

# 11. Energia e sviluppo: la filiera del fotovoltaico

## 11.1 L'urgenza

Negli ultimi decenni la transizione energetica in Europa è stata immaginata e perseguita principalmente in relazione all'obiettivo della sostenibilità ambientale: come trasformazione del sistema produttivo orientata a ridurre l'inquinamento e l'impatto dell'attività dell'uomo sull'ambiente. L'urgenza della transizione è diventata progressivamente più pressante man mano che si moltiplicavano le evidenze scientifiche sulla rapidità e pericolosità del cambiamento climatico. Le misure di policy sono state prevalentemente indirizzate a ridurre le emissioni climalteranti grazie all'adozione di fonti energetiche più pulite, in primis le rinnovabili.

Lo scoppio della guerra in Ucraina nel 2022 ha profondamente modificato gli equilibri energetici mondiali. La guerra ha reso esplicita la dipendenza energetica dell'Unione europea dalla Russia, portando il tema della sicurezza energetica in cima all'agenda politica delle istituzioni europee e degli Stati membri. In un quadro caratterizzato da crescenti tensioni internazionali e dall'utilizzo coercitivo delle interdipendenze economiche e commerciali, il tema degli approvvigionamenti energetici è diventato centrale, e le politiche europee si sono orientate verso un riequilibrio delle relazioni energetiche e una riduzione delle importazioni di gas e petrolio dalla Russia. La diversificazione dei fornitori, l'efficientamento energetico e l'accelerazione dello sviluppo delle rinnovabili sono stati i pilastri della strategia messa in campo dall'Ue attraverso il RepowerEU.

Il repentino cambio di scenario non è stato privo di conseguenze. La rilevanza del gas russo per il sistema produttivo europeo – specialmente per le economie con una base manifatturiera più estesa (Germania e Italia in primis) – non si esauriva nell'approvvigionamento (nelle quantità), ma si estendeva alla stessa competitività industriale: il prezzo contenuto del metano russo rappresentava un elemento rilevante del modello di business in diversi comparti industriali. La sostituzione del gas russo con il Gnl (Gas naturale liquefatto) – dai prezzi medi significativamente più elevati – ha comportato rincari asimmetrici a livello globale, che hanno penalizzato le aziende europee, con ripercussioni strutturali sulla competitività del tessuto industriale, specialmente nei settori energivori. Anche da questo punto di vista, le rinnovabili saranno un pilastro irrinunciabile del tentativo europeo di recuperare competitività.

## 11.2 Le dimensioni della transizione

Dopo il settore dei trasporti, che nel 2022 produceva più di un quarto (il 28%) delle emissioni italiane, con un aumento di 8 punti rispetto al 1990, le industrie energetiche rappresentano la seconda maggiore fonte per quota di emissioni con il 24% (Tab 1). Seguono Altre industrie e costruzioni, a cui fanno capo il 20% delle emissioni, mentre il settore civile registra una quota di emissioni pari al 17%, in lieve diminuzione rispetto ai livelli del 1990. Infine, troviamo Agricoltura (8%) e Rifiuti (5%). Il settore Energia ha fortemente contribuito alla riduzione complessiva delle emissioni dal 1990 (-31%), specialmente nel periodo 2015-2022, registrando la contrazione maggiore in termini relativi (-12%). Il comparto Rifiuti ha invece fatto registrare un leggero aumento (+6%) dal 1990, riconducibile all'impatto negativo delle discariche in termini emissivi che ancora rappresentano il 77,6% delle emissioni del settore (Ispra, 2024).

Nell'arco di tempo considerato, due fenomeni hanno determinato la riduzione delle emissioni delle industrie energetiche, sia in termini assoluti che relativi.

Da un lato, l'industria italiana ha sperimentato un progressivo efficientamento dei processi produttivi, reso possibile da un pacchetto di policy diversificato: standard ambientali (limiti alle emissioni), strumenti di mercato (come la compravendita di diritti di emissione sul mercato degli Ets), agevolazioni per promuovere la ricerca industriale nell'ambito dell'eco-innovazione di processo e prodotto sotto forma di crediti di imposta e sussidi diretti e, più recentemente, requisiti ambientali introdotti nei contratti di pubblica fornitura (green public procurement).

La seconda determinante va ricercata negli impatti, asimmetrici tra settori produttivi italiani, dei cambiamenti strutturali intervenuti nella competizione globale dai primi anni Duemila. Le economie emergenti hanno introdotto nuovi elementi competitivi, a cui numerose imprese industriali hanno risposto perseguendo un modello di business centrato sulla compressione dei costi, piuttosto che su strategie più complesse come innovazione e upgrading dell'offerta. Questo processo ha indebolito la tenuta complessiva del sistema produttivo italiano, che ha perso competitività nei confronti delle maggiori economie avanzate. La crisi economico-finanziaria e la forte contrazione della domanda interna che ne è conseguita hanno in seguito attivato un profondo e diffuso processo di cleansing del mercato, determinando l'espulsione delle imprese incapaci di agganciare la domanda estera per posizionarsi sui segmenti a maggior valore aggiunto della catena di fornitura globale.

In definitiva, la base industriale del Paese ha subito una forte contrazione, specialmente nei settori energivori (come cokerie e raffinerie) maggiormente esposti alla contrazione della domanda, alla concorrenza internazionale di prezzo, alla regolamentazione ambientale e alla crescente attenzione, anche da parte delle comunità locali, all'impatto delle attività sul territorio. Se la transizione era orientata in prima istanza a ridurre l'impatto ambientale e le emissioni del settore, la riduzione complessiva delle emissioni climalteranti rilasciate è in buona parte ascrivibile al processo strutturale di deindustrializzazione che ha investito il comparto energetico.

**Tabella 1 Emissioni italiane di gas a effetto serra per settore nel periodo 1990-2022 (MtCO<sub>2</sub>-eq, in % e in var. %)**

(a) Industrie energetiche: produzione di elettricità e calore e raffinazione del petrolio; (b) Edifici: emissioni derivanti da uso di energia negli edifici residenziali e terziari e uso di energia nei settori dell'agricoltura e della pesca; (c) include: fuggitive, emissioni indirette e combustione CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; (d) uso del suolo, cambiamenti di uso del suolo e silvicoltura.

	MtCO <sub>2</sub> -eq nel 1990	MtCO <sub>2</sub> -eq nel 2022	Var. % 1990-2022	Quote GHG 2022 in %
<b>Industrie energetiche (a)</b>	<b>136,9</b>	<b>94,4</b>	<b>-31,0</b>	<b>24,0</b>
<b>Altre industrie e costruzioni</b>	<b>128,8</b>	<b>77,3</b>	<b>-40,0</b>	<b>20,0</b>
<b>Trasporti</b>	<b>100,3</b>	<b>108,7</b>	<b>8,0</b>	<b>28,0</b>
<b>Edifici (b)</b>	<b>77,1</b>	<b>68,3</b>	<b>-11,0</b>	<b>17,0</b>
<b>Agricoltura</b>	<b>38</b>	<b>30,8</b>	<b>-19,0</b>	<b>8,0</b>
<b>Rifiuti</b>	<b>19</b>	<b>20,1</b>	<b>6,0</b>	<b>5,0</b>
<b>Altro (c)</b>	<b>22,2</b>	<b>13</b>	<b>-41,0</b>	<b>3,0</b>
<b>LULUCF (d)</b>	<b>-3,6</b>	<b>-21,2</b>	<b>489,0</b>	<b>-5,0</b>
<b>ITALIA</b>	<b>518,7</b>	<b>391,4</b>	<b>-25</b>	<b>100</b>

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Ispra.

Oltre alla decarbonizzazione dell'economia, la diversificazione delle forniture e la centralità delle rinnovabili nei bilanci energetici nazionali sono rese sempre più necessarie dalle turbolenze internazionali, che stanno riconfigurando le catene globali del valore e ridefinendo in maniera profonda gli equilibri energetici mondiali. I conflitti in Ucraina e in Medio Oriente hanno sollevato in sede europea il tema della sicurezza energetica, legata a doppio filo alla dipendenza dall'import e alla concentrazione degli approvvigionamenti su un numero limitato di Paesi, Russia

in primis.

In questo contesto, l'Italia si colloca in una posizione particolarmente sfavorevole. In ragione della scarsa dotazione di risorse naturali, il sistema energetico nazionale presentava un tasso di dipendenza dalle importazioni del 79,2% nel 2022, a fronte di una media europea del 62,5%. Questo indicatore aumentava al 92,9% per il petrolio, al 99,2% nel caso del gas naturale e addirittura al 102,4% nel caso del carbone.

Nel breve periodo, le soluzioni adottate a livello europeo per sostituire le forniture di gas russo hanno interessato il rafforzamento della capacità di stoccaggio e rigassificazione, l'ulteriore sfruttamento dei metanodotti esistenti in Nord-Africa e la diversificazione delle forniture a favore del Gnl proveniente prevalentemente da Norvegia e Stati Uniti. Tali misure hanno già notevolmente ridotto la quota complessiva di gas russo (da metanodotto e Gnl) sul totale delle importazioni dell'Ue, passata dal 45% del 2021 al 15% nel 2022. In ogni caso, è necessario rilevare la ripresa delle esportazioni russe verso l'Ue nel primo semestre 2024 (tornate al 18%), che segnala le difficoltà europee a tagliare bruscamente le forniture russe e la disponibilità di alcuni Paesi terzi (Azerbaijan e Turchia in primis) a convogliare il gas di Mosca verso l'Unione.

Particolarmente delicata la questione del gas naturale nel caso italiano. Nel 2021 il metano incideva per il 41% sui fabbisogni lordi, rappresentando la principale fonte del mix energetico italiano – unico caso tra le principali economie europee. Il 2022 ha fatto registrare cambiamenti significativi, con una sostanziale riduzione del peso del gas nel paniere energetico (dal 41 al 38%) e la sostituzione delle importazioni dalla Russia (-52%) con quelle provenienti da Algeria e Azerbaijan. Lo sganciamento è proseguito nel 2023, con le forniture russe che sono passate dal 38% del totale (2021) al 4%, proiettando il Mezzogiorno al centro di tale riconfigurazione dei flussi energetici: il 51% dei 63,4 miliardi di metri cubi di gas immessi in rete sono transitati dai gasdotti del Sud (Transmed, Tap e Greenstream). Anche nel contesto italiano, il primo semestre 2024 ha visto una lieve inversione di tendenza, con la quota di importazioni dalla Russia (intorno all'8%) che è tornata ad aumentare rispetto al 2023.

L'espansione della capacità rinnovabile europea ha contribuito a fornire l'equivalente di 24 miliardi di metri cubi di gas nel biennio 2022-2023. In chiave prospettica, la sfida della sicurezza energetica si giocherà inevitabilmente sul piano delle rinnovabili. L'accelerazione della transizione verso un sistema energetico incentrato sulle rinnovabili sarà infatti il pilastro della strategia europea per l'autonomia energetica, come si evince dalla direttiva Red III – all'interno del pacchetto Fit for 55 – che ha innalzato gli obiettivi europei al 2030 in termini di quota di energia rinnovabile sui consumi energetici complessivi al 42,5%, raccomandando agli Stati membri di impegnarsi ulteriormente verso l'obiettivo facoltativo ancor più ambizioso del 45%. I risultati di questo cambio di passo sono già evidenti: nel 2022, il 39% dell'energia elettrica europea è stata realizzata da Fer, con eolico e solare che nella primavera 2023 hanno superato per la prima volta la produzione totale di energia elettrica fossile.

Oltre a mettere a repentaglio gli approvvigionamenti energetici europei, l'invasione russa dell'Ucraina ha fatto definitivamente esplodere i rincari dei beni energetici e delle materie prime iniziati nel 2021, mettendo a rischio la competitività industriale europea<sup>1</sup>.

Nonostante il crollo del 90% che si è registrato in Europa nel 2023 rispetto al picco del 2022, il prezzo del gas per uso industriale rimane al di sopra della media pre-crisi e molto al di sopra dei prezzi che si registrano negli Stati Uniti e in Cina, con effetti indiretti anche sui prezzi dell'energia elettrica. L'Agenzia Internazionale dell'Energia stima che nel 2023 i prezzi dell'elettricità per le industrie ad alta intensità energetica dell'Ue erano quasi il doppio di quelli

<sup>1</sup> Da questo punto di vista va considerata la rilevanza che il Gnl ha assunto nel processo di riduzione della dipendenza europea dalle forniture russe. Nel 2022, le importazioni di Gnl sono cresciute in misura significativa rispetto agli anni precedenti, dai circa 43 milioni di tonnellate annue del biennio 2020-2021 ai 71,7 del 2022 (+66%). In termini di volumi, nel secondo trimestre 2023 il Gnl rappresentava il 9,6% delle importazioni energetiche europee (dall'8,5% del secondo trimestre 2022), con la quota del gas allo stato gassoso calata al 16,6% (dal 19,5 del II trimestre 2022). Questa tendenza si è consolidata nei primi sei mesi del 2023 a beneficio degli Stati Uniti che forniscono quasi la metà delle importazioni europee in volume (il 45,9%), ma si è parzialmente invertita nel primo semestre del 2024 con una riduzione dell'11% delle importazioni di Gnl dell'Ue legata alla riduzione dei consumi complessivi di gas (-3% su base annua). A prescindere dalle conseguenze della riconfigurazione dei flussi globali di metano e dall'impatto ambientale associato alla produzione e al trasporto di questo prodotto, il Gnl pone serie problematiche in termini di competitività, aumentando i costi di produzione che le imprese europee devono fronteggiare: l'importazione risulta più costosa e caratterizzata da prezzi medi significativamente più elevati rispetto al gas importato da metanodotto.

degli Stati Uniti e della Cina, malgrado un calo dei prezzi del 50% rispetto al 2022.

Questi rincari hanno provocato un incremento nel preesistente divario dei costi energetici rispetto alle altre grandi economie, introducendo uno svantaggio competitivo strutturale. Non a caso il tema della competitività e del sistema energetico europeo è al centro dell'agenda politica europea, come dimostrano i contenuti del Rapporto Letta e, ancor di più, del Rapporto Draghi sulla competitività europea.

La portata e l'efficacia delle misure e degli strumenti finanziari che saranno messi in campo a livello europeo determineranno non solo il futuro dei comparti energivori europei, ma avranno conseguenze rilevanti sull'intero tessuto produttivo dell'Unione, dal momento che tali comparti si collocano in posizione strategica all'interno di tutte le filiere industriali, alimentando le fasi a monte dei processi produttivi, il che rende sistemici i rischi ai quali sono esposti. La minaccia è più grave per quanto concerne le economie manifatturiere, come Germania e Italia, in cui i comparti energivori - e gasivori - costituiscono una direttrice essenziale della specializzazione produttiva.

### 11.3 Il ruolo delle rinnovabili

Nello scenario delineato, l'accelerazione della transizione energetica e il maggior ricorso alle fonti rinnovabili diventano passaggi obbligati per i sistemi produttivi europei al fine di recuperare competitività, specialmente nei territori strutturalmente più deboli del Sud Europa, tra cui il Mezzogiorno. Le potenzialità delle rinnovabili sono evidenti alla luce dei rincari appena discussi: le tecnologie rinnovabili non sono mai state così competitive rispetto ai combustibili fossili e, come vedremo nel dettaglio nel caso italiano e del Mezzogiorno, hanno conquistato rilevanti quote di mercato.

Allo stesso tempo, i produttori europei di pannelli, pale eoliche, elettrolizzatori e pompe di calore non riescono a tenere il passo - o rischiano di rimanere indietro - rispetto ai competitor internazionali, anche in filiere in cui l'Unione europea vantava un tempo un buon posizionamento a livello globale. In altre parole, i prezzi competitivi delle tecnologie verdi e delle rinnovabili sono attualmente accessibili grazie alle importazioni provenienti dalla regione asiatica - vero e proprio cuore pulsante manifatturiero dell'economia globale - e rischiano di configurare una nuova dipendenza caratterizzata da un elevato grado di concentrazione delle forniture. Si delinea dunque un trade off molto difficile da sciogliere tra l'obiettivo della sicurezza energetica europea e il tentativo di recuperare competitività, cruciale per i comparti energivori e l'economia europea nel suo insieme.

In questo complesso quadro internazionale, il contributo delle fonti rinnovabili al mix energetico italiano diventa essenziale e dovrebbe ulteriormente accelerare nei prossimi anni. Ancora oggi, le fonti fossili coprono gran parte del fabbisogno energetico nazionale, ma il contributo delle rinnovabili è in crescita.

Su base nazionale, la domanda di energia primaria (il consumo interno lordo) nel 2021 è stata pari a 152,1 Mtep (Tab. 2). Il gas naturale rappresentava la fonte primaria (41%: 62,4 Mtep), mentre il petrolio ha soddisfatto il 33% della domanda complessiva, attestandosi su un consumo di 49,4 Mtep. Considerando anche i combustibili solidi, le fonti fossili coprivano dunque una quota estremamente rilevante e pari al 77,2% del consumo interno lordo, sebbene tale quota si sia ridotta di circa 16 punti percentuali dal 1990, principalmente per effetto della riduzione dei consumi di raffinerie, cokerie e altiforni.

Complessivamente, le fonti rinnovabili contribuivano al 19% della domanda di energia primaria con una crescita media annua del 5,1% nel periodo 1990-2021. In particolare, nel 1990 il contributo delle rinnovabili era fermo al 9,9%. Il mix delle rinnovabili ha sperimentato un'importante diversificazione nel corso del tempo. Se nel 1990 geotermia e idroelettrico rappresentavano circa il 90% delle fonti, dal primo decennio Duemila hanno preso piede l'eolico, il fotovoltaico e il solare termico. Nel periodo 1990-2021, l'eolico è cresciuto a un ritmo medio annuo del +34,8%, seguito da biogas (+27,9%), energia solare (+21,9%) e biocombustibili solidi (+8,2%).

Secondo le valutazioni della Commissione europea sull'aderenza agli obiettivi europei al 2030, la proposta del Piano Nazionale Italiano per l'Energia e per il Clima (Pniec) del 2023 andava nella giusta direzione rispetto al con-

**Tabella 2 Consumi interni lordi per fonte energetica primaria (Ktep, 2021) (a)**

(a) Produzione + importazione - esportazione + variazione delle scorte - bunkeraggi marittimi internazionali - aviazione internazionale.

	Solidi	Petrolio	Gas	Rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Import elettrico	Totale
Abruzzo	0	810	1.399	712	15	9	2.946
Basilicata	0	391	273	536	26	-66	1.160
Calabria	0	1.186	1.910	1.259	15	-776	3.594
Campania	0	3.177	2.141	1.541	117	597	7.572
Emilia- Romagna	5	4.517	8.682	2.048	201	281	15.732
Friuli Venezia Giulia	131	860	1.842	842	18	261	3.954
Lazio	1.066	3.832	3.136	1.187	56	855	10.132
Liguria	150	1.310	1.293	253	0	314	3.320
Lombardia	30	5.742	14.852	4.077	393	1.508	26.601
Marche	1	1.083	826	519	0	454	2.883
Molise	0	249	381	263	25	-114	803
Piemonte	0	3.262	7.021	2.203	90	-304	12.273
Puglia	2.888	3.055	4.002	1.603	43	-908	10.682
Sardegna	1.077	4.693	2	811	7	-204	6.386
Sicilia	5	5.843	3.500	919	11	282	10.561
Toscana	2	2.854	4.072	6.085	35	339	13.387
Trentino Alto Adige	0	921	903	1.542	23	-388	3.001
Umbria	0	807	896	581	0	165	2.449
Valle d'Aosta	0	131	89	306	0	-159	368
Veneto	267	4.702	5.212	2.595	68	1.534	14.378
<b>Italia</b>	<b>5.622</b>	<b>49.425</b>	<b>62.432</b>	<b>29.882</b>	<b>1.143</b>	<b>3.680</b>	<b>152.183</b>

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Enea.

tributo delle rinnovabili, prevedendo una quota del 40,5% sul consumo finale lordo - comunque inferiore al target del 42,5% introdotto dalla Red III. La versione definitiva del Pniec presentata nel giugno 2024, tuttavia, ha ridotto l'obiettivo Fer 2030 al 39,4%, riflettendo una maggiore cautela che sembra caratterizzare anche l'approccio europeo alla transizione.

La guerra in Ucraina ha segnato uno spartiacque. Gli anni successivi al conflitto sono stati caratterizzati innanzitutto da una riduzione dei consumi lordi di energia: nel 2022 si è registrata una diminuzione complessiva del 3% rispetto al 2021 e il 2023 è stato segnato da un'ulteriore riduzione del 2% sull'anno precedente, che ha riportato il fabbisogno di energia primaria ai minimi dal 1990 (escludendo la caduta verticale del 2020).

Il calo del 2022 (-5 Mtep) è stato guidato dalla forte riduzione del gas naturale (-6 Mtep, -10% su base annua) e delle rinnovabili (-4 Mtep, -12%) e solo in parte limitato dalla crescita del petrolio (+3 Mtep, +5%) e persino del carbone (+2 Mtep, +25%). La diminuzione delle rinnovabili è stata provocata soprattutto dalla caduta verticale del contributo dell'idroelettrico (-37%) penalizzato dalla normalizzazione dei fenomeni siccitosi, che ha riportato la produzione elettrica da rinnovabili poco al di sopra del loro livello del 2012.

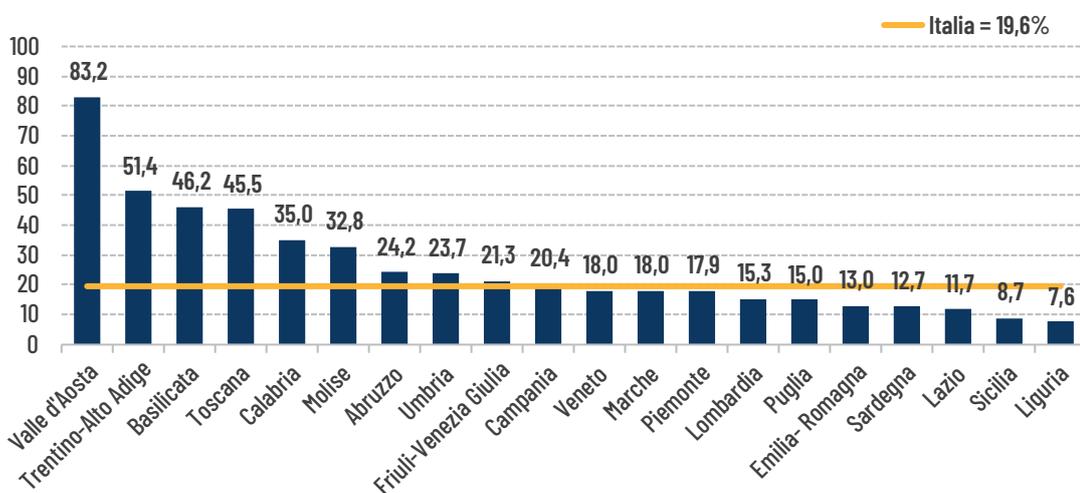
Nel 2023, il calo è invece riconducibile alla riduzione delle fonti fossili (-10 Mtep), specialmente alla caduta della domanda di gas naturale (-5,6 Mtep) e di carbone per la produzione termoelettrica, frutto del tentativo europeo di ridurre la dipendenza dalla Russia anche grazie alla riduzione dei consumi, oltre che alla diversificazione dei fornitori. Di conseguenza, le fossili nel 2023 rappresentavano il 71% dei consumi di energia lordi, con una riduzione rilevante rispetto al biennio precedente.

Il minor contributo delle fossili è stato in parte compensato dalla crescita delle rinnovabili - tornate al 20% del mix energetico - e dal record storico dell'energia elettrica importata (al 7%). Nello specifico, tra le rinnovabili (+10% nel 2023) è cresciuto significativamente l'idroelettrico (+36%), così come la produzione elettrica da eolico (+15%) e solare (+10%), che hanno fatto registrare record storici. In ogni caso, considerando il contributo delle rinnovabili al mix energetico attuale e il target al 2030 (39,4%), gli obiettivi della transizione risultano estremamente ambiziosi, anche dopo la lieve revisione al ribasso operata dal Pniec, con la quota rinnovabile che dovrebbe quasi raddoppiare nel giro di appena sette anni.

Nel contesto italiano, si registra inoltre una marcata eterogeneità territoriale nella struttura di consumo e, in particolare, nel contributo delle energie rinnovabili alle specifiche domande regionali di energia primaria, determinate dalle peculiarità ambientali dei territori (Fig. 1). Valle D'Aosta, Trentino-Alto Adige e Basilicata si attestano ai primi tre posti per consumo di energia primaria soddisfatto da fonti rinnovabili, rispettivamente 83%, 51% e 46%, riflettendo nei primi due casi il rilevante contributo dell'idroelettrico rinnovabile e nel caso della Basilicata quello dell'energia eolica. Buono anche il posizionamento della Toscana che, grazie alla geotermia, registra un contributo delle rinnovabili superiore al 45%. Tra le regioni del Mezzogiorno spiccano anche Calabria e Molise, per le quali le rinnovabili pesano sul consumo interno lordo per quote rispettivamente pari al 35% e al 32%. All'opposto, Liguria, Sicilia e Lazio scivolano in fondo alla classifica regionale con quote comprese tra il 7,6 e l'11,7%.

**Figura 1 Contributo delle fonti rinnovabili ai consumi interni lordi (% , 2021) (a)**

(a) Produzione + importazione - esportazione + variazione delle scorte - bunkeraggi marittimi internazionali-aviazione internazionale.



Fonte: elaborazioni Svimez su dati Enea

Marcate differenze regionali si osservano anche con riferimento al mix delle fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica - termoelettrico tradizionale, idrico tradizionale e rinnovabile, eolico, fotovoltaico, geotermoelettrico, bioenergie. I dati Terna, riferiti al 2022 (Tab. 3), indicano la predominanza del termoelettrico tradizionale, che copre gran parte del fabbisogno in quasi tutti i territori (il 53,1% a livello nazionale), ad eccezione di Valle d'Aosta (3,3%), Trentino-Alto Adige (11,8%) e Basilicata (14%). La seconda fonte per apporto alla generazione di energia elettrica è l'idroelettrico, prevalentemente rinnovabile, il quale oscilla da un minimo del 3,7% (Sardegna) a un valore massimo del 95,4% (Valle d'Aosta). Significativo anche il contributo dell'eolico, specialmente per il Mezzogiorno: in Basilicata supera il 60% e si attesta attorno al 20% nelle altre regioni meridionali. Spostando il focus sul fotovoltaico, si evidenziano difformità territoriali più lievi. Ad eccezione delle Marche, dove il solare soddisfa oltre il 50% della domanda regionale, nel resto del Paese il solare contribuisce per il 10%, una quota contenuta

Tabella 3 Mix elettrico per fonte (% e copertura Gwh, 2022)

	Bioenergie	Eolico	Fotovoltaico	Geotermoelettrico	Idrico rinnovabile	Idrico tradizionale	Termoelettrico tradizionale
Abruzzo	1,5	7,5	13,4	0,0	23,6	0,3	53,7
Basilicata	4,7	60,5	11,6	0,0	8,9	0,4	14,0
Calabria	7,3	13,3	4,2	0,0	6,2	-0,1	69,1
Campania	8,5	26,9	6,9	0,0	5,2	2,5	50,0
Emilia-Romagna	9,1	0,3	8,1	0,0	3,0	0,0	79,4
Friuli-Venezia Giulia	9,5	0,0	7,1	0,0	23,2	0,7	59,5
Lazio	4,4	0,7	12,6	0,0	9,2	-0,3	73,3
Liguria	0,0	7,1	3,6	0,0	6,1	1,0	82,1
Lombardia	6,8	0,0	4,5	0,0	18,6	1,3	68,8
Marche	4,2	0,0	54,2	0,0	19,6	1,2	20,8
Molise	3,5	24,6	7,0	0,0	8,5	0,0	56,3
Piemonte	5,5	0,0	6,1	0,0	19,1	1,6	67,7
Puglia	4,6	17,5	12,5	0,0	0,0	0,0	65,3
Sardegna	4,1	13,9	9,0	0,0	3,7	1,2	68,0
Sicilia	1,2	20,7	11,6	0,0	0,6	1,2	64,6
Toscana	3,0	1,8	5,5	33,3	5,1	-0,3	51,5
Trentino-Alto Adige	2,5	0,0	4,2	0,0	81,0	0,5	11,8
Umbria	5,1	0,0	12,8	0,0	42,4	1,2	38,5
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	95,4	1,2	3,3
Veneto	11,1	0,0	13,6	0,0	27,1	0,0	48,1

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna.

ma in rapida crescita rispetto al passato, come dimostra il record storico del 2022, con oltre 28 Twh di produzione elettrica (+12,3% rispetto al 2021).

#### 11.4 Il traino del fotovoltaico

Tra le fonti rinnovabili, il focus sulla filiera fotovoltaica è motivato in primo luogo dalla centralità di questa tecnologia rispetto alla transizione energetica. Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, l'energia solare diventerà entro il 2027 la prima fonte per capacità elettrica installata a livello globale, superando l'idroelettrico nel 2024, il gas nel 2026 e il carbone nel 2027<sup>2</sup>.

La strategia europea individua proprio nel settore fotovoltaico il settore trainante per l'industria rinnovabile europea e per la transizione del settore energetico. Prima ancora del conflitto ucraino, il contributo richiesto alla filiera solare dal Green Deal era già rilevante, con l'installazione di nuova capacità tra 325 e 375 Gigawatt di corrente continua (Gwdc) entro il 2030, a seconda dello scenario considerato. Già questo avrebbe comportato una crescita da 3 a 5 volte del mercato fotovoltaico europeo.

I rischi in termini di minori approvvigionamenti energetici dalla Russia hanno poi portato l'Ue a intensificare gli sforzi per rafforzare il contributo dell'industria solare al mix energetico continentale. Insieme al RepowerEu, è stata pubblicata la Strategia solare europea, che ha stabilito nuovi e più ambiziosi target in termini di capacità di

<sup>2</sup> Iea (2023), Renewables 2022. Analysis and forecast to 2027. International Energy Agency, Paris.

generazione elettrica aggiuntiva: 400 Gwdc entro il 2025 e quasi 750 Gwdc entro il 2030. Ad oggi, ciò significa più che raddoppiare la capacità esistente nel 2020 (170 Gwdc) entro il prossimo anno. Questo enorme sforzo rende il fotovoltaico estremamente rilevante rispetto al tentativo dell'Ue di incrementare la propria autonomia energetica, riducendo le dipendenze critiche.

A fronte di obiettivi tanto ambiziosi è essenziale una costante attività di monitoraggio delle variabili rilevanti. Il biennio 2022-2023 ha effettivamente fatto registrare una notevole accelerazione nella crescita della capacità installata rinnovabile, sia a livello europeo (+125 Gw) che italiano (+8,7 Gw), specialmente per quanto riguarda il fotovoltaico.

Nel contesto italiano, la crescita della capacità rinnovabile installata nel 2022 è stata pari a 3,1 Gw (+5,3% sul 2021) per poi aumentare a 5,7 Gw nel 2023 (+9,3% sul 2022), portando il totale della capacità installata a 66,7 Gw. Tale accelerazione è proseguita nel 2024 (+3,7 Gw nel primo semestre), proiettando la crescita potenziale su base annua verso 8 Gw<sup>3</sup>: un livello non lontano dai 10-12 Gw annui utili a centrare gli obiettivi della Strategia solare europea.

**Tabella 4 Capacità solare installata nel 2023**

Regione	MW	%	Var. 2023-2022 (MW)	Var. 2023-2022 (%)
Lombardia	4.049	13	899	29
Puglia	3.313	11	258	8
Veneto	3.168	10	675	27
Emilia-Romagna	3.030	10	517	21
Piemonte	2.566	8	567	28
Sicilia	2.164	7	407	23
Lazio	2.026	7	308	18
Sardegna	1.360	4	219	19
Marche	1.359	4	132	11
Campania	1.230	4	215	21
Toscana	1.226	4	210	21
Abruzzo	972	3	131	16
Friuli-Venezia Giulia	882	3	225	34
Calabria	729	2	111	18
Umbria	632	2	75	13
Basilicata	504	2	96	24
Provincia Autonoma di Bolzano	377	1	79	26
Provincia Autonoma di Trento	305	1	68	28
Molise	206	1	19	10
Liguria	187	1	40	27
Valle d'Aosta	35	0	6	20
<b>Mezzogiorno</b>	<b>10.478</b>	<b>35</b>	<b>1456</b>	<b>16</b>
<b>Centro</b>	<b>5.243</b>	<b>17</b>	<b>724</b>	<b>16</b>
<b>Nord</b>	<b>14.598</b>	<b>48</b>	<b>3075</b>	<b>27</b>
<b>Italia</b>	<b>30.319</b>		<b>5256</b>	<b>21</b>

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Gse.

<sup>3</sup> Terna (2024), Terna: nei primi sei mesi del 2024 le rinnovabili superano per la prima volta la produzione da fonti fossili. Comunicato stampa, 18 Luglio.

La crescita delle rinnovabili è stata trainata dal comparto fotovoltaico. La capacità solare addizionale è stata pari a 2,5 Gw nel 2022 (+11% su base annua) e a 5,3 Gw nel 2023 (addirittura +21%), contribuendo rispettivamente all'80% e al 93% della crescita della capacità rinnovabile nazionale (Tab. 4).

Se nel 2022, Sicilia e Sardegna avevano trainato la crescita del fotovoltaico (+14%) insieme a Lombardia (+16%) e Lazio (+15%), nel 2023 la capacità addizionale si è concentrata al Nord che fa segnare un incremento del +27%. Allo stesso tempo, il Mezzogiorno ha agganciato il trend di crescita delle regioni del Centro (entrambe al +16%), contribuendo all'espansione del fotovoltaico a livello nazionale. In particolare, la Sicilia ha fatto registrare il maggior incremento in termini assoluti pari a +407 Mw (+23%). Molto bene anche Basilicata (+24%), Campania (+21%) e Sardegna (+19%), mentre la Puglia rimane la regione con maggiore capacità solare installata (3,3 Gw), seconda solo alla Lombardia a livello nazionale. Per raggiungere i target del Fit for 55, la capacità fotovoltaica addizionale (53,6 Gw) prevista entro il 2030 si concentrerà per il 60,6% al Sud: 12,7 Gw in Puglia, Basilicata e Molise, 7,6 Gw in Sicilia, circa 6 Gw in Campania e Abruzzo, 5,2 Gw in Sardegna e 1 Gw in Calabria<sup>4</sup>.

L'espansione delle rinnovabili è effettivamente in piena fase di dispiegamento nel territorio italiano. Se questa tendenza dovesse confermarsi e consolidarsi l'Italia è proiettata a raggiungere il ritmo necessario a centrare gli obiettivi del RepowerEU in termini di decarbonizzazione del mix elettrico ed energetico. Come vedremo, qualche problema in più si registra per quanto riguarda le altre dimensioni della transizione: la sicurezza energetica e la competitività del tessuto industriale.

## 11.5 La filiera solare europea: ostacoli e opportunità

Alla luce della crescita della capacità rinnovabile solare dell'ultimo biennio, si potrebbe argomentare che la transizione energetica e la decarbonizzazione del mix energetico abbiano effettivamente accelerato il passo, sebbene permanga un divario da colmare rispetto agli ambiziosi target su scala europea (75 GW addizionali su base annua) e italiana (12 Gw addizionali).

Tuttavia, la crescita indicata dalle statistiche sulla capacità installata, così come i dati sulla produzione elettrica rinnovabile, nulla dicono circa la provenienza dei pannelli e della relativa componentistica. Chi li produce? Dove avvengono i processi produttivi e quali sono i principali componenti e materiali necessari?

Se si analizza la filiera fotovoltaica su scala globale<sup>5</sup>, emerge una posizione di estrema debolezza dei paesi europei, legata innanzitutto all'inadeguata capacità produttiva e al limitato accesso alle materie prime critiche. Negli ultimi decenni l'industria solare ha infatti attraversato un profondo processo di ristrutturazione a livello internazionale, che ha marginalizzato l'industria europea, decretando il dominio produttivo cinese. Se tra gli anni Novanta e i primi anni Duemila le aziende europee erano protagoniste del settore, fornendo il 30% della produzione globale, la quota complessiva dell'Ue nella produzione di moduli fotovoltaici è crollata al 2,8% nel 2021, con numerose aziende europee fallite o rilevate da soggetti esteri<sup>6</sup>.

All'estremo opposto, le aziende cinesi hanno aumentato drasticamente la propria scala di produzione, a scapito di tutti gli altri principali produttori, statunitensi e giapponesi compresi. In dieci anni (2003-2013), la quota cinese globale è passata dall'1 al 60% e risulta ancora in forte espansione. Nel 2021 la quota cinese nei diversi segmenti della filiera fotovoltaica ha raggiunto l'80% per quanto concerne la produzione di polisilicio, il 97% nei wafer, l'85% nelle celle solari e il 75% nei moduli (Fig. 2).

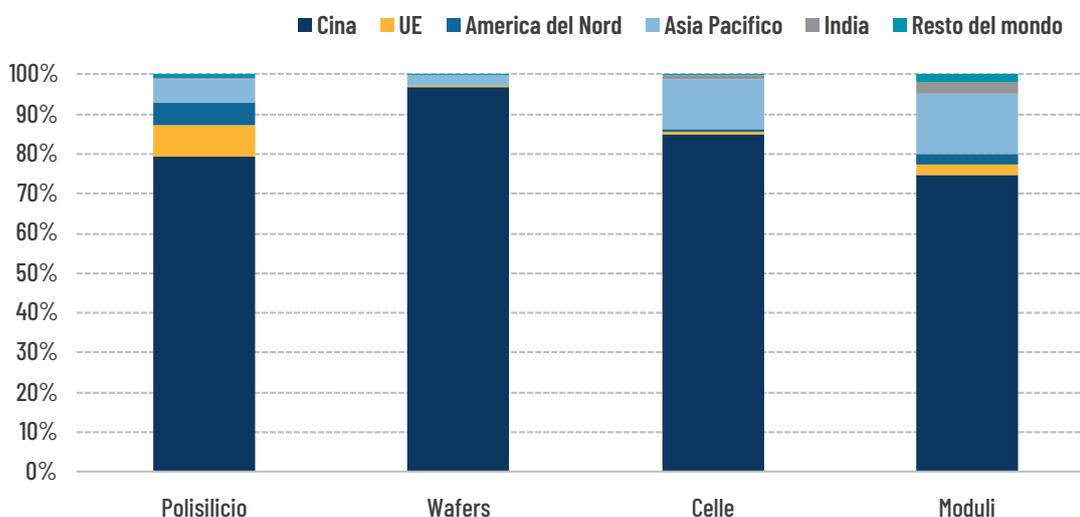
<sup>4</sup> Terna (2023), Piano di Sviluppo, Overview. [https://download.terna.it/terna/Terna\\_Piano\\_Sviluppo\\_2023\\_Overview\\_8db25484d720abe.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Overview_8db25484d720abe.pdf)

<sup>5</sup> Caravella, S., Crespi, F., Cucignatto, G., & Guarascio, D. (2024). Technological sovereignty and strategic dependencies: The case of the photovoltaic supply chain. *Journal of Cleaner Production*, 434, 140222.

<sup>6</sup> Iea (2003), The State of Clean Technology Manufacturing. An Energy Technology Perspectives. Special Briefing – November 2023 Update. International Energy Agency, Paris.

**Figura 2 Capacità produttiva PV per regione e segmento, (2021)**

Apac = Regione dell'Asia-Pacifico esclusa l'India.



Fonte: elaborazione Svimez su dati Iea.

Questo profondo riassetto globale è stato trainato dall'emergere di economie di scala e da un continuo processo di innovazione lungo la filiera, che hanno ridotto i costi in ogni fase del ciclo produttivo: i prezzi dei moduli sono diminuiti dell'80% tra il 2010 e il 2020<sup>7</sup>. Le imprese cinesi, in particolare, sono state in grado di sfruttare le economie di scala, riducendo i costi unitari per consolidare il proprio vantaggio competitivo.

Alcuni analisti occidentali hanno sostenuto che il dominio cinese nel comparto fotovoltaico è riconducibile alle pratiche sleali, facendo riferimento alle sovvenzioni dirette del governo alle aziende nazionali (in contrasto con le norme del Wto) e alle accuse di lavoro forzato lungo la filiera. Tuttavia, la prospettiva ormai prevalente e più convincente individua tra i principali fattori esplicativi le politiche industriali pluridecennali e il ruolo delle aziende di Stato cinesi nella transizione, le quali hanno fornito un sostegno sistemico indiretto, con massicci investimenti nelle reti di trasmissione, nei sistemi di accumulo e nella produzione<sup>8</sup>.

All'indomani della crisi finanziaria globale, punto di svolta per l'industria mondiale del fotovoltaico, le aziende cinesi hanno inoltre avuto accesso a importanti linee di credito messe a disposizione dalla China Development Bank. Tale liquidità ha consentito ai gruppi cinesi di aumentare la capacità produttiva, completare acquisizioni nei paesi storicamente leader e sopravvivere alla profonda recessione seguita alla crisi. Lo stesso non è stato possibile per le imprese occidentali. Ulteriori elementi trainanti sono stati i tassi di interesse in calo, i costi dell'energia relativamente più bassi, l'intensa concorrenza interna sui prezzi e il sostegno pubblico all'R&D.

Se i fattori cruciali sono stati la strategia industriale e l'intervento pubblico cinese, anche la forte dinamica della domanda globale ha avuto un ruolo determinante. Il mercato europeo, in particolare quello tedesco, ha garantito uno sbocco fondamentale alla produzione solare cinese. I generosi incentivi europei destinati all'acquisto di pannelli si sono tradotti in un aumento vertiginoso delle importazioni di moduli, che hanno superato i 30 miliardi di euro nel 2010, di cui l'80% di provenienza cinese. Il peso della Cina nelle importazioni europee è elevato lungo l'intera filiera e particolarmente rilevante nel caso dei componenti che fanno registrare una più intensa dipendenza dall'estero. In altre parole, la crescita della dipendenza europea è stata l'altra faccia della medaglia rispetto all'affermazione

<sup>7</sup> Iea (2022), Special Report on Solar PV Global Supply Chains. International Energy Agency, Paris.

<sup>8</sup> Wood MacKenzie (2023), Top of the charts: five low-carbon tech trends worth tracking, Horizon, December 2023; White, E. (2024), China's 'dinosaur' state-owned enterprises make a green pivot, Financial Times, January 2 2024.

manifatturiera cinese nel comparto fotovoltaico.

Nonostante le politiche industriali messe in campo da Stati Uniti e Unione europea negli ultimi anni – in particolare l’Inflation Reduction Act (Ira) e il Green Deal Industrial Plan – la quota cinese sulla manifattura solare globale sta continuando a crescere in ciascuno dei segmenti nodali della filiera, raggiungendo il 93% della produzione di polisilicio, il 95% dei wafer, l’88% delle celle solari e l’85% dei moduli<sup>9</sup>. Gli sforzi europei per diversificare le forniture e reinternalizzare parte della filiera sono ancora insufficienti e dovranno essere ulteriormente rafforzati, specialmente se consideriamo le difficoltà che l’industria solare continentale ha attraversato nel 2023<sup>10</sup>. Molto è dipeso dal crollo dei prezzi dei moduli solari cinesi, che nel solo 2023 hanno fatto registrare una riduzione del 42%, raggiungendo 0,15 USD/W, grazie all’enorme crescita della capacità manifatturiera cinese, stimata intorno ai 440 Gw, che rappresentano l’88% della crescita globale nel 2023<sup>11</sup>.

Il percorso verso la competitività della filiera solare europea è ancora tutto in salita. Non a caso, il Green Deal Industrial Plan mira ad aumentare la produzione europea di tecnologie pulite, tra cui il fotovoltaico, con un obiettivo pari almeno al 40% del fabbisogno europeo entro il 2030. Se le esigenze in termini di sicurezza energetica scaturite dal conflitto ucraino hanno comportato il tentativo di ridurre drasticamente la dipendenza europea dal gas naturale e dal petrolio di Mosca, è imperativo implementare tutte le misure necessarie per evitare che questa sia rimpiazzata dalla dipendenza da pannelli, componentistica e materie prime cinesi e asiatiche.

Le problematiche che l’industria solare europea è chiamata a risolvere sono dunque numerose e complesse. Il vantaggio competitivo acquisito dalla Cina nei vari segmenti della filiera rende la rincorsa a dir poco ardua. Peraltro, invertire la tendenza alla marginalizzazione dell’industria solare europea rappresenta una sfida esistenziale non solo per il comparto in sé, ma per l’intera struttura produttiva del continente: se il settore energetico è strategico per la struttura produttiva, le recenti innovazioni collocano infatti l’energia solare tra le tecnologie di generazione elettrica più convenienti. La costruzione di una solida industria solare europea è dunque essenziale anche rispetto alla terza dimensione della transizione, ossia quella della competitività industriale.

In questo difficile contesto, il Mezzogiorno può e deve ambire a diventare un polo di sviluppo produttivo nelle tecnologie chiave per la transizione, espandendo attività già presenti sul territorio – la gigafactory di Enel-3Sun in primis – e rilocalizzando produzioni che attualmente costituiscono dipendenze strategiche per l’intera Ue. Questo ambizioso obiettivo può essere raggiunto solo in presenza di una strategia di lungo periodo capace di sfruttare le caratteristiche strutturali e territoriali del Sud, coerentemente al progetto di trasformazione industriale europeo.

## 11.6 Conclusioni e implicazioni di policy

Le politiche europee e nazionali hanno già compiuto un investimento importante sull’impianto 3Sun, con il finanziamento al progetto del 2018 attraverso il programma europeo di ricerca e innovazione Horizon 2020 (progetto Ampere, circa 9 milioni). Il sostegno pubblico si è poi consolidato nel 2022, con i 99 milioni dell’Unione europea destinati al progetto Tango (Italian pv giga factory) nell’ambito del primo bando del Fondo europeo per l’innovazione sui progetti utility scale, e i 90 milioni destinati a Catania dal Pnrr (Missione M2C2, Sub-investimento 5.1.1), con contratto di sviluppo gestito dal Mimit.

La dimensione del supporto pubblico testimonia che la rilevanza dello stabilimento 3Sun di Catania va al di là

<sup>9</sup> Voità, T. (2024), European Solar PV Manufacturing: Terminal Decline or Hope for a Rebirth?, Ifri Memos, Ifri, April 25.

<sup>10</sup> Nell’agosto 2023, la Norwegian Chrystal è fallita e NorSun ha temporaneamente interrotto le sue attività. Recentemente, Energetic Industries (Austria) ed Exasun (Paesi Bassi) hanno presentato istanza di fallimento. Solo 3 anni fa (nel maggio 2021), l’azienda svizzera Meyer Burger ha aperto una fabbrica solare all’avanguardia in Germania, per “rivitalizzare l’industria solare in Europa”. Si trattava del più grande impianto per la produzione di moduli solari in Europa. L’azienda ha appena annunciato la chiusura dello stabilimento e il trasferimento delle fabbriche negli Stati Uniti, alla ricerca degli incentivi offerti dall’Ira.

<sup>11</sup> Iea (2024), Advancing Clean Technology Manufacturing. An Energy Technology Perspectives Special Report, International Energy Agency, Paris.

dell'impatto economico e occupazionale sul territorio, comunque estremamente rilevante, come emerge dalle stime Svimez (vedi Focus: Enel-3Sun nella strategia industriale europea e scenari di reshoring), proprio perché le sorti dell'impianto diranno molto sia rispetto all'effettiva capacità di sviluppo della filiera fotovoltaica europea, sia, più in generale, rispetto al potenziale contributo del Mezzogiorno alla costruzione di una filiera europea nei comparti strategici.

Le principali sfide di medio periodo nella filiera fotovoltaica europea sono note. La prima esigenza è quella di espandere in maniera significativa la capacità produttiva, anche attraverso l'integrazione verticale della filiera e dunque l'internalizzazione di segmenti produttivi oggi completamente dipendenti dall'estero. Questo processo consentirebbe non solo di sfruttare le economie di scala, innescando una riduzione del divario accumulato a livello globale in termini di competitività, ma attiverebbe anche un circolo virtuoso in termini di innovazione di processo e di prodotto indispensabile ad aumentare l'efficienza di conversione dei pannelli, unica vera leva per rafforzare la competitività europea nel medio periodo.

Le difficoltà di questo percorso sono tuttavia numerose. In particolare, lo sviluppo di una adeguata capacità manifatturiera europea – l'obiettivo dei 30 Gw verticalmente integrati entro il 2030 posto dalla Strategia solare Ue – deve procedere insieme agli obiettivi della transizione individuati dal RepowerEu, che prevedono il raggiungimento di una capacità installata cumulata pari a 750 Gw a livello europeo. La capacità installata addizionale del 2023 (56 Gw) costituisce un record a livello europeo, che ha portato la capacità complessiva intorno ai 270 Gw (pari al 35,7% del target 2030), ma è ancora al di sotto della media annua (70 Gw) necessaria per centrare l'obiettivo nei prossimi anni (2024-2030). In questo quadro, la politica dei dazi sulle importazioni cinesi per proteggere l'industria solare europea rischia dunque di spiazzare l'obiettivo della crescita della capacità solare installata, in un trade off tra sostenibilità ambientale ed economica che deve essere sciolto. Peraltro, l'associazione europea di categoria non sembra affatto persuasa che questo strumento di policy rappresenti l'opzione migliore a garantire l'espansione della capacità produttiva europea e lo sviluppo della filiera in tutti i suoi segmenti.

La spietata concorrenza cinese dell'ultimo biennio si è basata proprio sull'enorme crescita della capacità produttiva in ciascuno dei segmenti della filiera. Le stime preliminari per il 2023 indicano un aumento della capacità solare addizionale cinese più che doppio rispetto a quello degli Stati Uniti e dell'Ue messi insieme. Ciò ha consentito ai player cinesi di inondare i mercati globali con prodotti estremamente competitivi.

Di fronte a queste sfide, la politica industriale europea e nazionale si confrontano con le rilevanti iniziative introdotte dagli Stati Uniti e dalla Repubblica popolare cinese, trovandosi all'incrocio di modelli di sviluppo e misure di politica industriale molto diverse tra loro. L'Ira prevede incentivi fiscali per i produttori, uno schema di sostegno volto a incoraggiare gli investimenti in nuove capacità produttive di pannelli solari. Considerate anche le misure statali, il sostegno diretto alla produzione è di circa 0,12-0,20 dollari/watt fino al 2030, riducendosi nel tempo. Secondo alcuni analisti, il supporto pubblico coprirebbe una quota così significativa dei costi di produzione da consentire agli Stati Uniti di diventare il produttore più competitivo a livello globale.<sup>12</sup> Se questa previsione potrebbe rivelarsi eccessiva, l'insieme delle misure adottate negli Stati Uniti – che comprendono anche una serie di tariffe alle importazioni su celle e moduli cinesi (e asiatici) – ha attivato nuovi progetti corrispondenti a una capacità solare addizionale pari a oltre 30 Gw, attirando l'interesse anche delle multinazionali europee del settore. Nel caso della Cina, se le analisi più critiche mettono in risalto le cosiddette pratiche sleali, prestigiosi organi di stampa e centri di ricerca occidentali suggeriscono ormai una prospettiva più equilibrata, individuando tra i fattori cruciali del dominio cinese nel comparto fotovoltaico le politiche industriali pluridecennali e il ruolo delle aziende di Stato cinesi nella transizione.

Per recuperare il gap di competitività accumulato e sviluppare le necessarie economie di scala, nel lungo periodo l'industria fotovoltaica europea deve espandere fortemente la capacità produttiva in una logica di filiera su scala continentale. Da questo punto di vista, i grandi progetti come la gigafactory di Catania possono svolgere un

<sup>12</sup> McKinsey (2022), Building a competitive solar-PV supply chain in Europe. Report, December 2022.

ruolo trainante, specie quando realizzati da una partecipata pubblica all'avanguardia, se disposta a investire le risorse necessarie e con ambizioni di successo a lungo termine. Affinché ciò avvenga, un approccio pragmatico deve tuttavia tenere in considerazione la mole di risorse pubbliche messe in campo dai competitor internazionali e le difficoltà di coordinamento delle politiche industriali degli Stati membri di fronte alla necessità di una programmazione di filiera organica su scala europea.

Tutto questo potrebbe paradossalmente non essere sufficiente. Nell'ultimo biennio, infatti, l'ecosistema delle rinnovabili e il tessuto manifatturiero energivoro europeo sono stati sottoposti a un aumento strutturale dei costi di produzione, guidato dai rincari dei beni energetici – asimmetrico a livello globale – e degli input intermedi, che hanno accentuato il ritardo di competitività. Nel breve periodo, l'introduzione di prezzi energetici amministrati nelle filiere di rilevanza strategica potrebbe essere indispensabile non solo per tutelare il futuro sviluppo della filiera fotovoltaica e rinnovabile europea, ma anche per tutelare tutto il tessuto industriale energivoro.

> Focus

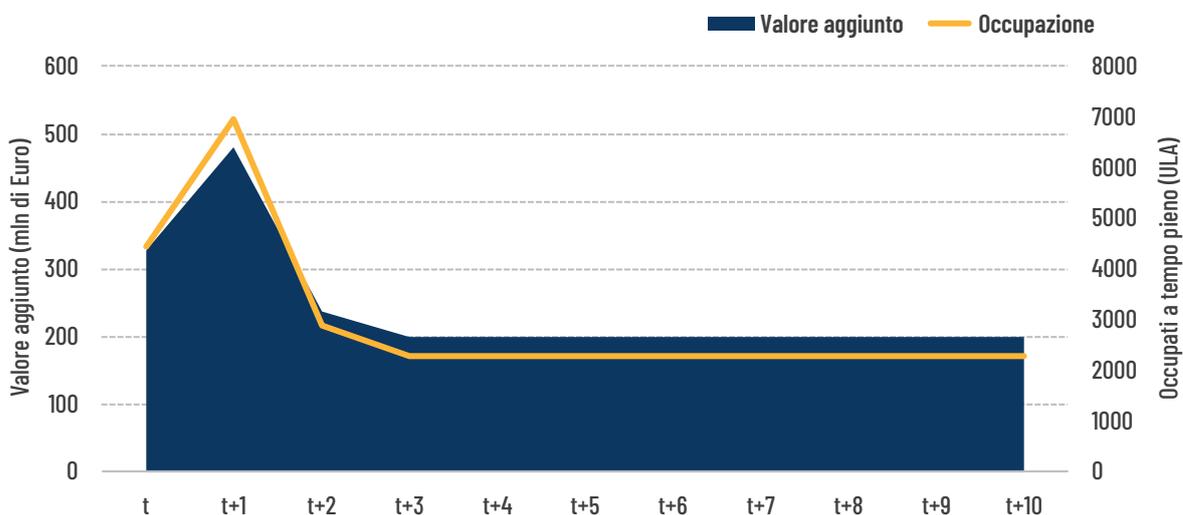
## IL CASO ENEL-3SUN NELLA STRATEGIA SOLARE EUROPEA E SCENARI DI RESHORING



3SUN, Gigafactory del Gruppo Enel, è specializzata nella realizzazione di moduli e celle solari a eterogiunzione bifacciali: una tecnologia innovativa (Hjt, Heterojunction technology) che assicura un alto livello di performance, efficienza e affidabilità e una vita utile più lunga. Una volta a regime, la capacità produttiva di 3Sun raggiungerà i 3Gw/annui, volumi in grado di assicurare il 10% dell'obiettivo europeo fissato dalla Strategia solare europea per il 2030<sup>1</sup>.

Secondo le stime Svimez, l'impatto economico complessivo dell'investimento 3Sun a Catania - includendo gli effetti diretti, indiretti e indotti<sup>2</sup> - dovrebbe generare, in media in un decennio, 2.950 nuovi occupati a tempo pieno e 240 milioni di valore aggiunto su base annua. L'impatto si concentra prevalentemente nel primo triennio, in corrispondenza della più intensa spesa per investimenti, per poi stabilizzarsi negli anni a seguire.

### • Stima dell'impatto complessivo di 3SUN su occupazione e valore aggiunto



Fonte: elaborazioni Svimez su dati 3Sun e tavole IO Istat.

Queste stime preliminari indicano come l'esperienza pionieristica di 3Sun e gli effetti economici che ne deriverebbero rappresentano, nel complesso, un fattore positivo di discontinuità rispetto alle specializzazioni tradizionali del sistema produttivo meridionale, apportandovi un salto trasformativo concreto. In aggiunta, alla luce del progressivo indebolimento dell'industria solare europea e dell'emergere della dipendenza dall'estero, 3Sun può rappresentare un investimento per il rafforzamento di una filiera europea strategica ad alta potenzialità di crescita e a forte vocazione innovativa. La produzione di moduli e celle solari, a valle della filiera, attiva infatti una domanda di macchinari, materie prime e input intermedi che, per la quasi totalità, è soddisfatta da importazioni extra-europee.

In questo quadro, la politica industriale nazionale dovrebbe perseguire l'obiettivo di costruire "ex novo" una spe-

<sup>1</sup> European Commission (2022). EU Solar Energy Strategy, COM(2022) 221 final.

<sup>2</sup> L'impatto diretto, coincide con il valore aggiunto e l'occupazione generati dalla produzione addizionale associata all'investimento. A sua volta, questa produzione addizionale genera un ulteriore impatto indiretto nelle filiere che forniscono input intermedi in termini di beni e servizi, indispensabili al processo produttivo dello stabilimento. Infine, il modello consente di misurare anche il valore aggiunto e l'occupazione innescati dal generalizzato aumento di reddito provocato dall'investimento iniziale, che produce domanda addizionale di beni e servizi da parte di tutti i soggetti economici coinvolti.

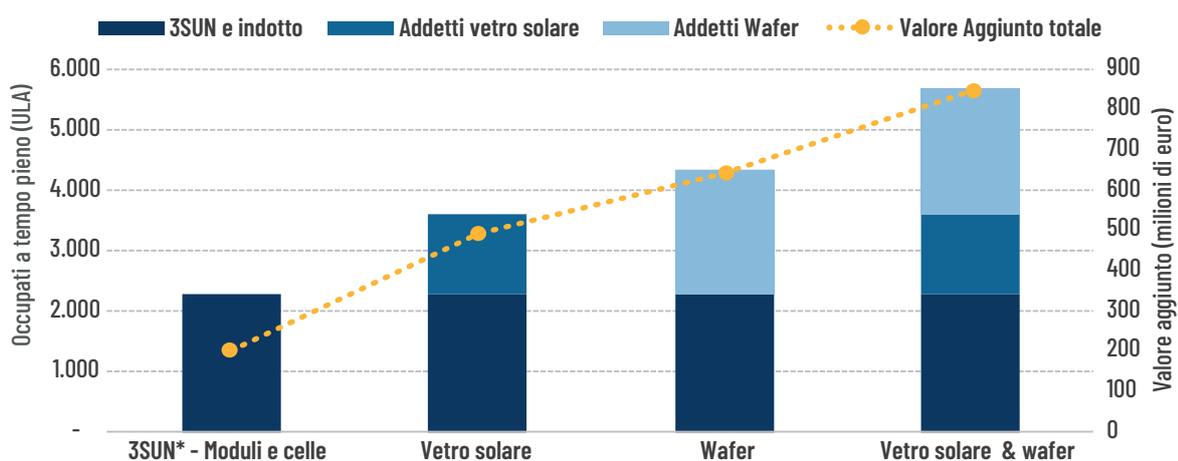
cializzazione nella manifattura del solare, attirando investimenti volti a completare e integrare fasi e segmenti dell'intera filiera, indiscutibilmente strategica in Europa per gli obiettivi ambientali, di sicurezza energetica e competitività industriale che consente di raggiungere.

Da questo punto di vista, sulla base di un'accurata ricognizione delle dipendenze europee nell'industria solare dedotte dall'analisi di dati di commercio estero<sup>3</sup>, e confermate dalle interlocuzioni dirette con 3Sun, le maggiori criticità in termini di approvvigionamento riguardano la fornitura di vetro solare e di wafer, i sottili strati di silicio che costituiscono l'unità di base delle celle solari.

Se la produzione di vetro solare venisse localizzata sul territorio nazionale, l'effetto complessivo sull'economia italiana aumenterebbe in termini di valore aggiunto e occupazione, rispettivamente a 490 milioni (+45%) e più di 3.600 addetti (+59%). L'impatto sull'economia nazionale riconducibile allo sviluppo della necessaria capacità manifatturiera domestica per un'adeguata fornitura di wafer sarebbe ancor più rilevante. In questo scenario, il valore aggiunto si attesterebbe a 643 milioni, con la creazione di oltre 4.300 unità di lavoro a tempo pieno. Peraltro, le ripercussioni legate a questo secondo scenario non si limitano alla sfera strettamente economica, ma sarebbero ancor più significative sotto il profilo della capacità innovativa del Paese, data la rilevanza strategica dei semiconduttori per qualsiasi comparto economico e industriale. Combinando gli effetti dell'ipotetica rilocalizzazione produttiva di vetro solare e wafer, valore aggiunto e occupazione raggiungerebbero il picco di 843 milioni e 5.673 addetti.

In breve, l'esperienza della gigafactory di Catania dimostra che l'implementazione di politiche industriali tecnologicamente mirate e orientate a ridurre le dipendenze strategiche, genererebbe un doppio dividendo, sia in termini di accrescimento della capacità manifatturiera europea in settori essenziali per gli obiettivi climatici e dell'autonomia strategica europea, sia in termini di trasformazione strutturale nelle aree europee più deboli, quali il Mezzogiorno.

#### • Scenari di reshoring a confronto: effetti su valore aggiunto e occupazione



\* Si considerano unicamente gli effetti dell'attività produttiva (Opex)

Fonte: elaborazioni Svimez su dati 3SUN e tavole IO Istat.

<sup>3</sup> Caravella, S., Crespi, F., Cucignatto, G., & Guarascio, D. (2024). Technological sovereignty and strategic dependencies: The case of the photovoltaic supply chain. *Journal of Cleaner Production*, 434, 140222.