezza normativa e a seconda del *business-case* per ogni segmento: vista la relativa parcellizzazione dell'industria europea su scala regionale, maggiore resilienza in uno *step* della *supply chain* porterà all'aumento della domanda dei sub-componenti o dei materiali. Per esempio, qualora aumentasse la produzione in loco di turbine in linea con il Nzia, aumenterebbe la domanda UE di fibre di vetro (utilizzate per pale e navicelle) di circa 160.000 tonnellate metriche all'anno³³. Dunque, la velocità con cui si vuole perseguire la decarbonizzazione, declinata nel contesto industriale delle tecnologie rinnovabili, è un parametro multivettoriale che deve tenere conto di diverse esigenze, per un'industria che non può approvvigionarsi solamente da fornitori interni per tutti i segmenti, a partire da quelli a monte della filiera come le materie prime, e al contempo rimanere competitiva sul mercato globale sui prezzi finali per megawatt.

FIG. 2.4 - SCENARIO DELLA DOMANDA UE DI COMPONENTI SPECIFICHE PER LE TURBINE EOLICHE



Dati elaborati dall'autore sulle stime di Gwec-Bcg e per i magneti di Rare Earth Industry Association (Reia)

³³ GlassFibre Europe, "Glass Fibre Demand for Wind Energy in Nzia", Position Paper, 27 aprile 2023.

Può dunque l'industria UE sobbarcarsi, da sola, i costi del *reshoring* senza contributi pubblici? Nell'ultimo biennio, i grandi player continentali hanno dovuto affrontare uno scenario di mercato molto delicato: shock sul lato dell'offerta di componenti e materie prime, l'aumento dei tassi d'interesse (un aumento del 3,2%, secondo le stime, farebbe aumentare i costi dei progetti *offshore* del 25%) e dell'inflazione che hanno impattato (e continueranno a influenzare) la velocità degli investimenti e lo sviluppo dei progetti in un contesto di generale frammentazione normativa per i permessi³⁴. Tra i fattori endogeni che invece impattano sulle industrie del settore vi sono la forte competizione dei concorrenti cinesi e non nella produzione di componenti chiave, come i generatori, i costi imprevisi sul lato garanzie dei prodotti venduti, i possibili colli di bottiglia lungo la filiera (per le materie prime ma anche la disponibilità di vascelli per l'installazione degli impianti *offshore*). Secondo Vestas, primo player europeo, il mercato dell'energia eolica non ha visto assorbire questa nuova realtà dei costi attraverso la riformulazione dei cosiddetti *power purchase agreements* (Ppa), contratti a lungo termine di 10-20 anni siglati dagli operatori delle rinnovabili con le *utility* del settore elettrico o altri clienti a prezzi fissi, influenzando così negativamente sui bilanci³⁵. All'inizio del 2023, WindEurope aveva registrato che, in seguito all'aumento dell'inflazione e degli effetti sulle *commodity*, il prezzo delle turbine eoliche era cresciuto del 40% nell'ultimo biennio³⁶. Allo stato attuale, il prezzo medio di vendita dei produttori europei si aggira intorno ai 0,75/1,00 milioni di dollari per MWh, rispetto a meno della metà di quanto offerto dai concorrenti cinesi secondo le stime dell'Iea³⁷. Questo differenziale rappresenta un punto essenziale su cui si gioca l'intera strategia europea di *de-risking* dalla Cina, non solo sulle turbine. Le importazioni di componenti (principalmente le navicelle, le torri e le pale) dall'estero sono cresciute costantemente negli ultimi anni, arrivando a toccare l'apice nel 2022 con \$6,2 miliardi. Il principale esportatore in UE in termini commerciali, la Cina, ha contato per più del 50% in media tra il 2018 e il 2022, seguita da India, Turchia e Stati Uniti³⁸. Se da una parte le forniture di prodotti finiti dalle industrie cinesi rischiano di influire sulla bilancia commerciale (il valore delle importazioni dell'UE dalla Cina è aumentato del 504% tra il 2012 e il 2022³⁹), mettendo in difficoltà gli operatori europei – come già lamentano i produttori di fibra di vetro, industria energivora già sollecitata dalla crisi del gas del 2022, che hanno lanciato un allarme alla Commissione lo scorso marzo rispetto alle manovre di aggiramento delle tariffe commerciali UE da parte delle aziende cinesi che operano in

³⁴ Commissione europea, *Report from the Commission to the European Parliament and the Council. Progress on competitiveness of clean energy technologies*, COM(2023), Bruxelles, 24 ottobre 2023; Gwec, *Global Wind Report 2023*.

³⁵ Vestas, *Annual Report 2023*.

³⁶ <https://www.rechargenews.com/wind/extremely-worrying-european-wind-turbine-sales-crater-in-inflation-fuelled-market-storms/2-1-1396380>

³⁷ International Energy Agency (Iea), *World Energy Investment 2024*, giugno 2024.

³⁸ <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/our-wind-our-value/>

³⁹ A.G. Herrero, "China-EU roller-coaster relations: Where do we stand and what to do?", Testimonianza al Congresso, *Europe, the United States and Relations with China: Convergence or Divergence?*, 19 giugno 2023.

Egitto⁴⁰ – dall'altra la necessità di ridurre i costi di assemblaggio finali costituisce comunque una priorità per gli operatori dell'eolico europei, in un'ottica di difesa e consolidamento del proprio share di mercato nell'installazione e nei *tender* nazionali.

A luglio, infatti, sono arrivati i dati sugli ordinativi dalla Germania che, come abbiamo visto, rappresenta un mercato di riferimento fondamentale in UE. Le cinesi Goldwind, MingYang e Windey si erano assicurate 1,2 GW solo nel 2023, rappresentando di fatto poco meno dell'1% della nuova capacità installata in Europa. A chiusura del secondo quadrimestre di quest'anno, invece, gli ordinativi sono ora già a 546 MW secondo le stime dell'associazione europea⁴¹. Una crescita che sembra testimoniare l'aumento della presenza cinese sul mercato eolico europeo, come dimostra la chiusura negativa in borsa di Vestas alla notizia che la cinese Windey aveva strappato il suo primo ordine in Europa⁴². Allo stato attuale, il mercato europeo rimane dominato dai produttori di turbine continentali, ma la crescita nei prossimi anni potrebbe aprire degli spazi di manovra per le aziende cinesi su commissione degli operatori, come Orsted: l'azienda danese, che vede tra i suoi maggiori investitori il governo nazionale, ha escluso per il momento l'esistenza di partnership ma potrebbe riconsiderare la tecnologia cinese⁴³. L'*utility* tedesca EnBW ha invece aperto alla possibilità, citando opportunità economiche e il numero di fornitori occidentali limitato. Considerando la perdita di quote di mercato per gli operatori europei, WindEurope ha criticato la scelta di Luxcara, una società di sviluppo di progetti energetici e infrastrutturali tedesca, di assegnare alla cinese Ming Yang l'installazione di 16 turbine *offshore* (le più potenti sul mercato, ciascuna con una capacità di 18,5 MW) per il parco eolico di Waterkant, situato nella Zona Economica Esclusiva (Zee) a largo dell'isola di Borkum, nel 2028⁴⁴. Secondo le stime il progetto punta a contribuire significativamente all'obiettivo della Germania di raggiungere l'80% dello share sul mix elettrico del paese da fonti rinnovabili entro il 2030.

Intanto Goldwind, principale azienda dell'industria eolica cinese e mondiale, ha chiuso il 2023 in termini di GW installati con il 16% del mercato *onshore* e l'1% di quello *offshore* a livello globale, seguita rispettivamente da Envision (14% e 8%) e Vestas (11% e 12%), i suoi due principali *peer*. Goldwind ha ottenuto consistenti ordini all'estero (con una redditività superiore a quella nazionale) a partire dal 2020, dopo dieci anni di consolidamento sul mercato nazionale⁴⁵. Nel primo quadrimestre di quest'anno, il colosso

⁴⁰ K. Verhelst, "EU glass fiber makers seek protection as China ramps up output in Egypt", *Politico*, 19 marzo 2024.

⁴¹ R. Alkousaa, C. Steitz e N. Chestney, "Chinese wind turbine-makers move into Europe as trade tensions flare", *Reuters*, 19 luglio 2024.

⁴² J. Skouboe, "Vestas share price suffers after Chinese entry to European market announced", *Energy Watch*, 3 luglio 2024.

⁴³ S. Jacobsen e J. Gronholt-Pedersen, "Wind developer Orsted does not rule out Chinese turbine technology", *Reuters*, 15 agosto 2024.

⁴⁴ C. Emanuel, "Luxcara selects 'world most powerful turbine' for German offshore wind project" *4C Offshore*, 3 luglio 2024.

⁴⁵ Report aziendali di Goldwind, 2023.

cinese ha già chiuso quasi 5,5 GW di ordinativi per turbine da clienti esteri, spinta anche dalla forte competizione interna. A fine maggio, l'azienda ha completato l'acquisizione strategica di un impianto di produzione di turbine a Camacari, in Brasile, di proprietà di GE Renewable Energy (divisione rinnovabile di General Electric che nel 2023 ha registrato perdite di \$1,1 miliardi⁴⁶), a testimonianza del pivot di strategia verso i mercati esteri⁴⁷. I generatori di turbine eoliche vendute all'estero dalla società cinese rappresentano quasi il 50% delle esportazioni totali di turbine della Cina e delle capacità installata in Nord America, Oceania, Asia (eccetto la Cina) e in Sud America, con oltre 1 GW⁴⁸. Da monitorare, dunque, questa spinta all'internazionalizzazione attraverso la "localizzazione" di impianti di produzione e R&D, considerando che i margini di crescita sono ottimistici (specialmente per i paesi in via di sviluppo, visto il clima non così favorevole negli Usa e in UE): nel 2023 le industrie cinesi al di fuori della Cina hanno totalizzato poco più del 13% dello share di mercato mondiale⁴⁹. Con la crescita dell'eolico *offshore* al di fuori dell'Europa, la possibilità di penetrazione degli operatori cinesi si fa più concreta rispetto a qualche anno fa (Figura 2.1).

La rampa di lancio per questa nuova strategia è stata, e rimarrà, il consolidamento del mercato interno. La Cina, infatti, è il paese più attrattivo per l'eolico, settore ormai saturato dagli operatori nazionali: secondo le stime di BloombergNef, circa il 90% delle nuove installazioni (GW) sono state effettuate dalle industrie cinesi (12 operatori in totale) solo nel 2023, lasciando così poco spazio per l'ingresso degli operatori esteri⁵⁰. Secondo i dati statistici della *National Energy Administration* (Nea) e del *China Electricity Council*, la nuova potenza eolica installata e connessa alla rete ammonta a circa 75,66 GW nel 2023, con un aumento del 101,1% rispetto al 2022. Nel 2023 la capacità eolica installata in Cina ammontava a circa 440 GW con un aumento del 20,7% su base annua, di cui 400 GW di energia eolica *onshore* e 37,29GW di energia eolica *offshore*⁵¹. La trasformazione energetica verde e a basse emissioni di carbonio della Cina ha subito un'accelerazione sorprendente: la crescita annua (Cagr) dell'eolico *onshore* è stata di oltre il 93% tra il 2019 e il 2023. Si prevede che la Cina rimarrà il più grande mercato mondiale dell'energia eolica anche nel 2024 e consoliderà ulteriormente la sua posizione di leader mondiale nel settore. Nel suo report *China Onshore Wind Power Outlook 2023*, Wood Mackenzie prevede che tra il 2023 e il 2032 la nuova capacità media annua del mercato cinese dell'energia eolica (*onshore*) supererà i 59 GW e la nuova capacità installata totale raggiungerà i 597GW. A

⁴⁶A. Good, "General Electric takes \$1.1B hit to offshore wind business, eyes \$4B backlog" *S&P Global*, 23 gennaio 2024.

⁴⁷G. Chetwynd e R. Kessler, "China's Goldwind takes on Vestas in Brazil turbine big-league after GE factory swoop", *RechargeNews*, 20 maggio 2024.

⁴⁸Vestas, *Annual Report 2023*.

⁴⁹WoodMackenzie, "China leads global wind turbine manufacturers' market share in 2023", 1 maggio 2024.

⁵⁰BloombergNews, "China's Biggest Wind Companies Squeeze Rivals Out of Record Boom", 19 febbraio 2024.

⁵¹Y. Zhu, S. Deng e K. Selvaraju, "China's wind and solar energy additions eclipse coal in historic first", *RystadEnergy*, 1 agosto 2024.

titolo di confronto, si tratta di una crescita quasi doppia rispetto a quella annuale auspicata dalla Commissione europea per gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione del continente al 2030. Ma soprattutto, che rappresenterebbe poco meno della metà della capacità di produzione operativa in Cina lungo la filiera nel 2023 secondo i dati di Gwec (Figura 2.3). Un rapporto sbilanciato che potrebbe indurre le industrie cinesi a guardare con maggiore interesse i mercati internazionali. Vi sono tuttavia numerose variabili che incidono sulla sovracapacità, tra cui il tasso di utilizzo delle industrie, i sussidi governativi, la dipendenza dall'export, le politiche e gli incentivi in ambito di installazione delle rinnovabili e il coordinamento industriale⁵². Nell'attuale contesto geoeconomico, sono i sussidi all'industria eolica e le esportazioni di turbine e relative componenti che potrebbero rappresentare un terreno di potenziale frizione commerciale tra Bruxelles e Pechino, considerando le numerose richieste che provengono dalle associazioni industriali sulla necessità di maggiore supporto pubblico.

2.1.3 I dazi sono un'opzione di politica commerciale percorribile?

Nell'ottica di garantire un *level-playing field* per l'industria europea, ad aprile la Commissione europea, tramite le dichiarazioni ufficiali di Margrethe Vestager, ha deciso di avviare un'indagine secondo quanto previsto dal nuovo *Foreign Subsidy Regulation* (Fsr), per stabilire se vi siano pratiche commerciali scorrette da parte della concorrenza cinese ai danni dei produttori europei di turbine come Vestas e Siemens Energy⁵³. L'indagine, attualmente nelle sue fasi iniziali, non ha una tempistica concreta e potrebbe estendersi per diversi anni, con conseguenti implicazioni in termini di incertezza giuridica per i progetti eolici nell'ambito dell'indagine (Francia, Spagna, Grecia, Romania e Bulgaria). In realtà, già esiste un precedente: a dicembre 2021, la Commissione ha pubblicato un regolamento per l'imposizione definitiva di dazi *antidumping* (da 7,2 a 19,2%) sulle torri d'acciaio per turbine fabbricate in Cina, dopo un periodo di verifica durato due anni che ha infine qualificato oltre €300 milioni di importazioni in UE a prezzi non-concorrenziali dal 2017⁵⁴. Il massimale viene applicato nel caso di torri concepite per supportare generatori e pale con una potenza di oltre 1 MW e un'altezza minima di 50 metri. Tuttavia, il dazio viene ridotto tra il minimo e il 14,4% se l'acciaio viene fornito da un gruppo ristretto di fornitori selezionati. Dal momento che, come visto pocanzi, l'acciaio costituisce il 90% del tonnellaggio delle turbine, è evidente che in assenza di fornitori domestici competitivi risulterebbe difficile pareggiare comunque i costi di produzione dei concorrenti cinesi in un contesto di "distorsioni sistemiche" a cui è sottoposta la filiera domestica in Cina. Dunque, secondo l'Action Point 12 del *Wind Power Package* in cui è

⁵² Shiwei Yu et. al, "Determinants of overcapacity in China's renewable energy industry: Evidence from wind, photovoltaic, and biomass energy enterprises", *Energy Economics*, vol. 97, maggio 2021, pp. 1-12.

⁵³ P. Blenkinsop e T. Hummel, "EU to investigate Chinese wind turbine suppliers" *Reuters*, 10 aprile 2024.

⁵⁴ Regolamento implementativo della Commissione (UE), 2021/2239, 15 dicembre 2021, Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, L. 450, vol. 64, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2021:450:FULL&from=EN>

prevista la possibilità di “proteggere il mercato interno da distorsioni di mercato e dalla minaccia alla sicurezza e all’ordine pubblico”, è possibile che la nuova indagine possa concludersi con l’attivazione di strumenti di difesa commerciale qualora emergessero evidenze a supporto⁵⁵. Tra cui il possibile aumento dei dazi commerciali (al momento la tariffa applicata dall’UE alle importazioni dalla Cina di turbine eoliche, che nel 2022 hanno rappresentato il 61% del totale, è del 2,70%), considerando che l’industria eolica ha contribuito per 26,2 miliardi di euro al prodotto interno lordo comunitario solo nel 2023 ed impiega attualmente circa 300.000 lavoratori, oltre ad essere ovviamente un settore strategico per il Green Deal e la leadership dell’UE nelle rinnovabili. Secondo le proiezioni di Rystad Energy, in uno scenario di decarbonizzazione al 2030 che asseconi i target UE, l’industria eolica arriverà a contribuire per lo 0,22% del Pil comunitario, quasi raddoppiando il *turnover* complessivo⁵⁶.

L’Europa, infatti, gode di un’industria interconnessa e una *supply chain* che si distribuisce principalmente tra Germania, Spagna e Danimarca, paesi che ospitano i principali produttori di pale, generatori e torri. Di recente, anche la Francia è entrata nella filiera con nuovi impianti di pale e trasmissioni mentre per le turbine *offshore* Olanda, Germania e Danimarca sono leader nella fabbricazione delle fondamenta a sostegno dei giganti del vento. Marginale, invece, il ruolo dell’Italia. Gran parte di questi impianti sono localizzati in prossimità di città portuali, specialmente quelli settentrionali, per facilitare le esportazioni o le installazioni nel principale *hub* dell’eolico *offshore* dell’Europa. Nel 2022 l’UE ha esportato turbine principalmente verso il Regno Unito (40%), Stati Uniti (17%), Canada (8%), Taiwan (6%), Cile (5%), Norvegia (5%) e Messico (4%)⁵⁷. Guardando ai risultati del 2023 delle principali aziende dell’eolico europee, emerge come l’Europa continui ad essere un mercato solido: circa il 48% del fatturato relativo alla fornitura e installazione di turbine per Vestas, l’84% degli ordinativi per la norvegese Nordex (terzo player europeo) mentre sono preoccupanti i risultati di Siemens Gamesa Renewable Energy (divisione dell’azienda energetica tedesca, Siemens Energy AG), secondo operatore per share di mercato fuori dalla Cina. La società, con sede in Spagna, ha attraversato un biennio particolarmente complicato sul piano finanziario, con perdite per oltre 2 miliardi di euro nel 2023 dovute alla forte competizione cinese, obbligando il governo tedesco a garantire per 7.5 miliardi di euro per tutelare la stabilità dell’azienda madre⁵⁸. Nel primo quadrimestre di quest’anno, Siemens Gamesa ha registrato ordinativi per turbine per soli 655 milioni di euro, rispetto agli oltre 7 miliardi dello stesso periodo del 2023 secondo le stime di S&P Market Intelligence. A luglio, al fine di completare ordinativi rimasti in

⁵⁵ *WindEurope*, “EU starts investigation into Chinese wind turbines under new Foreign Subsidies Regulation”, Comunicato stampa, 9 aprile 2024.

⁵⁶ *WindEurope-RystadEnergy*, *Our wind, our value. Creating value for Europe, living up to Europe’s values*, Report, marzo 2024.

⁵⁷ Eurostat, “International trade in products related to green energy”, dati all’ottobre 2023.

⁵⁸ N.J. Kurmayer, “Siemens Energy: Germany to bail out key green transition player for €7.5bn” *Euractiv*, 15 novembre 2023.

sospeso per un valore di oltre 40 miliardi di euro, Siemens Gamesa si è assicurata una linea di credito di 1,2 miliardi di euro da un consorzio di banche europee, con la garanzia al 50% dell'Agencia per il Credito all'Esportazione spagnola (Cesce)⁵⁹.

I *policymakers* e le istituzioni europee hanno più volte ricevuto segnali d'allarme dalle associazioni europee del settore (che probabilmente hanno avuto un ruolo concreto nella decisione di Bruxelles di avviare l'indagine nel nuovo quadro normativo della Fsr), con l'industria eolica che si è ritrovata in difficoltà nell'aumentare la propria capacità produttiva per soddisfare gli obiettivi del Green Deal UE. Come conseguenza, alcuni assemblatori europei hanno dovuto esternalizzare la produzione di componenti chiave per le turbine a fornitori esteri (specialmente cinesi), anche se ciò avrebbe comportato una riduzione dell'attività continentale, pur di rispettare gli ordinativi. Dunque, il forte radicamento delle aziende europee sul mercato eolico continentale renderà particolarmente importante il ruolo della politica comunitaria nell'ambito della transizione energetica: la certezza normativa e legislativa, oltre all'impegno alla semplificazione delle autorizzazioni, rappresenta uno degli aspetti per mantenere l'UE un solido mercato di riferimento: nel dicembre 2023, il Consiglio europeo ha prolungato misure di emergenza sulle concessioni, con l'obiettivo di velocizzare l'installazione e i permessi per i progetti di energia rinnovabile⁶⁰.

Rimane, tuttavia, da sanare il dubbio originario: come riconciliare gli obiettivi di decarbonizzazione (“*deployment*”) con quelli di maggiore autonomia strategica e *de-risking* (“*development*”). Non è chiaro se, nell'ottica di tutelare l'industria europea anche dalle politiche industriali varate oltreoceano come l'Ira statunitense, e soprattutto dalle pratiche commerciali della Cina, il *Net Zero Industry Act* possa risultare davvero efficace se l'obiettivo vuole essere il rafforzamento dell'autonomia industriale europea. Se da un lato la misura agisce sul primo piano nell'ottica del dispiegamento delle turbine, snellendo la procedura per il rilascio dei permessi per la costruzione o espansione di grandi impianti per la produzione (> 1 GW) a 18 mesi e quelli più piccoli (<1 GW) a 12 mesi, dall'altro non sono previsti criteri non legati al prezzo per facilitare produttori UE a discapito di quelli stranieri (clausola che è prevista nell'Ira attraverso la percentuale minima di contenuti di materiali o componenti fabbricati in loco per poter accedere agli incentivi federali). Proprio per questo va sottolineato che produttori europei come Vestas possiedono impianti negli Stati Uniti, avendo già investito oltre \$1 miliardo per servire il mercato interno con capacità manifatturiera per pale e navicelle in Colorado, approfittando dei crediti all'investimento per la localizzazione delle forniture⁶¹. Vi è poi, inoltre, un problema sistemico che è quello legato allo sviluppo degli impianti (specialmente quelli *offshore*). A fine agosto, la Danimarca – uno dei principali *hub* dell'eolico in Europa – vedrà ritardare di almeno tre anni la realizzazione un parco eolico nel Mare del Nord che avrebbe avuto

⁵⁹ *RenewablesNow*, “[Siemens Gamesa gets EUR1.2bn shot in the arm backed by Spain- Report](#)”, 16 luglio 2024.

⁶⁰ Commissione europea, *European Wind Power Action Plan*, COM/2023/669 finale.

⁶¹ “[Wind Turbine Manufacturing in North America](#)”.

una capacità (GW) di turbine, fabbricate da Vestas, per fornire energia elettrica a tre milioni di cittadini europei tramite l'operatore energetico danese, Orsted. L'investimento iniziale (di circa €30 miliardi), coperto da un supporto del governo danese, sarà rivisto per via dell'aumento dei prezzi delle materie prime e dei tassi d'interesse, con la possibile finalizzazione solo nel 2036⁶². Inoltre, anche qualora si ricorresse ai dazi, è possibile che i grandi produttori cinesi come Ming Yang inizino a considerare l'idea di investire in impianti produttivi localizzati in Europa per scongiurare le tariffe commerciali e servire il crescente mercato continentale. Allo stato attuale, solo Vensys, divisione di Goldwind, ha in programma di produrre pale eoliche da 86 metri in Spagna⁶³. Dal punto di vista politico, per raggiungere i target fissati al 2030 e oltre sulle installazioni di turbine eoliche (che già rappresentano il 20% dell'elettricità generata in UE, con l'obiettivo del 35% entro il 2030) si richiederà di trovare un nuovo equilibrio per non compromettere lo stato di salute dell'industria del vento europea (che assembla già quasi tutte le turbine installate in Europa)⁶⁴. Risolvere, dunque, questa lacuna sul lato dei finanziamenti e della competitività sarà, probabilmente, uno degli obiettivi del secondo mandato di Ursula von der Leyen alla Commissione europea, con l'annunciato *Clean Industrial Deal*: un nuovo piano che verrà presentato entro i primi cento giorni dal suo insediamento e che sarà costruito in larga parte sulle evidenze e le proposte di *policy* emerse dal report Draghi. Seppur l'UE mantenga una posizione di leadership nell'assemblaggio delle turbine e nell'export, la perdita di quote di mercato ai danni della Cina in più segmenti della filiera rende essenziale il ricorso a nuove soluzioni per non far ampliare questo *gap*, accompagnando la transizione con l'industria⁶⁵.

2.2 Un difficile “posto al sole” per l'industria PV europea?

2.2.1 La crescita dirompente del fotovoltaico in Cina e nel resto del mondo

L'industria fotovoltaica è certamente al centro della transizione energetica, come confermano gli ultimi dati raccolti dall'Iea. Il solare è tra le fonti rinnovabili che ha registrato la crescita più dirompente nel 2023, con numeri che il 2024 sembra poter confermare. L'aggiunta netta di capacità (che tiene conto, dunque, dei progetti o siti de-commissionati) solo per il fotovoltaico a livello globale è cresciuta del 73,6% secondo i dati Irena (International Renewable Energy Agency). L'Asia, inclusa la Cina, è il continente più dinamico per la connessione di impianti PV alla rete (68,8%), seguita a lunga distanza da Europa (15,7%), Stati Uniti (7,8%), Sud America (principalmente Brasile, con il 4,2%), Medio Oriente (1,2%) e Oceania (principalmente Australia, 1,1%). L'anno scorso il solare ha costituito, da solo, tre quarti della nuova capacità installata a

⁶² S. Jacobsen, “Denmark’s North Sea energy island delayed again by high costs”, *Reuters*, 21 agosto 2024.

⁶³ R. Alkousaa et al., “Chinese wind turbine-makers move into Europe as trade tensions flare”, *Reuters*, 19 luglio 2024.

⁶⁴ “WindEurope’s response to Ursula von der Leyen’s re-election commitment”, *WindEurope*, 22 luglio 2024.

⁶⁵ M. Draghi, *The future of European competitiveness*, cit. p. 121.

livello globale di fonti rinnovabili, con la Cina che ha dispiegato più pannelli di quanto il resto del mondo abbia fatto nel 2022⁶⁶. Sempre la Repubblica Popolare Cinese è il paese che più ha investito in questa tecnologia nel 2023 con circa 220 miliardi di dollari (circa il 30% degli investimenti in rinnovabili a livello globale), un flusso di capitali trainato dal crollo dei costi dei moduli e delle altre componenti⁶⁷. Secondo le statistiche della *China Photovoltaic Industry Association* (Cpia), la nuova capacità installata di pannelli fotovoltaici (PV) nel 2023 ha superato i 400 GW, una crescita del 70% rispetto al 2022, di cui 216,88 GW solo in Cina (in crescita del 148,1% su base annuale). Sia la scala che il tasso di crescita sono sorprendenti, con un nuovo record dello share globale di oltre il 50% che suggella il gigante asiatico al primo posto in questa classifica per l'undicesimo anno consecutivo (Figura 2.5). La Cina, dunque, rappresenta l'epicentro del mercato per il solare sia in termini di domanda che di dispiegamento della tecnologia.

La pianificazione del governo cinese ha contribuito non poco a rendere appetibile il mercato interno per la crescita del settore. Secondo il quattordicesimo Piano Quinquennale sulla modernizzazione del sistema energetico, la proporzione del consumo di energia elettrica da fonti non fossili dovrà raggiungere il 20% entro il 2025 e il 25% nel 2030. Inoltre, con il supporto di linee guida governative sul picco delle emissioni entro la fine di questo decennio e la neutralità climatica (divenuti, peraltro, prioritarie secondo le conclusioni del Terzo Plenum tenutosi lo scorso luglio) al 2060, e grazie alla crescita delle rinnovabili la Cina sta iniziando a spostare il proprio focus dal controllare il consumo di energia a regolare, più nello specifico, le emissioni ribadendo gli obiettivi di decarbonizzazione dell'economia a lungo termine⁶⁸. Questi obiettivi naturalmente avranno un ulteriore effetto nello stabilizzare il mercato interno per l'industria fotovoltaica, che ha beneficiato di un progressivo crollo dei prezzi dei moduli in un circolo virtuoso per la domanda. Le prime stime per il 2024 sembrano confermare questa tendenza: la *National Energy Administration* (Nea) cinese ha rilasciato i dati tra gennaio e marzo di quest'anno, con la nuova capacità fotovoltaica installata attestata a 45,74 GW (un aumento del 36% su base annuale nel primo trimestre). A luglio, tale cifra si aggirava intorno ai 123 GW, con una lieve flessione del 9,7% rispetto al mese precedente⁶⁹. Se tale crescita dovesse tornare ai livelli di inizio anno, nel 2024 la Cina potrebbe stabilire un nuovo record di installazioni sul totale, contando sulla sua capacità manifatturiera e leadership tecnologica.

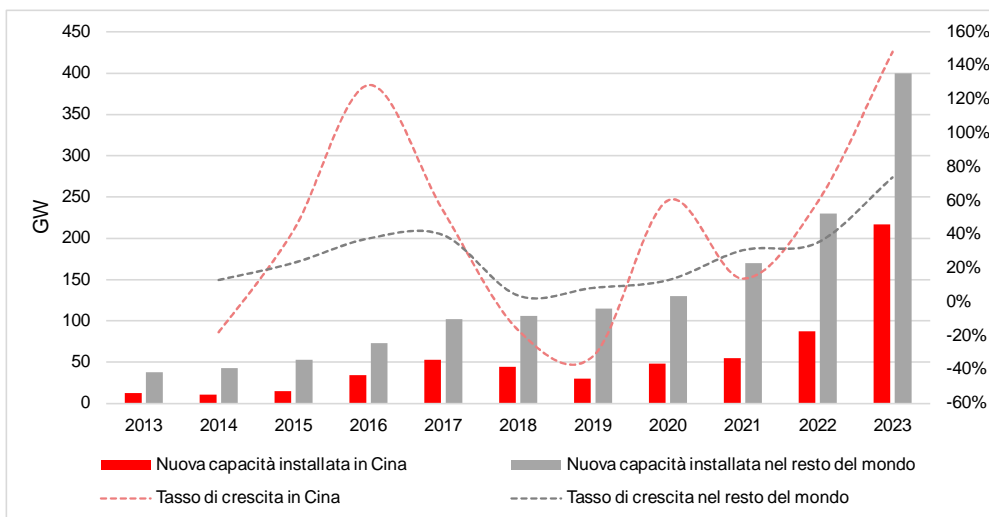
⁶⁶ International Energy Agency (Iea), *Renewables 2023*.

⁶⁷ International Energy Agency (Iea), *World Energy Investment 2024*.

⁶⁸ C. Hankin, "What the Third Plenum Means for China's Decarbonization Effort", *The Diplomat*, 25 luglio 2024.

⁶⁹ V. Shaw e V. Thompson, "Chinese PV Industry Brief: Nation's January-July PV capacities hits 123.53 GW", 23 agosto 2024.

FIG. 2.3 - TREND STORICO E CRESCITA DI NUOVI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INSTALLATI



Dati elaborati dall'autore. Fonte: Cpia, Bnef

2.2.2 L'industria fotovoltaica cinese tra consolidamento e proiezione internazionale

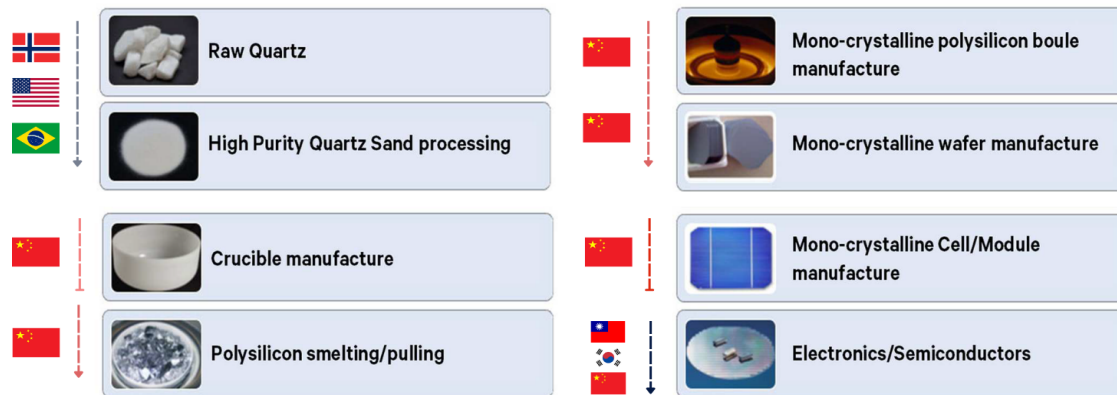
La supremazia cinese nell'industria PV (a oggi dominata dalla tecnologia dei pannelli solari in silicio cristallino), come in quella eolica, è il risultato di un mix di fattori e vantaggi competitivi, che mettono insieme la lungimiranza della classe politica che ha scommesso sulle nuove energie costruendo innanzitutto la filiera domestica, stimolando una forte concorrenza interna che ha promosso l'innovazione tecnologica e guadagni in efficienza manifatturiera grazie all'enorme economia di scala in Cina. La presenza e dominio cinese lungo la *supply chain* dai materiali ai moduli è pressoché totale, con la sola eccezione dell'estrazione del quarzo di alta purezza, una tipologia di silicio cristallino che rappresenta l'input fondamentale per l'industria fotovoltaica e dei semiconduttori utilizzati nell'elettronica avanzata (Tabella 2.1, Figura 2.9). Nel primo caso, il settore ha beneficiato, a partire dalla seconda metà degli anni Duemila, di generosi supporti pubblici. Secondo alcune stime, l'adozione di sussidi legati alla domanda e alla produzione, combinati a quelli all'innovazione, a livello locale (soprattutto nelle città) e regionale ha costituito un *driver* per l'aumento della capacità PV in Cina⁷⁰. Non stupisce, dunque, come tra il 2004 e il 2013 le aziende dell'industria solare cinesi abbiano aumentato la loro produzione del 76% ogni anno, raggiungendo nel 2016 un controllo già capillare della filiera: il 52% della capacità globale per la produzione di polisilicio, l'81% dei wafer, il 59% delle celle e il 70% dei moduli era di competenza delle aziende cinesi⁷¹. Una capacità pensata inizialmente per il

⁷⁰ I. Banares-Sanchez et. al., "Chinese Innovation, Green Industrial Policy and the Rise of Solar Energy", Working Paper, Università Bocconi, 18 marzo 2024.

⁷¹ D. Reicher, X. Sun e C. Pollock, "The New Solar System: China's Evolving Solar Industry and Its Implications for Competitive Solar Power in the United States and the World", *Tech. Rep.*, n. 1352021, marzo 2017.

mercato domestico, considerando che con la crisi finanziaria del 2008 la domanda internazionale per i pannelli crollò significativamente.

TAB. 2.1 - RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLA CATENA DEL VALORE DELL'INDUSTRIA FOTOVOLTAICA DALLA MATERIA PRIMA AI PRODOTTI FINALI, CON I PRINCIPALI PAESI PRODUTTORI PER OGNI SEGMENTO



Rielaborazione grafica dell'autore. Fonte: UltraHPQ

Un supporto veicolato attraverso prestiti a tassi agevolati, tariffe dedicate per il consumo di energia elettrica e condizioni preferenziali ai produttori locali per la concessione dei terreni. Nel 2015, con la strategia “Made in China 2025” e i due successivi piani quinquennali (il penultimo, 2016-20, è stato accompagnato da un Piano di Sviluppo dell’Energia Solare redatto dalla Nea), i vertici governativi hanno incluso il fotovoltaico tra le tecnologie prioritarie per il raggiungimento degli obiettivi di avanzamento tecnologico e consolidamento, l’industria PV cinese ha dunque raggiunto una fase di maturità tale da consentire di proiettarsi con forza sui mercati internazionali, soprattutto quelli Oecd, suscitando forti preoccupazioni per le ripercussioni commerciali. In realtà, una disputa all’Organizzazione Mondiale del Commercio (Wto) era già stata aperta contro l’industria cinese nel 2011 dagli Stati Uniti e nel 2012 dall’Unione Europea, con la National Development Reform Commission (Ndr) che aveva compreso quali fossero i rischi della sovracapacità, con direttive e pressione all’industria per un maggior rigore finanziario (clamorose furono la bancarotta di LDK e Suntech, tra le principali aziende produttrici all’epoca)⁷³. Infatti, a differenza dell’industria eolica che ha storicamente consolidato la

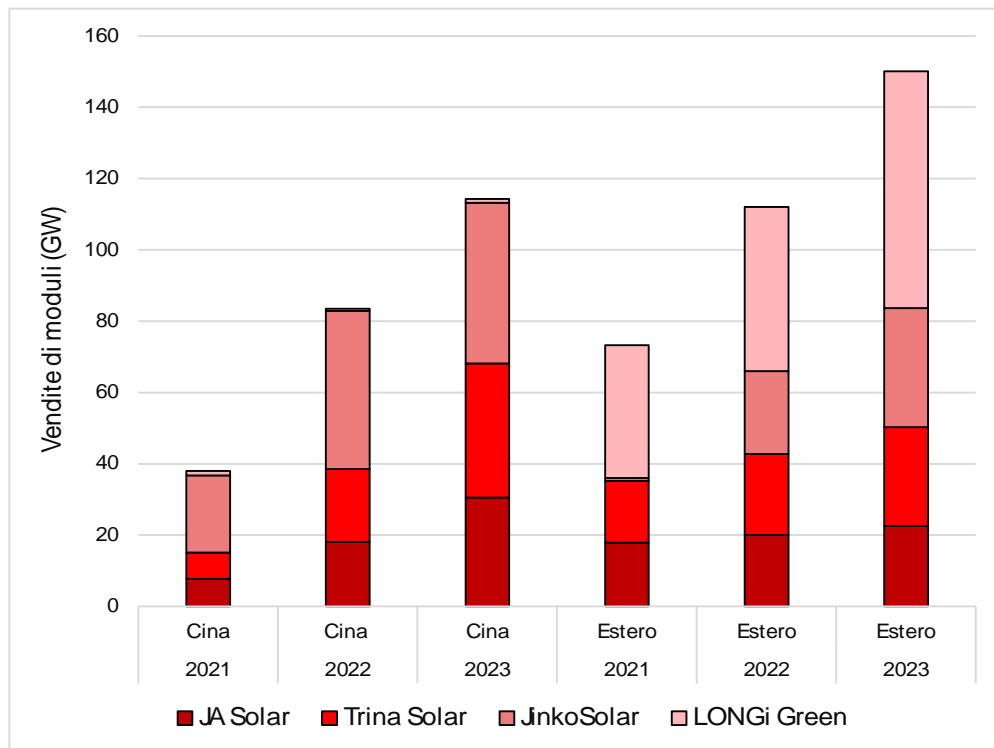
⁷² H. Tan, “Solar Energy in China: The Past, Present, and Future”, *China Focus*, Università di San Diego, 16 febbraio 2021; X. You, “The ‘New Three’: How China Came to Lead Solar Cell, Lithium Battery and EV”, *China Dialogue*, 7 novembre 2023.

⁷³ S.-L. Wee e S. Gopinath, “Suntech unit nears insolvency, but company may survive”, *Reuters*, 20 marzo 2013.

sua leadership sul mercato domestico, quella fotovoltaica è cresciuta sulle esportazioni per una misura maggiore del *turnover* complessivo⁷⁴.

In realtà, uno sguardo ai dati più recenti rivela una situazione non così stabile, specialmente per il grosso delle aziende che operano nell'industria. Nel 2021, circa il 70% dei moduli prodotti in Cina è stato esportato, mentre già nel 2022 questa figura si era attestata tra il 50 e il 55% per poi calare di altri dieci punti percentuali nel 2023, in una tendenza al ribasso per due anni consecutivi. Un declino che sembra riflettersi guardando ai risultati dei quattro principali *player* cinesi: JA Solar, Trina Solar, LONGi e JinkoSolar (che hanno contato per il 52% dello share di mercato a livello globale nel 2023) [Figura 2.6]. Le spedizioni di moduli (in GW) dei quattro grandi produttori sono state rivolte principalmente ai mercati esteri, registrando una crescita modesta ma ben bilanciata dalla forte penetrazione sul mercato domestico (con l'eccezione di LONGi, che rimane l'azienda più sovraesposta per l'export, Figura 6). La capacità industriale nella produzione di moduli fotovoltaici di questi quattro attori rappresenta, circa, il 45% di quella dell'intera industria cinese: dunque, la loro performance è particolarmente rilevante sugli equilibri di mercato globali, considerando questa concentrazione di mercato e il loro potenziale output produttivo.

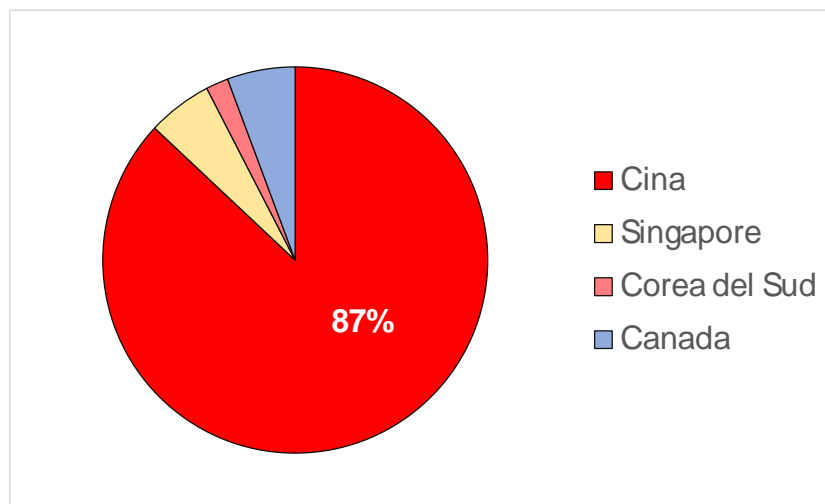
FIG. 2.4 - VENDITE CUMULATE DI MODULI FOTOVOLTAICI DEI PRIMI QUATTRO GRANDI PRODUTTORI CINESI TRA MERCATO DOMESTICO E INTERNAZIONALE (2021-23)



Fonte: Report aziendali, InfoLink

⁷⁴ Un aspetto tecnico, e spesso sottovalutato, che incide è la maggiore flessibilità della *supply chain*, in particolare nei segmenti ad alto valore aggiunto, come celle e moduli, rispetto alle difficoltà logistiche che deve affrontare l'export delle componenti delle turbine, sempre più ingombranti e dal tonnellaggio considerevole.

FIG. 2.5 - PERCENTUALE DI SPEDIZIONE DI MODULI FOTOVOLTAICI PER VOLUME (GW) NEL 2023
A SECONDA DELLA SEDE GIURIDICA (HQ) DELLE AZIENDE PRODUTTRICI

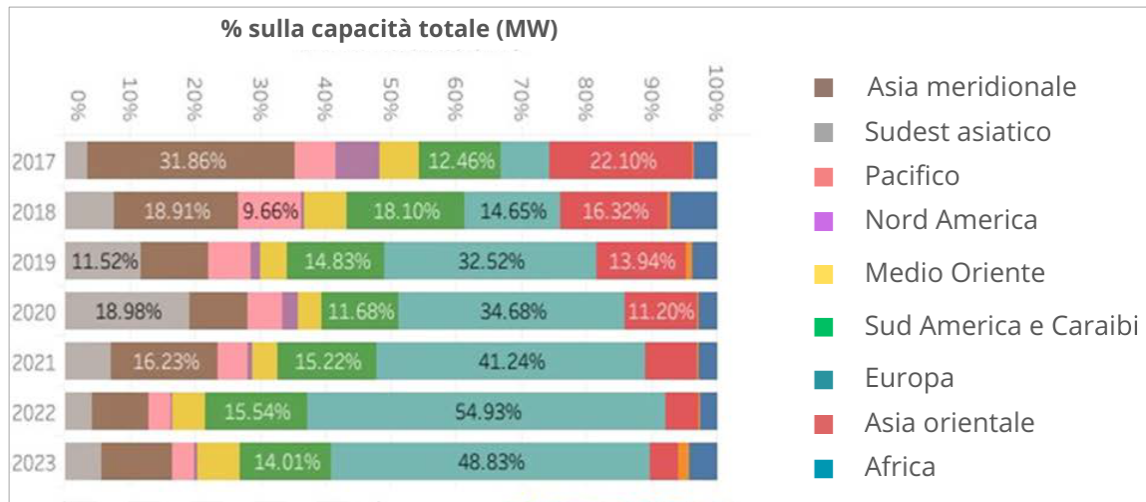


Fonte: Solarbe, InfoLink, report aziendali. Nota: i dati sono riferiti alle singole vendite di moduli assemblati; pertanto, non si è tenuto conto dei volumi di celle e altri prodotti realizzati per conto terzi. I volumi di spedizione includono sia quelle domestiche che internazionali

A livello di fatturato (che include anche la vendita di celle, wafer e servizi d'installazione), l'Europa come mercato ha rappresentato in media il 19% nel 2023 per i primi quattro produttori, dietro a Cina e Stati Uniti, ma si tratta chiaramente di un dato influenzato negativamente dal crollo dei prezzi delle componenti (Figura 2.10). Nel 2023, inoltre, circa l'87% dei moduli venduti a livello mondiale è stato spedito da aziende cinesi, che hanno occupato 8 posti su 10 nella classifica delle principali aziende dell'industria fotovoltaica (che rappresentano nel complesso oltre il 75% delle spedizioni con oltre 400 GW di pannelli distribuiti a livello mondiale, Figura 2.7). Uno sguardo complessivo a livello regionale rivela un panorama più diversificato per quanto riguarda la destinazione dell'export cinese: secondo i dati estrapolati dalla *General Administrations of Customs of China*, l'anno scorso l'Europa è rimasta la principale destinazione delle esportazioni di PV dalla Cina, con circa il 48% sul totale, mentre la quota delle esportazioni verso l'Asia è aumentata dal 36% al 40%. Le quote di mercato delle tre principali regioni destinate all'export di pannelli e prodotti fotovoltaici hanno tutte subito un declino di diversa entità rispetto al 2022. Inoltre, si è registrato un notevole aumento della quota di spedizioni al di fuori dei primi dieci mercati, evidenziando una tendenza alla diversificazione delle esportazioni finali. Tuttavia, influenzate da fattori quali il calo dei prezzi dei prodotti e dalle tensioni commerciali e geopolitiche con Usa e UE, le esportazioni totali cinesi di prodotti fotovoltaici sono ammontate a circa 48,48 miliardi di dollari nel 2023, in calo del 5,4% rispetto all'anno precedente. Nel complesso, le esportazioni di moduli solari dalla Cina nel 2023 sono ammontate a circa 220 GW, in aumento del 33,5% rispetto ai 164 GW

del 2022 (Figura 2.8). Una cifra che risulta pari a poco meno di un quinto della capacità industriale del paese.

FIG. 2.6 - CRESCITA DELL'EXPORT DI CELLE FOTOVOLTAICHE DALLA CINA PER REGIONE DI DESTINAZIONE



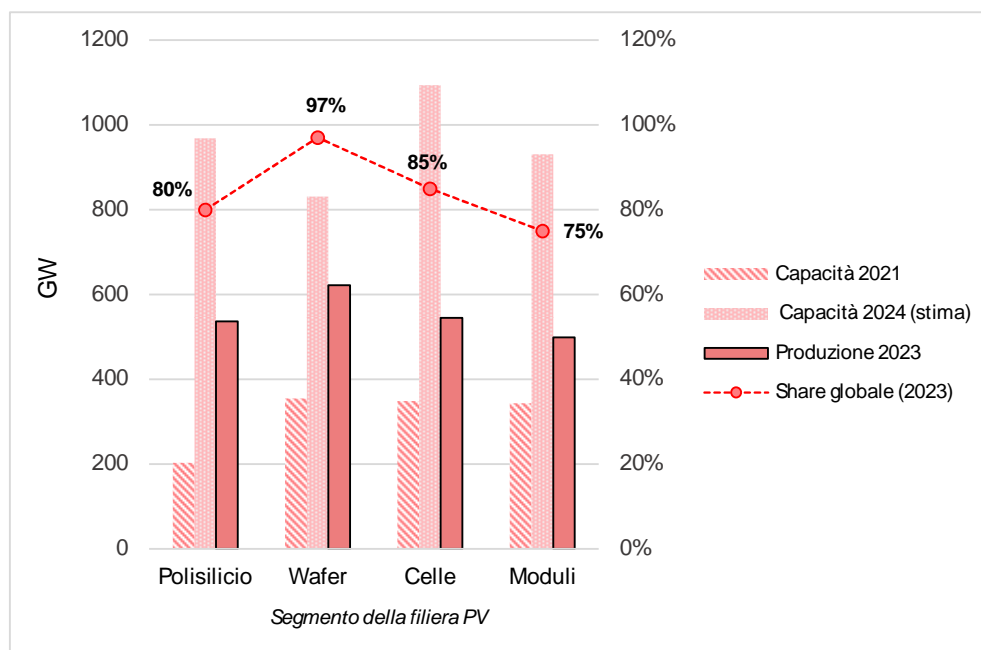
Fonte: J. Zhang e C. Nedopil, *China Green Trade Report 2023*, Griffith University, aprile 2024

Sul piano manifatturiero, dunque, la Cina dunque mantiene la leadership globale lungo tutta la filiera: secondo la Cpia, nel 2023 la produzione domestica di polisilicio ha raggiunto 1,43 milioni di tonnellate (mt), una crescita del 66,9% su base annuale; la produzione di wafer di silicio ha raggiunto i 622 GW (+67,5%), mentre quella di celle solari si è attestata sui 545 GW (+64,9%), poco più dei moduli (499 GW) (Figura 2.9). Tuttavia, per via dei prezzi declinanti dei prodotti lungo la filiera industriale del fotovoltaico il valore finale del settore manifatturiero (PV) in Cina è cresciuto solo del 17,1% nel 2023, una brusca frenata rispetto al boom registrato nel 2022⁷⁵. Un risultato dovuto principalmente alla sovracapacità del settore: nel 2023 le capacità produttive domestiche per i quattro segmenti hanno ampiamente superato gli 800 GW, una cifra che è quasi doppia rispetto alla nuova potenza installata di pannelli solari a livello mondiale (Figura 2.7). Questo evidente disequilibrio ha indotto l'industria cinese a correre ai ripari: nel corso dei primi mesi del 2024, sono stati cancellati o sospesi progetti per capacità aggiuntive di produzione di polisilicio da 300.000 mt, oltre 15 GW di wafer, 60 GW di celle solari e 20 GW per i moduli⁷⁶.

⁷⁵ China Photovoltaic Industry Association (Cpia), http://www.chinapv.org.cn/com_newsen.html

⁷⁶ *AsiaFinancial*, "Solar Overcapacity Kills Projects, Fuels Bankruptcies in China", 30 luglio 2024.

FIG. 2.7 - CAPACITÀ PRODUTTIVA, PRODUZIONE E SHARE SUL TOTALE GLOBALE DELL'INDUSTRIA FOTOVOLTAICA CINESE. I VALORI DEL POLISILICIO SONO STATI CONVERTITI IN GW EQUIVALENTI ASSUMENDO 2.5 GRAMMI DI MATERIALE PER WATT



Fonte: Iea, Cpia, InfoLink

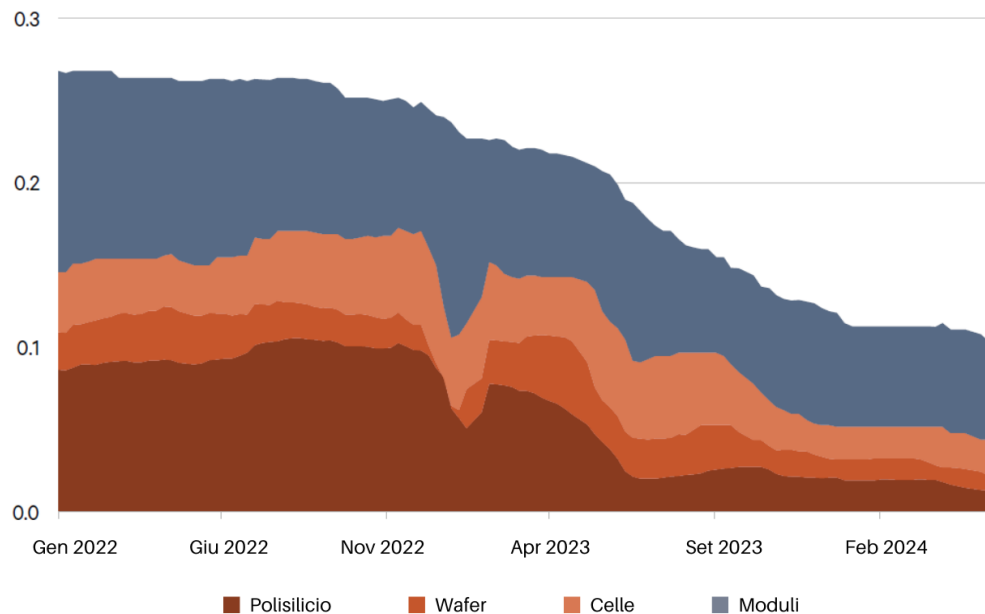
Misure correttive inevitabili: dall'inizio dell'anno il numero di nuovi progetti industriali nel settore fotovoltaico è calato del 75% su base annuale, con il crollo dei prezzi dei prodotti fotovoltaici, dal polisilicio ai moduli⁷⁷. Se da un lato questo trend ha avuto effetti positivi per l'espansione e la "democratizzazione" della tecnologia solare (secondo le stime dell'Iea, la nuova capacità produttiva a livello globale entro il 2030 sarà ben al di sopra della domanda richiesta per lo scenario di decarbonizzazione *Net Zero*), dall'altro questo tracollo (un effetto prevedibile della politica industriale cinese nel settore) ha finito per mettere a dura prova tanto i margini di profitto dell'industria cinese (che rimane un *benchmark* per i mercati globali), quanto naturalmente la competitività delle aziende occidentali che operano lungo i segmenti della filiera PV. Gli effetti si riverberano positivamente invece sui *retailers*, ovvero chi installa e gestisce i parchi solari: con il prezzo (\$cent/Watt) dei componenti della tecnologia PV sceso drasticamente negli ultimi di anni (Figura 2.10), il contesto di sovrapproduzione mette in una posizione di forza gli acquirenti che operano sui mercati energetici a discapito dei produttori individuali, che faticano a strappare prezzi più elevati per MWh⁷⁸. Infatti, secondo le statistiche della Cpia, la chiusura dei contratti d'offerta dei moduli fotovoltaici alla fine del 2023 in Cina si è

⁷⁷ *Ibidem*.

⁷⁸ Prezzo spot dei pannelli M10. A. Hayley, "China Solar Industry Faces Shakeout, But Rock-bottom Prices to Persist", *Reuters*, aprile 2024.

attestata in media su 1 RMB/Watt (circa 0,13 cent €/Watt). A titolo di esempio, a dicembre 2023 la società elettrica di stato, China Three Gorges Corporation – che ha costruito e gestisce la più grande centrale idroelettrica del mondo nella Diga delle Tre Gole, situata nella provincia dello Hubei lungo il fiume Azzurro – ha chiuso una gara d'appalto per la costruzione di un impianto solare da 2.14 GW assegnando le forniture di moduli per una media di 0,970 RMB/Watt: la cifra più bassa mai registrata dall'industria per una compagnia statale⁷⁹. Ma non si tratta di una corsa al ribasso solo per il mercato domestico. All'inizio del 2023, i pannelli solari cinesi erano già di un terzo più convenienti di quelli esteri, per esempio europei, con i prezzi crollati di oltre il 42% nel resto dell'anno⁸⁰. Una situazione che ha messo a repentaglio i profitti del più grande produttore cinese, LONGi (prima azienda per fatturato dell'industria cinese) che si è visto costretto a ricorrere a licenziamenti, tagli della produzione e a chiedere al governo centrale di intervenire con un tetto sul prezzo dei pannelli⁸¹. I produttori cinesi, dunque, rappresentano un elemento di forte volatilità nel mercato fotovoltaico globale, dal momento che possono innescare fluttuazioni considerevoli sui prezzi medi di vendita dei moduli: un rischio d'investimento per i produttori fuori dalla Cina, specialmente quelli in UE che al momento sono posti di fronte a un dilemma non indifferente

FIG. 2.8 – PREZZI C\$/WATT (CINA E RESTO DEL MONDO) DEI COMPONENTI DEI PANNELLI



Fonte: BloombergNef, Berenberg (maggio 2024) con rielaborazione dell'autore.

⁷⁹ S. Zhang e H. Wu, "China Three Gorges Shortlists Six Companies for 2.14GW N-type Modules Tender", *Oil Price Information Service*, 4 dicembre 2023.

⁸⁰ Hayley (2024).

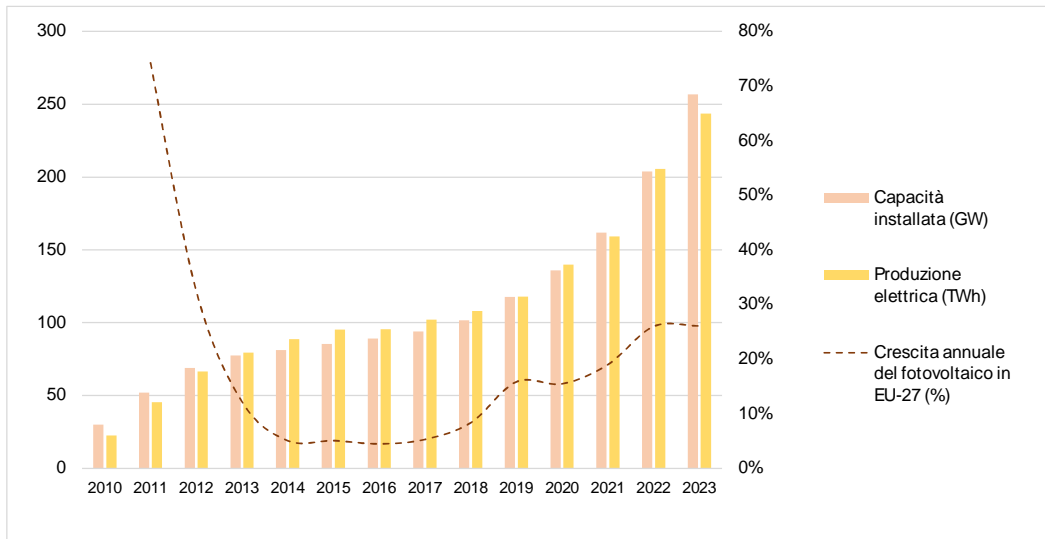
⁸¹ *BloombergNews*, "China's Top Solar Panel Maker Calls on Beijing to Control Prices", 4 marzo 2024.

2.2.3 Solare: il paradosso europeo tra mercato e industria

In questo scenario di mercato l'evidente spinta dell'industria PV cinese è stata in parte trainata da mercati come quello UE e Usa, grazie all'introduzione di politiche energetiche a favore delle rinnovabili, seppur i ritmi d'installazione siano stati meno consistenti. Il ritardo è perlopiù dovuto a insufficienti investimenti nella costruzione e integrazione delle fonti nelle reti, oltre ai costi di finanziamento (finanziari e per la concessione dei terreni) più alti, soprattutto per via dei tassi d'interesse in rialzo, che rappresentano un collo di bottiglia significativo. Dalla prospettiva di questi altri mercati regionali per il fotovoltaico, significativo è stato il passaggio della *Renewables Energy Directive* dell'Unione Europea nel 2023, che punta ad accrescere il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili al 42,5% entro il 2030 nell'ottica di avvicinarsi all'ambizioso target del 45% nello scenario di decarbonizzazione più ottimistico. In questo scenario, paesi come Germania, Spagna, Francia e Italia hanno aggiornato i loro piani nazionali per l'energia e il clima accrescendo il ruolo del fotovoltaico e i target di nuova capacità da installare entro la fine del decennio. Secondo lo scenario di neutralità climatica elaborato da *SolarPower Europe* (Spe), associazione di categoria del settore, la nuova capacità (GW) nei Paesi membri dell'UE dovrà aumentare dell'11% nel 2024 per rimanere lungo il sentiero della neutralità.

Secondo l'associazione, il mercato fotovoltaico in UE ha continuato la sua crescita nel 2023, con 55,9 GW di nuove installazioni, segnando per il quarto anno consecutivo una crescita di oltre il 40% rispetto all'anno precedente. A oggi, la capacità fotovoltaica installata in UE ha raggiunto i 263 GW, circa il 18% sul totale mondiale. Lo scenario ottimistico delineato da Spe prevede che gli Stati membri (EU-27) possano raggiungere quasi 700 GW di capacità installata complessiva entro il 2027, seppur questo implicherebbe una crescita annua più sostenuta rispetto alla media del 21% registrata dal 2020 (anno successivo al lancio del Green Deal) al 2023 (Figura 2.12).

FIGURA 2.9 - EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ FOTOVOLTAICA INSTALLATA E DELLA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ DA IMPIANTI PV (RESIDENZIALI, INDUSTRIALI E RETAIL) IN EU-27 DAL 2010 AL 2023

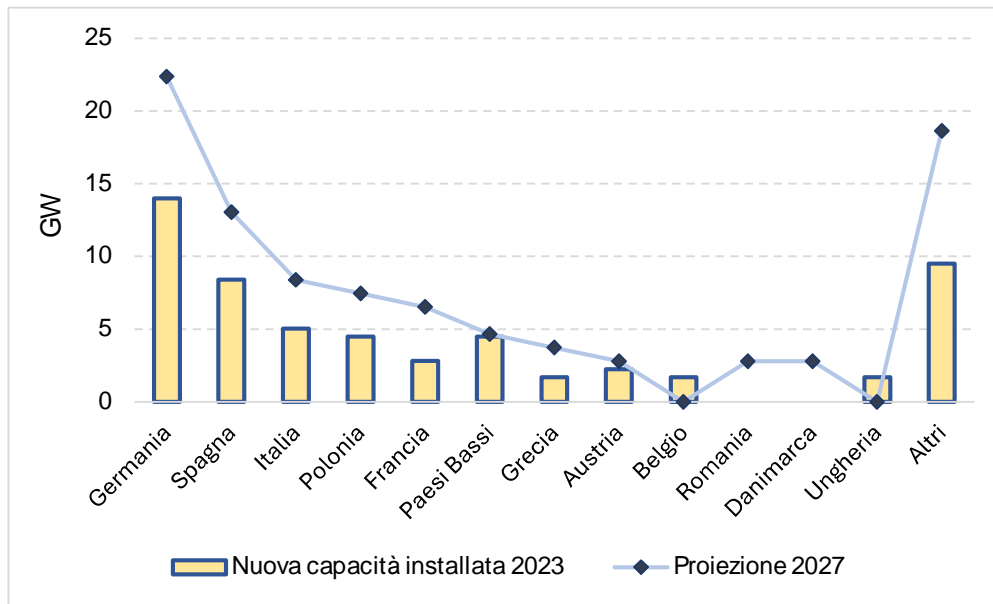


Dati elaborati dall'autore. Fonte: Eurostat, Solar Europe

Dopo il *boom* all’inizio dello scorso decennio – spinto principalmente dalla Germania e dal passaggio della *Erneuerbare-Energie-Gesetz* (Eeg), la legge federale sull’energia rinnovabile, e dall’introduzione di tariffe agevolate che incentivò l’impiego dei pannelli passando da poco più di 1 GW del 2004 a oltre 24 GW installati nel 2011 – il settore ha registrato un appiattimento a partire dal 2013, dovuto principalmente alla crisi dell’industria fotovoltaica europea per via della fortissima concorrenza cinese. Una stagnazione finita solo verso la seconda metà del 2018, anno in cui la soglia dei 100 GW è stata superata: l’anno successivo, con la spinta della Commissione europea, il mercato è tornato a crescere in doppia cifra, con la quota di installazioni quasi triplicata in poco meno di quattro anni. A livello nazionale, sono sei i paesi che hanno installato complessivamente quasi due terzi della nuova capacità (GW) in EU-27 nel 2023: Germania (27,5%), Spagna (13,7%), Italia (9,8%), Polonia (9,1%), Paesi Bassi (8,1%) e Francia (6%), con i restanti che, singolarmente, non hanno superato i 2 GW di potenza installata. Questi paesi rappresentano, inoltre, quasi l’80% della potenza installata complessiva sul continente, con la Germania che continua ad essere il leader europeo indiscusso (82 GW), con più capacità connessa alla rete di paesi mediterranei come Spagna e Italia messi insieme. Con 14,6 GW, la Germania è il primo paese europeo ad aver superato la soglia dei 10 GW installati in un solo anno. Il contesto geopolitico ha certamente spinto verso un ricorso massiccio a questa tecnologia, nell’ottica di diversificare maggiormente il mix elettrico dalla dipendenza dal gas (con la crisi del 2022 che ha chiaramente rappresentato il culmine), considerando che la tecnologia è ora considerata da *policy-makers* e operatori industriali come la soluzione

economicamente più percorribile come alternativa al gas russo (fonte su cui la Germania si è dimostrata particolarmente esposta). Alla fine del 2023 l'UE poteva contare su 243 GW di solare fotovoltaico connesso alle reti, con una distribuzione per segmenti praticamente equa tra impianti residenziali, commerciali/industriali e *retail* secondo le stime di SolarPower Europe.

FIG.2.10 - SHARE DEI DIECI PRINCIPALI MERCATI EUROPEI PER IL FOTOVOLTAICO



Fonte: SolarPower Europe, *EU Market Outlook for Solar Power (2023-2027)*

La ragione di questa nuova stagione positiva per il settore è da rintracciare principalmente in due macro-fattori: 1) la spinta legislativa e normativa dell'UE in ambito climatico ed energetico (Tabella 2.2); 2) il crollo dei prezzi dei moduli fotovoltaici, come mostrato in precedenza. Il primo aspetto chiama in causa le direttive e i piani lanciati dalla Commissione europea sotto la leadership di Ursula von der Leyen, che ha fatto della transizione "verde" un cavallo di battaglia per la leadership del continente verso la decarbonizzazione. Come si nota dalla tabella 2.2, le principali iniziative sono state dirette verso la riduzione delle emissioni di diversi settori economici, le rinnovabili e nello specifico il fotovoltaico, agendo principalmente sul lato della domanda. La ricezione delle direttive e iniziative europee per l'aumento dell'energia solare è stata particolarmente rapida: è il caso in Germania, con l'implementazione dell'Eeg il 1° luglio 2022 (pochi mesi dopo lo scoppio della guerra in Ucraina), che ha consentito la connessione in rete di progetti PV rimasti in coda attraverso una clausola che identificava le fonti rinnovabili come "d'interesse per la pubblica sicurezza" in un contesto energetico particolarmente teso. In Italia, il decreto "Superbonus" ha stimolato il settore, con 5,2 GW di potenza installata secondo il Gestore dei Servizi Energetici (Gse) nel 2023, raddoppiando la quota dell'anno

precedente, mentre in Spagna un calo del solare residenziale è stato in parte assorbito dal segmento *retail*, grazie agli accordi Ppa (*power purchase agreement*) che rappresentano il grosso del mercato non sussidiato dell'elettricità da energia solare nel paese ispanico. In uno scenario di media penetrazione, nel 2027 il mercato del fotovoltaico in UE potrà crescere del 67% con ulteriori 93,1 GW installati, con una decrescita marginale dello share tedesco sul totale (dal 25% del 2023 al 24% del 2027) ma comunque, insieme a Spagna e Italia, il principale mercato di riferimento del continente (Figura 2.12).

TAB. 2.1 - PRINCIPALI INIZIATIVE CLIMATICHE ED ENERGETICHE DELL'UNIONE EUROPEA DAL 2019

Piano/Iniziativa	Ambizione	Anno	Settori
Green Deal & European Climate Law	Neutralità climatica	2050	Tutti
Fit for 55	Riduzione delle emissioni (GHG) del 55% rispetto i livelli del 1990	2030	Tutti
Renewable Energy Directive (2023)	Almeno il 42,5% delle rinnovabili nel mix energetico, con un addizionale 2,5% (non obbligatorio)	2030	Rinnovabili e settore elettrico
REPowerEU	Da 320 a 400 GW di capacità di PV installata	2025	Solare fotovoltaico
	Da 600 a 750 GW di capacità di PV installata	2030	Solare fotovoltaico
Net Zero Industry Act (Nzia)	Almeno il 40% della produzione domestica di tecnologie <i>low-carbon</i>	2030	Tecnologie rinnovabili

Tuttavia, se il dispiegamento della tecnologia fotovoltaica sembra aver trovato un contesto normativo e di mercato più favorevole nell'Unione Europea, un discorso diverso invece si apre per lo stato di salute dell'industria manifatturiera del continente. Paradossalmente il raddoppio della capacità PV installata in UE nel giro di due anni, stimolato dalle direttive di Bruxelles, ha indirettamente creato uno spazio di manovra e l'apertura di un mercato, relativamente stagnante negli anni precedenti, per le aziende cinesi, potendo così scaricare la sovrapproduzione domestica e mettendo a dura prova la filiera industriale in Europa: “La

combinazione di forti segnali sulla domanda globale e di un'agguerrita concorrenza tra i fornitori cinesi”, avvertiva a settembre 2023 *SolarPower Europe*, “ha portato a significativi nuovi investimenti nelle catene di fornitura del solare fotovoltaico (soprattutto in Cina, *n.d.*). L'eccesso di offerta che ne è derivato ha portato a un rapido calo dei prezzi delle materie prime, come il silicio, lungo la catena di fornitura fino ai moduli e agli inverter”⁸². Nel 2022 circa il 96% dei pannelli solari (in valore, €) importati in Europa proveniva dalla Cina secondo le elaborazioni di Eurostat, con un deficit commerciale per questa tipologia di prodotti di circa €2,1 miliardi⁸³. Si tratta comunque di numeri grezzi che, tuttavia, non tengono conto delle installazioni effettive (GW): nella primavera del 2023 i magazzini europei hanno iniziato ad accumulare moduli, approfittando del crollo verticale dei prezzi, ma con colli di bottiglia burocratici che ne hanno impedito la penetrazione nei vari segmenti di mercato. Secondo alcune stime, alla fine dello scorso anno circa 80 GW di pannelli (probabilmente cumulati dagli anni precedenti) erano in attesa di essere effettivamente installati e connessi alle reti in UE⁸⁴. La crescita delle importazioni dalla Cina, infatti, a partire dal lancio del Green Deal UE (11 dicembre 2019), è stata considerevole negli ultimi quattro anni, con un aumento del 53% rispetto ai volumi alla fine del 2019, con il picco registrato alla fine del 2022 (anno in cui oltre il 53% delle esportazioni di PV cinesi, in volumi, sono state destinate al mercato europeo) e una parziale decrescita l'anno successivo (Figura 13). Questo insieme di fattori rischia di colpire due volte i piani della Commissione: da una parte, sovraesponde il mercato fotovoltaico più di quanto possa assorbire nell'attuale congestione normativa, dall'altro mette in difficoltà gli operatori industriali come rivela la cronaca più recente. Ad agosto 2023 Norwegian Crystals, uno dei pochi produttori europei di lingotti di silicio monocristallino, ha dichiarato bancarotta. Qualche mese più tardi, Energetica Industries, produttore di moduli austriaco, ha dichiarato insolvenza citando una competizione “rovinosa” dei concorrenti cinesi che hanno riversato prodotti a prezzi fuori mercato. REC Solar, produttore norvegese di polisilicio, ha chiuso il suo ultimo impianto a fine novembre 2023; NorSun, suo cliente e produttore di wafer per celle fotovoltaiche, a settembre aveva annunciato licenziamenti e la sospensione delle attività manifatturiere mentre la tedesca Solarwatt (attiva nella produzione e assemblaggio di moduli) a maggio ha annunciato la chiusura delle attività nel sito di Dresda. Sono alcuni dei fallimenti che hanno nuovamente scosso il panorama industriale europeo, in un contesto paradossale di rinascita del mercato PV in Europa (nel 2023, un equivalente di 306.000 pannelli al giorno sono stati installati in UE-27) che avrebbe dovuto beneficiare maggiormente l'ecosistema continentale (Figura 2.11). Dunque, il flusso di pannelli dalla Cina (Figura 2.13) e la situazione precaria dell'industria

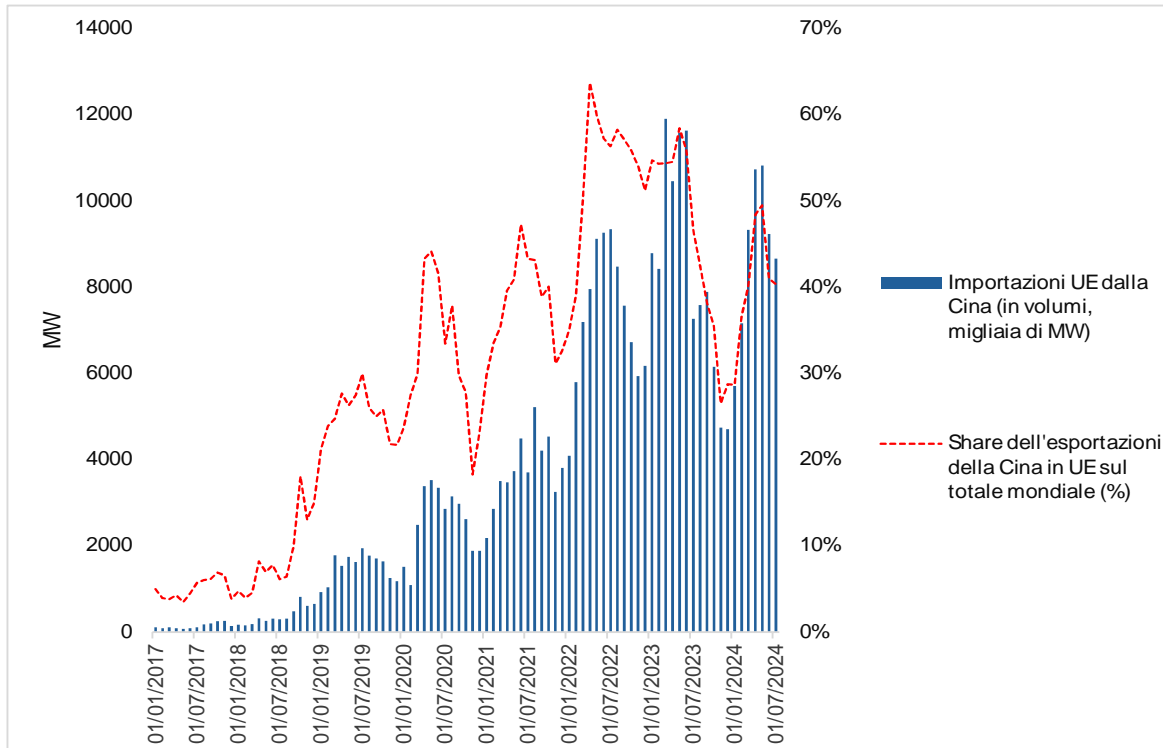
⁸² “Record-low solar PV prices risk EU's open strategic autonomy”, *SolarPower Europe*, comunicato stampa, 11 settembre 2023.

⁸³ “International trade in products related to green energy”, Eurostat, comunicato stampa, 8 novembre 2023.

⁸⁴ J. Chirol, “Un stock européen de panneaux photovoltaïques surestimé et peu adapté au marché français”, *PV Magazine*, 29 gennaio 2024.

hanno indotto la Commissione europea a correre ai ripari, in uno sforzo per preservare i pilastri economico e sociale (posti di lavoro) che dovrebbero accompagnare una transizione energetica “giusta” e favorire la “resilienza” del blocco industriale europeo. Ma soprattutto per scongiurare una seconda bancarotta, nel giro di poco meno di vent’anni, di un’industria considerata importante per la decarbonizzazione, la creazione di posti di lavoro e l’autonomia strategica dell’UE.

FIG. 2.11 - IMPORTAZIONI DI PANNELLI FOTOVOLTAICI IN VOLUMI (1000 MW = 1 GW) DALLA CINA E VARIAZIONE PERCENTUALE SUL TOTALE DELLE ESPORTAZIONI DI PV A LIVELLO GLOBALE SU BASE MENSILE



Dati elaborati dall'autore, con aggiornamento ai primi sei mesi del 2024, a partire dal dataset di Ember, <https://ember-climate.org/data-catalogu>

La Commissione deve e dovrà affrontare i fattori alla base della crisi che attanaglia l’industria del fotovoltaico: 1) la dipendenza dai (e la concorrenza sui prezzi dei) pannelli solari fabbricati in Cina; 2) una mancanza di capacità produttiva sufficiente a garantire un minimo di resilienza del settore, che si spiega in parte per i costi di produzione elevati dovuti a vari elementi. Tra i quali, il prezzo della componente energia sui costi di produzione, considerando che alcuni segmenti della filiera possono essere molto energivori e ad alta intensità carbonica e la difficoltà di reperimento dei materiali e della forza lavoro

specializzata⁸⁵. Ad oggi, il costo economico per produrre un pannello fotovoltaico in Europa rispetto alla Cina è di circa 35-65% più elevato, secondo le stime Iea⁸⁶. Una delle possibili misure correttive immaginate risiede nell’impatto carbonico (misurato in grammi di CO₂ per kWh) della manifattura dei pannelli, che secondo le stime potrebbe essere del 50% più basso negli Stati Uniti e del 70% in Europa rispetto alle attività in Cina⁸⁷. E questo solo considerando l’assemblaggio finale, mentre gli stadi più a monte della filiera (come la raffinazione del silicio grezzo in polisilicio ultra-puro, la creazione dei lingotti e dei wafer) sono ancor più energivori: con il metodo tradizionale, la produzione di polisilicio richiede 70-140 kWh di elettricità per ogni chilogrammo di prodotto⁸⁸. Con il 90% della capacità produttiva concentrata in Cina (nel 2023 sono stati prodotte 1,6 milioni di tonnellate di polisilicio), e il mix energetico ancora dominato da fonti termiche, è chiaro che l’importazione di questi e altri input rischia di avere effetti distorsivi tra imprese che investono sulla decarbonizzazione dei processi ed altre che continuano a produrre a costi più bassi⁸⁹. Questo *dumping* ambientale ha portato l’UE a promuovere il *Carbon Border Adjustment Mechanism* (Cbam), attualmente nella sua fase pilota con la piena implementazione prevista per il 2026. Il meccanismo è applicato ai settori energivori come cemento, acciaio, alluminio (tre materiali ampiamente usati, per esempio, dall’industria eolica), ferro, fertilizzanti e altri, per poi essere potenzialmente estendibile anche ad altri, come quello fotovoltaico, con effetti che potrebbero impattare più significativamente a partire dal 2030⁹⁰. In breve, il Cbam prevede di applicare una tassa per il contenuto carbonico dei materiali o beni importati dai confini esterni dell’UE, con il prezzo del carbonio determinato dal sistema *Emissions Trading Scheme* (Ets)⁹¹. In questo modo la Commissione proverà a imporre un costo uniforme sulla CO₂ sia per i prodotti UE sia per quelli importati dai mercati internazionali. Per l’industria PV l’effetto potrebbe essere duplice: incentiverebbe la localizzazione della produzione lungo i vari segmenti in paesi con un mix energetico più “verde”, promuovendo dunque la diversificazione dalla Cina; renderebbe le imprese che realizzano prodotti a bassa intensità carbonica più competitive. In ogni caso, un compromesso tra efficienza economica e resilienza geoeconomica dovrà essere trovato ben prima del 2030 e soprattutto commisurato ai target di dispiegamento della tecnologia solare in UE, qualora una maggiore quota di pannelli dovesse essere fabbricata (e venduta, magari tramite mandati minimi sul *procurement* da applicare ai

⁸⁵ European Solar PV Industry Alliance (Esia), *Current State of the EU Photovoltaic Industry*, 8 marzo 2023.

⁸⁶ International Energy Agency (Iea), *Advancing Clean Technology Manufacturing. An Energy Technology Perspectives Special Report*, maggio 2024.

⁸⁷ International Energy Agency (Iea), *Special Report on Solar PV Global Supply Chains*, luglio 2022.

⁸⁸ A. Ramos, et al., “Radiation heat savings in polysilicon production: Validation of results through a CVD laboratory prototype”, *Journal of Crystal Growth*, vol. 374, 1 luglio 2013, pp. 5-10.

⁸⁹ Come dimostra la nascita di Ultra Low-Carbon Solar Alliance, un’associazione di imprese principalmente occidentali che punta a promuovere la riduzione dell’impatto carbonico dell’industria con pratiche innovative, <https://ultralowcarbonsolar.org/about/>

⁹⁰ C. Liu e S. Hsu, “The costs to the solar industry of a price on carbon”, *PV Tech*, 24 luglio 2024.

⁹¹ “Carbon Border Adjustment Mechanism”.

retailers energetici) in Europa. In questa direzione, nella seconda metà del 2023 gli Stati membri hanno raggiunto un accordo di massima sulla misura più importante avanzata per l'industria PV per diversificare, gradualmente, le importazioni estere: il Nzia. Approvato il 26 aprile 2024 dal Parlamento europeo, la misura, introdotta anche in risposta all'Ira americano, punta a rilanciare la filiera del fotovoltaico – insieme alle altre tecnologie *net-zero* – in Europa, con un mandato che fissa il target del 40% del fabbisogno di pannelli UE fabbricati sul continente entro il 2030, ovvero poco meno di 30 GW di capacità industriale⁹². Il piano prevede una serie di misure, tra cui: l'identificazione di “Progetti Strategici”; lo snellimento dell'iter burocratico per lo sviluppo dei progetti; l'implementazione di criteri di sostenibilità e resilienza nelle gare di appalto pubbliche (applicabili solo per il 30% del totale, un numero ristretto se si considera che, secondo le stime Iea, la crescita della capacità installata di rinnovabili in Europa tra il 2023 e il 2028 avverrà per lo più tramite gare pubbliche⁹³); e infine, test per le capacità innovative e di R&D delle imprese (come lo sviluppo di tecnologie alternative ai moduli in silicio cristallino)⁹⁴. All'inizio paesi come Italia, Spagna e Francia avevano proposto una clausola *buy-European* simile all'incentivo fiscale previsto dall'Ira americano per componenti fabbricate sul suolo continentale, ma questo avrebbe chiaramente riaperto il discorso su come organizzare un finanziamento comunitario. Differentemente, fondi per l'industria PV con il passaggio dello Nzia potrebbero essere agganciati a strumenti quali il *Temporary Crisis and Transition Framework* (Tctf) – meccanismo rinnovato a marzo 2023 che consente un rilassamento delle regole sugli aiuti di stato che i Paesi membri possono allocare anche alle industrie legate alla decarbonizzazione –, lo *Strategic Technologies for Europe Platform* (Step) da 1,5 miliardi di euro e i fondi dell'*Innovation Fund* (2020-2030) pari a 40 miliardi di euro⁹⁵.

I critici dello Nzia sostengono proprio l'assenza di misure fiscali e finanziarie a specifico supporto del settore, a differenza di quanto invece previsto dall'Ira americano: secondo le prime stime dell'Iea, la misura legislativa passata dal Congresso nell'agosto del 2022 ha consentito ai produttori di moduli americani di abbassare momentaneamente i prezzi dei loro prodotti a un livello competitivo rispetto ai concorrenti cinesi, i quali nel 2023 vendevano i moduli a un prezzo un terzo più conveniente di quelli europei⁹⁶. Nel complesso, gli Stati Uniti hanno attirato oltre 210 GW di nuova capacità produttiva (annunciata) lungo la filiera del fotovoltaico dal passaggio dell'Ira, per un valore complessivo di \$19 miliardi secondo le stime del Dipartimento dell'Energia statunitense,

⁹² Commissione europea, “Net-Zero Industry Act”, , 2024, disponibile qui <https://commission.europa.eu>

⁹³ International Energy Agency (Iea), *Renewables 2023: Analysis and forecasts to 2028*, gennaio 2024.

⁹⁴ *Ibidem*.

⁹⁵ T. Voita, “European Solar PV Manufacturing: Terminal Decline or Hope for a Rebirth?”, Ifri Memos, Ifri, 25 aprile 2024.

⁹⁶ “United States c-Si Manufacturing Costs with and without the IRA Manufacturing Production Credit Incentives, Compared to China and ASEAN”, International Energy Agency (Iea), 21 novembre 2023, disponibile su www.iea.org

grazie ai generosi crediti fiscali previsti per le attività produttive e al supporto garantito alle imprese sui costi operativi attraverso procedure semplificate⁹⁷. Secondo la *Solar Energy Industries Association* (Seia) americana, la capacità produttiva negli Usa potrebbe arrivare a circa 108 GW nel 2026, circa dieci volte tanto quella operativa nel 2022⁹⁸. L'Ira si è dimostrato un magnete anche per alcuni produttori europei, come la tedesca Meyer Burger che aveva inizialmente deciso di rilocalizzare un impianto per la produzione di celle e moduli negli Stati Uniti proprio per beneficiare dei generosi incentivi federali⁹⁹. Questa apparente discrepanza tra l'approccio americano e quello europeo in materia di intervento pubblico tende a sottostimare il supporto storico che l'UE ha garantito (a livello comunitario, non nazionale) alle tecnologie pulite: per il periodo 2021-27, il budget dedicato all'azione climatica è di 578 miliardi, sottoforma di politiche che combinano la tassazione sull'anidride carbonica e interventi industriali specifici, provvedimenti ritenuti più efficienti rispetto agli incentivi fiscali mirati squisitamente alla produzione e agli investimenti come previsto dall'Ira¹⁰⁰. Tuttavia la decisione dell'azienda tedesca è da rintracciarsi in altri fattori, tra cui le condizioni "negative di mercato", che sarebbero dipendenti da "decisioni politiche" e un "clima commerciale in continuo deterioramento" in Europa, mentre di converso "il mercato fotovoltaico negli Stati Uniti è molto attrattivo" con condizioni che consentono "all'industria di fiorire"¹⁰¹.

Se per l'Ira la riduzione delle emissioni è un obiettivo dichiarato, probabilmente è considerata politicamente e strategicamente vantaggiosa solo se raggiunta con tecnologie prodotte o sviluppate negli Stati Uniti. La questione legata ai requisiti di "resilienza" (o, in altre parole, maggiore autonomia industriale) da associare alle gare di appalto per il fotovoltaico in Europa, in un'ottica di autonomia strategica, rimane il nodo centrale e parzialmente irrisolto dello Nzia rispetto alla misura americana. In questa direzione, l'*European Solar PV Industry Alliance* (Esia) aveva proposto a novembre 2023, in un documento dettagliato, raccomandazioni e proposte per criteri non-di mercato "efficaci" e "pratici", tra cui spiccava l'idea di un "corridoio per le aste di resilienza" di 5GW per il 2025 fino a 30 GW nel 2030, in linea con gli obiettivi dichiarati con l'*European Solar Energy Strategy*, parte integrante del piano REPowerEU¹⁰². Secondo alcune stime, nell'ottica di incentivare la localizzazione dell'industria PV a un ritmo tale da fornire il 40% della domanda dei 100 GW annuali di installazione richiesti per i target al 2030,

⁹⁷ Dipartimento dell'Energia Usa, "Building America's Clean Energy Future", <https://www.energy.gov/invest>

⁹⁸ "Solar Market Insight Report 2023 Q3", Seia, settembre 2023, www.seia.org

⁹⁹ Meyer Burger, "Meyer Burger Calls EGM to Approve CHF 200 to 250 Million Rights Issue to Finance the Completion of its Colorado and Arizona Manufacturing Facilities", Comunicato stampa, 23 febbraio 2024.

¹⁰⁰ M. Fajeau, N. Garnadt, V. Grimm et al., "The US Inflation Reduction Act: How the EU Is Affected and How It Should React", *Vox EU CEPR*, 17 ottobre 2023.

¹⁰¹ Meyer Burger, *Annual Report 2023 – Letter to shareholders*, 14 marzo 2024.

¹⁰² Esia, *Effective and practical implementation of non-price criteria in specific public procurement, public auctions, and residential market segments for solar PV systems*, 11 novembre 2023; European Commission, "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. EU Solar Energy Strategy", 18 maggio 2022.

sarebbe necessario compensare i clienti privati per il differenziale di prezzo che incorrerebbero nell'acquisto di componenti *made in EU*. Qualora fossero erogati sottoforma di sussidi, si tratterebbe di 600-900 milioni di euro all'anno fino al 2025 e di 3,7-5,6 miliardi fino alla fine del decennio¹⁰³. Cifre che paiono non così fuori portata, ma in tempo di risorse pubbliche limitate o contese la questione rimane se tale incentivo, qualora fosse previsto compatibilmente con l'attuale contesto normativo UE, possa davvero convincere gli investitori e i privati a scommettere nuovamente sull'industria fotovoltaica in Europa.

Allo stato attuale, l'unico segmento della filiera che sembra in linea con i target UE (30 GW all'anno entro il 2030) è quello per la produzione di polisilicio, considerando che un'unica azienda tedesca possiede tutta questa capacità, avendo stretto partnership decennali nel settore ed essendo tra i fornitori leader a livello globale. Più a valle lungo la catena del valore, si evidenzia invece il ritardo europeo specialmente sui moduli (con circa 14 GW) e soprattutto le celle, sulle quali i produttori europei devono fare ricorso all'importazione, così come per i wafer di silicio monocristallino (circa 1 GW, Figura 14). A titolo di esempio, se le attuali capacità di produzione di moduli in Europa fossero utilizzate a pieno regime, meno del 2% della domanda attuale potrebbe essere soddisfatto¹⁰⁴. Secondo le stime del think tank Bruegel, i nuovi investimenti previsti e annunciati entro il 2026 potrebbero consentire all'Europa di superare (in capacità installata) i 30 GW lungo tutta la filiera, con l'eccezione dei wafer. Ma si tratta chiaramente di progetti, distribuiti principalmente tra Germania, Spagna, Francia e Italia, ancora in fase di definizione¹⁰⁵. L'impegno dell'industria come dimostrano i progetti di Enel 3Sun a Catania, CARBON o HoloSolis a diversi livelli di integrazione verticale (dai wafer ai moduli) è comunque evidente. Oltre all'intraprendenza di Bruxelles, dietro a questo tentativo di re-industrializzare il settore in un'ottica di *reshoring* dei principali nodi della filiera vi è naturalmente la lobby del solare in Europa: ad aprile di quest'anno 23 Stati membri e la Commissione hanno firmato la "Solar Charter" con l'obiettivo di proteggere il settore dalla concorrenza cinese, riconoscendo che gran parte della domanda dei moduli in Europa è garantita dal commercio con la Repubblica Popolare Cinese¹⁰⁶. Questa dipendenza, dunque, rischia di esporre il continente a shock geopolitici e a possibili ritorsioni commerciali, considerando altri dossier strategici aperti come quello sulle auto elettriche (EV) importate dalla Cina, su cui la Commissione ha già proposto di applicare dazi preventivi tra il 17 e il 36% (BOX 1).

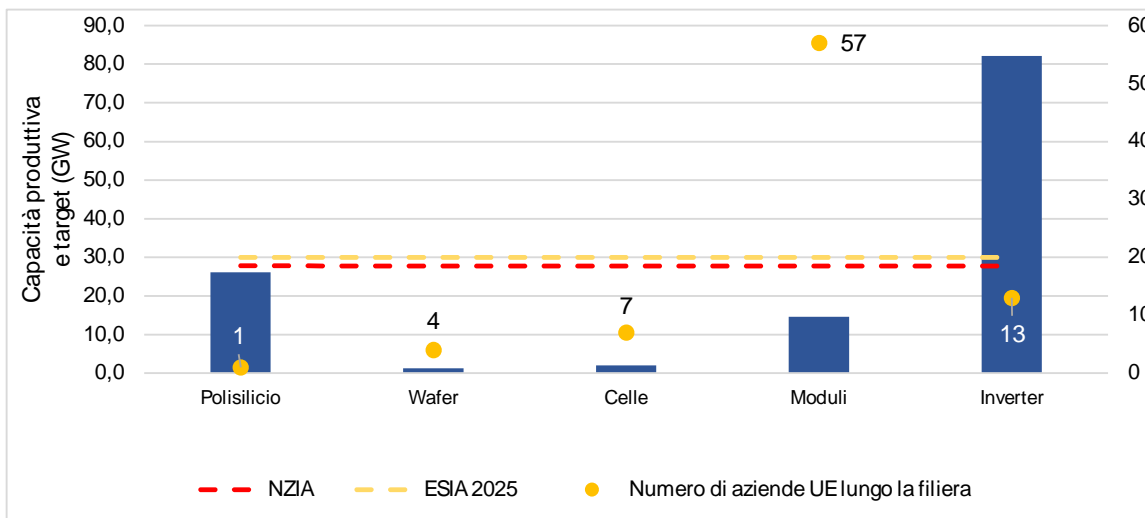
¹⁰³ G. Fischbeck, "Weekend Read: Europe's subsidy conundrum", *PV Magazine*, 9 dicembre 2023.

¹⁰⁴ SolarPower Europe, *EU Market Outlook*, 2024.

¹⁰⁵ S. Tagliapietra et al., "European Clean tech tracker", Bruegel Datasets, 11 luglio 2024.

¹⁰⁶ SolarPower, "European Solar Charter – Joint Statement", 15 aprile 2024.

FIG. 2.12 - CAPACITÀ INDUSTRIALE ATTUALE LUNGO LA FILIERA DEL FOTOVOLTAICO (PV) IN EUROPA (EU-27 + SVIZZERA E NORVEGIA). IL BENCHMARK È CALCOLATO SULLA BASE DEGLI OBIETTIVI DEL REPOWER EU AL 2030 (750 GW DI POTENZA INSTALLATA IN UE) E DEL TARGET ANNUALE DI PRODUZIONE DOMESTICA DEL NET ZERO INDUSTRY ACT (NZIA), A CONFRONTO CON IL TARGET FISSATO DALL'EUROPEAN SOLAR INDUSTRY ASSOCIATION (ESIA)



Dati: elaborazione dell'autore. Fonte: SolarPower Europe (2023)

Se la politica industriale non decolla, sul piano della politica commerciale non sembrano esserci segnali definitivi: la Commissione ha aperto un'indagine sul possibile *dumping* dei pannelli provenienti dalla Cina per una gara d'appalto in Romania, ma si tratta di un'iniziativa isolata e non rivolta a rivedere l'attuale posizione dell'UE¹⁰⁷. Proprio per evitare di innescare una vera e propria guerra dei dazi, la *lobby* del fotovoltaico europea si è espressa contro l'eventuale imposizione di nuovi dazi o restrizioni nei confronti della Cina¹⁰⁸. Il crollo della domanda europea in seguito all'imposizione nel 2013, e implementati per cinque anni, di dazi minimi alle importazioni di celle e moduli risuona per il settore come un errore nella politica commerciale in capo a Bruxelles da non replicare. Un effetto che indusse la Commissione a rimuovere le tariffe nell'agosto del 2018, giustificando il dietro-front nell'ottica di rafforzare la penetrazione dell'energia solare, approfittando del crollo dei prezzi della tecnologia, e di fronte alle evidenze che tale misura non aveva affatto beneficiato l'industria PV europea¹⁰⁹. SolarPower ha stimato che l'attivazione di ulteriori meccanismi di difesa commerciale potrebbe indurre 400.000 perdite di posti di lavoro nel settore, oltre a inficiare il raggiungimento dei target del REPowerEU. Questo perché l'industria manifatturiera legata al fotovoltaico non è ad alta

¹⁰⁷ F.Y. Chee, "Exclusive: EU Investigates Chinese Bidders Over Romania Solar Tender", *Reuters*, 3 aprile 2024.

¹⁰⁸ K. Abnett e P. Blenkinsop, "Europe's solar industry warns against tariffs on imports", *Euractiv*, 2 ottobre 2023.

¹⁰⁹ Si veda la risposta della Commissione europea a una richiesta del Parlamento, "End of anti-dumping measures on imports of solar panels from China", 27 ottobre 2018.

intensità occupazionale (i livelli di automazione sono particolarmente alti nella fabbricazione di celle e moduli) come lo è, invece, quella dell'installazione: dunque, le tariffe imposte in quell'ottica potrebbero avere effetti indesiderati¹¹⁰. Nel 2022 la Commissione ha proposto un embargo ai prodotti dell'industria associati a pratiche di lavoro forzato, obbligando le aziende europee a condurre *due diligence* in merito. L'iniziativa ha seguito tuttavia il passaggio del *Uyghur Forced Labor Prevention Act* al Congresso statunitense nel 2021, e implementato a giugno 2022, in seguito all'evidenza che diverse grandi aziende del settore fotovoltaico in Cina – che rappresentano circa più di un terzo della fornitura globale di polisilicio per i wafer solari – fossero coinvolte in pratiche coercitive, eterodirette da entità statali, nei confronti dei lavoratori Uiguri nella regione turcofona del paese¹¹¹.

Al di là delle preoccupazioni su responsabilità di stampo etico-sociale, sono emersi anche timori tra le associazioni di categoria che lo stesso Nzia possa indurre Pechino a imporre misure nei confronti di politiche industriali (soprattutto le misure discriminatorie previste dall'Ira) che la Cina ritiene non compatibili con Wto¹¹². Tra queste misure, sono possibili restrizioni all'export di componenti chiave come lingotti di silicio o wafer su cui le industrie cinesi godono di un sostanziale monopolio (Figura 9)¹¹³. Nell'attuale contesto geoeconomico, Pechino ha già dimostrato come fare leva sul suo dominio delle materie prime critiche, quali silicio metallico, germanio e gallio (quest'ultimi due sottoposti a controlli sull'export, ma perlopiù utilizzati nella fabbricazione di microcontrollori per l'elettronica industriale e automotive) come arma di ritorsione. Il ministero del Commercio cinese (Mofcom), insieme al ministero della Scienza e Tecnologia (Most), ha rilasciato negli scorsi mesi un aggiornamento sul “Catalogo delle tecnologie vietate o limitate all'esportazione”. La lista include “tecnologie per wafer solari su larga scala, tecnologia mono/multi cristallina ad altissima efficienza per la fusione di lingotti, tecnologia per la preparazione del silicio e altri”, segnalando che vi siano le basi per una potenziale restrizione all'esportazione di tre asset legati all'industria fotovoltaica: silicio, lingotti e wafer (due segmenti su tre in cui l'Europa è particolarmente esposta)¹¹⁴. Se le tre categorie venissero aggiunte all'elenco dei prodotti sottoposti a restrizioni, i produttori cinesi

¹¹⁰ B. McWilliams, S. Tagliapietra e C. Trasi, “Smarter European Union industrial policy for solar panels”, Policy Brief 02/24, Bruegel, febbraio 2024.

¹¹¹ Dipartimento di Stato Usa, “Implementation of the Uyghur Forced Labor Prevention Act”, Comunicato stampa, 21 giugno 2022; Commissione europea, “Proposal for a Regulation on prohibiting products made with forced labour on the Union market”, COM(2022) 453 final.

¹¹² “United States – Certain Tax Credits Under the Inflation Reduction Act. Request for the Establishment of a Panel by China”, World Trade Organization (Wto), 24-5176, 16 luglio 2024.

¹¹³ SolarPower Europe, *EU Market Outlook*, 2024; si veda il documento “Statement Opposing Trade Defence Measures”, firmato da 433 aziende della filiera europea e disponibile sul sito dell'associazione, www.solarpowereurope.org; “Electricity Industry’s Concerns on the ‘Buy European’ Act”, *Eurelectric*, 5 febbraio 2024, www.eurelectric.org

¹¹⁴ “China’s Catalogue for Prohibited and Restricted Export Technologies: Latest Revisions”, *China Briefing*, 26 gennaio 2024.

dovrebbero così ottenere licenze per l'esportazione di tali asset dai rispettivi dipartimenti provinciali, a svantaggio dei clienti fuori dalla Cina. In Europa, in particolare, vi è una carenza di *know-how* industriale e tecnologico negli stadi più a monte della filiera, oltre a pochissime aziende che possano fornire l'equipaggiamento specializzato per la produzione di polisilicio e lingotti (Figura 2.14).

In conclusione, trovare una sintesi tra maggiore autonomia industriale e perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione rimane complicato, tenendo conto anche delle diverse velocità e priorità con cui gli Stati membri guardano al settore fotovoltaico. Da una parte, vi sono realtà politiche più inclini a dare priorità al settore manifatturiero come Italia, Francia e Spagna, spingendo verso il *reshoring* dei segmenti della filiera PV per ridurre la dipendenza dalla Cina (nonostante il supporto politico sia arrivato con colpevole ritardo rispetto ai segnali di crisi del settore). Dall'altra, vi sono invece classi dirigenti che tenderebbero a favorire l'importazione di prodotti *green* a prezzi convenienti, a prescindere dai rischi sulla dipendenza esterna, come rivela un'indagine dell'*European Council on Foreign Relations* (EcfR) ad aprile 2024. Nel complesso, circa il 63% dei *policymakers* preferirebbe favorire prodotti economicamente più vantaggiosi anche se importati, mentre il 37% vorrebbe supportare maggiormente la fabbricazione domestica¹¹⁵. Questa diversità di vedute rappresenta un ostacolo all'implementazione di una vera e propria politica industriale *green*. Lo confermano anche le iniziative nei singoli Stati membri, che dimostrano questo mix eterogeneo di vedute e di politiche di breve respiro anche sul fotovoltaico. Nel 2024 il governo italiano ha stanziato 90 milioni di euro a supporto della *gigafactory* di 3Sun (Enel Green Power) da 3 GW, mentre di recente il ministero per le Imprese e il Made in Italy ha supportato la firma tra l'azienda italiana Bee Solar e la cinese Huasan (attiva nella produzione di celle e moduli) di una partnership strategica per lo sviluppo di un polo produttivo in Italia¹¹⁶. Un caso che dimostra come la collaborazione con le aziende cinesi che vogliono localizzare la produzione in Europa possa essere una soluzione a una chiusura ermetica e più costosa per l'industria e il mercato fotovoltaico UE. Approccio che invece sembra seguire la Francia: con il *crédit d'impôt industrie verte*, il governo ha annunciato in aprile un "Patto Solare" con il quale le 30 aziende firmatarie si impegnano ad acquistare almeno il 30% dei loro pannelli solari da produttori che abbiano realizzato almeno una fase della produzione in Europa¹¹⁷. La decisione, invece, del governo tedesco di respingere l'introduzione di un "premio di resilienza" industriale nel nuovo pacchetto legislativo Solarpaket 1 è da rintracciarsi nell'opposizione del Partito liberale democratico (FDP) tedesco, contrario al supporto dell'industria fotovoltaica. Secondo la prima bozza presentata ad agosto del 2023, il disegno di legge mirava a triplicare la capacità

¹¹⁵ S. Dennison e M. Engström, "Eco-nomics: A green industrial policy for the next European Commission", ECFR Policy Brief, European Council on Foreign Relations, 9 luglio 2024.

¹¹⁶ Ministero delle Imprese e del Made in Italy, "Italia-Cina: firmato al Mimit il MoU tra Bee Solar e Huasun per cooperazione nel fotovoltaico", 2 agosto 2024.

¹¹⁷ "Pacte de solidarité industrielle photovoltaïque", comunicato stampa, ministero francese dell'Economia, 5 aprile 2024, <https://presse.economie.gouv.fr>

PV annuale installata dai 7,5 GW del 2022 a 22 nel 2026¹¹⁸. Probabilmente è stata l'esclusione di tale clausola a indurre il produttore tedesco, Meyer Burger, a puntare sugli Usa per i suoi nuovi investimenti produttivi. Intanto, la penetrazione cinese continua anche nell'Europa dell'Est, un'area che potrebbe crescere considerevolmente entro il 2027 per il mercato fotovoltaico (Figura 2.12). A fine luglio, JA Solar ha siglato un accordo di cooperazione con Solarpro, *contractor* energetico bulgaro: è prevista la costruzione di un parco solare da 240 MW con i moduli forniti dall'azienda cinese e il supporto per lo sviluppo del progetto dall'*European Bank for Reconstruction and Development* (Ebrd)¹¹⁹.

Tra promuovere lo sviluppo della tecnologia solare in UE nell'ottica dei piani di decarbonizzazione e il sussidiare l'industria fotovoltaica europea, è probabile che la prossima Commissione europea cercherà di attuare un approccio ibrido: rilanciare la seconda senza compromettere gli obiettivi climatici, alla luce anche dei nuovi rapporti di forza nel Parlamento europeo. La politica energetica è sempre più politica industriale e commerciale con la progressiva penetrazione delle rinnovabili: la resilienza dei futuri sistemi energetici sarà misurata anche sull'accesso e sulla capacità di sviluppare queste e altre tecnologie.

¹¹⁸ S. Enkhardt, "Germany launches new measures to support solar", *PV Magazine*, 26 aprile 2024.

¹¹⁹ "JA Solar and Solarpro Announce Strategic Cooperation to Supply Modules for 240MW Solar Power Plant in Bulgaria", comunicato stampa, 23 luglio 2024.

BOX 1

I veicoli elettrici: primo fronte della competizione geoeconomica e commerciale

Il 12 giugno 2024 la Commissione europea ha annunciato di voler applicare un aumento, seppur momentaneo, alle **tariffe commerciali** per le **importazioni di auto elettriche (EV) dalla Cina**. I dazi aggiuntivi sono stati tuttavia leggermente rivisti al ribasso con comunicazione ufficiale il 20 agosto, dopo il primo annuncio di luglio che chiudeva la prima fase dell'indagine *anti-subsidy* iniziata a ottobre 2023 (avviata, si ricorda, senza una richiesta ufficiale da parte dell'industria automobilistica europea). Lo scopo dell'indagine è quello di stabilire se gli EV cinesi godano di un vantaggio competitivo o se sia, invece, indotto artificialmente con qualche forma di distorsione del mercato. In questa seconda fase, le tariffe sono state così applicate: al colosso **Byd** (leader di mercato insieme all'americana Tesla) il 17,0%, per **Geely** il 19,3% e per la società automobilistica statale **Saic** il 36,3%, con la prima versione applicata retroattivamente già a partire dal 4 luglio. Alle altre aziende che hanno cooperato con la Commissione durante l'indagine verrà applicata una tariffa del 21,3%, che aumenterà al massimo previsto (36,3%) per le società che non avranno offerto la loro collaborazione. Queste tariffe aggiuntive verranno applicate **sull'attuale 10% già in essere** per tutte le importazioni di automobili da quei paesi **con cui l'Unione Europea non ha siglato un accordo di libero scambio (Fta)**. La mossa di Bruxelles segue, a ruota ma in misura meno draconiana, l'annuncio dell'**amministrazione Biden** di maggio sull'aumento delle **tariffe sugli EV cinesi del 102,5%** (in precedenza, 27,5%) ed è rivolta a proteggere l'industria automobilistica europea – che si sta preparando, con difficoltà, al **phase-out dei motori a combustione (Ice) a partire dal 2035** sulle strade europee – dall'arrivo di veicoli elettrici cinesi. Dal 2020 al 2023, le **esportazioni globali di EV della Cina** sono aumentate dell'851%, con la quota maggiore di tali esportazioni (**quasi il 40%**) **destinata all'Europa**. Tra le preoccupazioni maggiori, vi è la capacità delle industrie cinesi di produrre veicoli a prezzi economici rispetto alla concorrenza europea, grazie soprattutto al **dominio della supply chain delle batterie al litio** che rappresentano in media il 40% del valore finale di un EV (a parità di densità energetica del pacco batteria, in kWh). Nei primi sette mesi del 2024, infatti, **Catl e la stessa Byd** (unico produttore di auto elettriche al mondo che produce e vende batterie al litio) hanno catturato oltre il **70% del mercato delle batterie** secondo le stime della *China Automotive Battery Innovation Alliance*. Tra le motivazioni per l'imposizione delle tariffe, vi sarebbero anche prime evidenze, raccolte dalla Commissione, sull'erogazione di massicci sussidi e incentivi di stato all'industria automobilistica da parte del governo centrale. Secondo le stime del *Center for Strategic and International Studies (Csis)*, **tra il 2009 e il 2023 il settore EV e delle batterie in Cina avrebbe beneficiato di oltre \$230 miliardi di sussidi**, sottoforma principalmente di incentivi ai consumatori e di agevolazioni fiscali sulle vendite per i produttori. Pechino nega tali accuse, affermando che la leadership cinese sia frutto della **superiorità tecnologica, dell'integrazione della supply chain** dai metalli alle celle per

batterie e soprattutto per via di **mercato domestico solido**: i dati della *China Passenger Car Association* (Cpca) mostrano che lo share di penetrazione degli EV in Cina abbia superato **a luglio il 50% delle vendite al dettaglio**. Solo nel 2023, la Cina ha prodotto **6,11 milioni di veicoli a batteria (Bev)**, pari al 68,6% della produzione dei Nev (*new energy vehicles*, classificazione che in Cina include veicoli puramente elettrici, ibridi *plug-in*, ibridi con motore endotermico e celle all'idrogeno) e **altri 2,8 milioni di Phev**. La decisione di Bruxelles di ricorrere ai dazi – che ha raccolto adesioni da Francia, Spagna e Italia ma anche le critiche dell'industria auto tedesca – **potrà diventare definitiva** (quindi, con validità di cinque anni) dopo la decisione prevista per **il 30 ottobre** (decisione che potrebbe essere bloccata qualora una maggioranza qualificata di 15 Paesi membri, che rappresentano circa il 65% della popolazione UE, votasse contro i dazi). La mossa, che sembra emulare l'imposizione di dazi sulle importazioni di pannelli cinesi, **porrebbe dei rischi sull'ammissibilità del target di decarbonizzazione della mobilità secondo le politiche attuali**, considerando comunque che la penetrazione Bev sul totale delle nuove vendite e immatricolazioni rimane molto eterogenea nei vari paesi europei. L'ambizione dell'UE è quella **di triplicare il numero di auto a zero emissioni sul continente** (attualmente 4,5 milioni) **entro il 2030**, tuttavia uno degli ostacoli per una più rapida penetrazione dei veicoli elettrici (che includono anche i dubbi dei consumatori e la capillarità delle infrastrutture di ricarica) rimane il loro **costo proibitivo**: è su questo punto che elettrificazione e competizione geoeconomica tra UE e Cina si scontrano. L'associazione automobilistica europea (Acea) avrebbe suggerito alla Commissione di **ritardare il target intermedio sulle emissioni del 2025** (che richiederebbe uno share delle vendite di Bev tra il 20 e il 22%), adottando una clausola di salvaguardia prevista nell'attuale legislazione pur di non incorrere nelle pesanti multe di Bruxelles. **Lo share delle vendite EV dei produttori europei sul totale globale è in fase calante** secondo l'Iea, schiacciati da Byd e Tesla. Come ha segnalato Mario Draghi nel suo report sulla competitività dell'UE, **“il settore automobilistico è un esempio chiave della mancanza di pianificazione dell'UE, che applica una politica climatica senza una politica industriale”**. Il secondo rischio legato ai dazi, inoltre, riguarda nello specifico i colossi dell'auto tedeschi (**Volkswagen, Bmw, Mercedes e Porsche**) e americani (come Tesla China, seppure la Commissione abbia garantito alla società americana una tariffa del 9% dal momento che non riceve sussidi) **che possiedono impianti di produzione in Cina** – alcuni in *joint venture* con i partner cinesi, come SAIC/Volkswagen – sia per l'esportazione in Europa ma anche per le vendite sul mercato cinese. **Lo share di mercato dei brand dell'elettrico cinesi in UE**, tuttavia, nel 2023 è rimasto fermo a poco più dell'**8%**, **ma potrebbe arrivare al 15% nel 2025**. Non è ancora chiaro quali contromisure Pechino vorrà intraprendere per tutelare le sue aziende, dal momento che vi sono ancora possibili margini di negoziazione tra UE e RPC. Tuttavia, considerando gli interessi in gioco **è più che probabile che l'applicazione dei dazi sarà confermata**, ma secondo le stime di Rhodium Group non saranno sufficienti a frenare i colossi dell'elettrico e dell'ibrido *plug-in* cinese dal momento che consentirebbero comunque un margine di profitto tale da poter abbassare ulteriormente il prezzo di vendita in Europa a discapito dei *brand* francesi e tedeschi. Inoltre, le barriere commerciali indurranno i produttori cinesi a cambiare strategia per quanto riguarda l'espansione sui mercati esteri: alcuni *brand* come Dongfeng e la stessa

BYD stanno pianificando **impianti di produzione e assemblaggio di Bev** rispettivamente **in Italia e Turchia**, allo scopo di *bypassare* i dazi. Tuttavia, le porte si stanno chiudendo anche altrove: a fine agosto il **Canada** ha deciso di **imporre dazi per il 100% sulle importazioni di EV dalla Cina**, in totale allineamento con gli Stati Uniti (il paese costituisce un alleato fondamentale per Washington nella **diversificazione delle forniture di materie prime critiche** come litio, cobalto e nickel, oltre ad essere un partner nell'area di libero scambio nord-americana, potendo così accedere ai fondi dell'*Inflation Reduction Act*).

Osservatorio di Politica internazionale

Un progetto di collaborazione
tra Senato della Repubblica, Camera dei Deputati
e Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale
con autorevoli contributi scientifici.

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico
per le relazioni internazionali

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche
e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale: **Senato della Repubblica**
Servizio Affari internazionali
Tel. 06-67063666
Email: affari.internazionali@senato.it

Le opinioni riportate nel presente dossier
sono riferite esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.