

“La transizione energetica”

Toni Federico, Fondazione per lo sviluppo sostenibile

Roma 23 febbraio 2024



1. LA TRANSIZIONE ENERGETICA

La **transizione energetica** è l’arma principale per combattere il cambiamento climatico togliendo la CO₂ dall’atmosfera. Le sue scadenze sono imposte dal cambiamento climatico per il quale la scienza concorda che bisogna decarbonizzare tutte le attività umane entro metà secolo. L’**Accordo di Parigi** e il negoziato seguente, in particolare l’ultima **COP 28**, stabiliscono, con l’accordo di tutti i paesi, che la temperatura media superficiale terrestre, la T_{mst} , non deve superare, a meno di brevi e non auspicabili *overshoot*, gli 1,5 °C o, in *extrema ratio*, i 2 °C. Ciò comporta la **decarbonizzazione compensata** in tutto il mondo e in tutti i settori dell’economia entro il 2050 o poco oltre e quindi, possiamo dire, che da quella data i **combustibili fossili dovranno rimanere sottoterra**, fatta la dovuta eccezione per le materie plastiche, la farmaceutica etc. gestite in **economia circolare**. Gli impegni attuali, gli **NDC**, le

strategie di sviluppo (LT-LEDS) e gli obiettivi *net-zero*, segnano un deficit di 16 Gt nel 2050. Per rimanere sul percorso di 1,5 °C è necessario lo sviluppo annuale di circa 1000 GW di energia rinnovabile. Nel 2022, a livello globale, sono stati aggiunti circa 300 GW, pari all'83% della nuova capacità rispetto al 17% di fossili e nucleare. Paradossalmente, nel 2022, si è registrato anche il più alto livello di **sussidi ai combustibili fossili**, poiché molti governi hanno cercato di attutire il colpo dei prezzi elevati dell'energia per consumatori e imprese. Nel 2022 gli investimenti globali in tutte le tecnologie di transizione energetica hanno raggiunto il livello record di 1,3 trilioni di dollari, ma gli investimenti in conto capitale nei combustibili fossili sono stati quasi il doppio di quelli investiti nelle energie rinnovabili.

Una transizione giusta. Le tecnologie e i mercati hanno fatto i grandi cambiamenti economici e sociali, negli anni dello sviluppo industriale, in uno scenario di conflitti anche durissimi tra Paesi e tra classi sociali. Il mondo intero ha patito le sofferenze che conosciamo, ma ricchezza, *welfare* e diritti umani sono avanzati dappertutto. La popolazione terrestre è cresciuta a dismisura e il pianeta è diventato piccolo e si è degradato. L'energia **facile** dei combustibili fossili, a portata di mano a costi modesti, ha contribuito grandemente a questa fase espansiva, portando il mondo in una dimensione nuova, dominata dall'uomo, che alcuni hanno voluto chiamare **Antropocene**. La transizione ecologica è una scelta consapevole, opera del pensiero umano per un futuro più equo e sostenibile e per sottrarre la specie umana alle conseguenze dei suoi eccessi demografici e consumistici. Così è nato il principio della **Transizione Giusta**, proprio nel mondo dei lavoratori e delle loro rappresentanze a tutti i livelli. **ASviS** ha fatto propria la transizione giusta alla luce degli SDG, fortemente connotati dalla dimensione sociale e dalla lotta alle diseguaglianze. La **Commissione Europea** ha varato il suo **Green Deal** con la medesima ispirazione. La Convenzione climatica dell'ONU, da parte sua, aveva sottoscritto la **Silesia Declaration**, nel 2017 alla COP 23 di Katowice, in un paese carbonifero dove cambiare le fonti di energia può significare dolorose dislocazioni per i lavoratori. Le prime evidenze dimostrano che **la transizione crea nuova occupazione**, ma anche che il lavoro abbandonato, quantitativamente minore, dà origine ad un diritto per quei lavoratori di protezione, riqualificazione professionale e difesa del reddito.

L'efficienza energetica, si dice, è **la prima fonte energetica (IEA)** e può rendere la transizione energetica accessibile, più rapida e più vantaggiosa per tutti i settori dell'economia e per le famiglie. Più efficienza si ottiene con macchinari migliori, con il consumo intelligente e senza sprechi e con l'aiuto dell'informatica. Ma soprattutto si ottiene con la partecipazione di tutti i livelli della società alla **autoproduzione** dell'energia e al suo consumo intelligente e competente. In **studi recenti** dell'**IEA** e dell'**Università di Oxford** viene mostrato che, in un mondo decarbonizzato, la domanda globale finale di energia diminuisce circa del 40%. L'energia post-transizione sarà elettrica nei settori idonei e gli altri saranno alimentati dall'idrogeno rinnovabile

e, in parte necessariamente piccola, dai biocombustibili e dai **combustibili sintetici** ottenuti dalla CO₂ atmosferica e dall'idrogeno. Questi ultimi hanno un ciclo del carbonio neutro, non accrescono la CO₂ atmosferica, ma conservano tutti gli altri difetti della combustione, la ossidazione dell'azoto ad alta temperatura, la produzione di particolati etc. Quegli studi calcolano che con la transizione la domanda elettrica aumenta da 110 a 189 EJ, ma la domanda totale scende da 416 a 247 EJ. Prima della transizione dominano i combustibili fossili e l'elettricità è un quarto della domanda energetica finale. Nel post-transizione, l'energia elettrica ne fornisce i tre quarti e il resto verrebbe fornito dall'idrogeno per i settori **hard-to-abate**, che cioè non possono essere elettrificati come l'aviazione, il trasporto pesante nautico e terrestre, talune macchine operatrici, una parte delle macchine agricole.

Le nuove rinnovabili

Fotovoltaico. Le installazioni fotovoltaiche (PV) sono cresciute di 26 volte dal 2010 al 2022 per la rapida riduzione dei costi, il sostegno politico e gli investimenti. Il **LCOE** medio ponderato dei PV è diminuito fino a 0,048 US\$/kWh nel 2021. A fine 2022, la capacità installata globale ha raggiunto 1047 GW, di cui 191 aggiunti nel 2022 (60% in Asia). Nello scenario 1,5 °C dell'IRENA, la capacità PV aumenterà di 8 volte entro il 2030, rispetto al 2020, superando i 5400 GW fino a oltre 18 TW al 2050. Le aggiunte annuali di capacità PV aumentano da 191 nel 2022 a 615 GW in media fino al 2050. Il mercato è dominato dai paesi del G20, con una crescita prevista di 7 volte entro il 2030, fino a circa 13 TW in più rispetto al 2020, con un aumento medio netto annuo di 450 GW nei 28 anni dal 2023 al 2050.

Eolico on e offshore. È in crescita di 5 volte dal 2010 al 2022, quando la capacità *on* ha raggiunto gli 836 GW (50% e 55% delle nuove installazioni in Asia). L'eolico *offshore* è indietro a 63 GW al 2022. Il LCOE medio ponderato globale dei progetti eolici *onshore* nel 2021 è sceso a 0,033 US\$/kWh. Secondo IRENA, l'energia eolica è in espansione fino a 10 TW entro il 2050. Negli ultimi dieci anni, sono stati aggiunti in media 55 GW e 75 GW nel 2022. In previsione ci sono 3 TW aggiunti entro questo decennio fino a 8 TW al 2050, 11 volte rispetto al 2020. La capacità eolica *offshore* raggiungerebbe a livello globale i 500 GW nel 2030, una crescita di 14 volte rispetto al 2020: +54 GW/yr in questo decennio rispetto ai 3 GW del decennio precedente. Entro il 2050 occorrerebbe eolico *offshore* per 2,5 TW con i paesi del G20 in quote del 95% soprattutto Cina, Stati Uniti e India, con oltre il 60% dell'intero mercato al 2030.

Stoccaggio e smart grid. L'energia elettrica solare ed eolica (VRE) dipende da condizioni meteorologiche variabili e talvolta imprevedibili. I generatori VRE non possono pertanto inseguire la domanda senza essere dotati di **sistemi di stoccaggio**. Ne esistono quattro tipi fondamentali: elettrochimico, chimico, termico e meccanico. Sono caratterizzati dalla massima potenza istantanea (MW), dalla capacità (MWh) e dall'efficienza di restituzione. Il rapporto R tra capacità e potenza massima è il periodo

di tempo durante il quale la struttura può fornire la massima potenza a partire da una carica completa, oggi 4h per le batterie, fino a 12h per il pompaggio idroelettrico. Le batterie hanno alta densità di energia e sono particolarmente adatte per i veicoli elettrici (EV) e l'elettronica mobile. Le tecnologie con densità energetica inferiore possono essere utilizzate per lo stoccaggio nel sistema elettrico dove lo spazio occupato è meno importante. I sistemi di trasmissione e distribuzione dovranno adattarsi alla natura localizzata e decentralizzata di molte fonti rinnovabili e alle più varie offerte commerciali. Lo stoccaggio con le batterie offre una notevole flessibilità alla rete e potrà dare 360 GW entro il 2030 e 4,1 TW entro il 2050, di cui due terzi nell'area G20. Dovrà pertanto essere migliorata la flessibilità del sistema energetico con le **smart grid**, e con la gestione della domanda di energia a breve e lungo termine, per dare al settore elettrico la capacità di fornire riscaldamento, la ricarica di veicoli elettrici e la produzione di idrogeno verde. Lo scambio energetico transfrontaliero assicurerà la flessibilità in un'intera regione come l'Europa.

L'idrogeno. Nel 2020 il consumo mondiale di idrogeno è di 87 Mt, quasi tutto fossile (*blue H₂*). Con l'elettrolisi da rinnovabile si fa l'idrogeno **green**. Per ora costa tre volte tanto. L'idrogeno ha un ruolo cruciale nel sistema energetico del futuro per i settori **hard-to-abate** dell'industria e dei trasporti. L'elettrificazione diretta, ove possibile, è preferibile: per fornire infatti lo stesso servizio l'idrogeno richiede due o tre volte più energia, a causa delle perdite di conversione. Entro il 2050, l'elettricità necessaria per la produzione di idrogeno potrebbe ammontare a un quarto della produzione di energia nel mondo, e anche di più in alcuni paesi. La produzione di idrogeno deve crescere a 125 Mt entro il 2030 e a 520 Mt entro il 2050 con una quota *green* che va dal 40% nel 2030 al 94% a metà secolo. La capacità installata cumulativa degli elettrolizzatori a idrogeno verde deve aumentare fino a circa 428 GW entro il 2030 e 5,7 TW entro il 2050 secondo l'IRENA. Una tecnologia ancora ai primi vagiti, la **CCS**, consiste nella cattura chimica della CO₂ e nel suo stoccaggio negli strati geologici profondi. In prospettiva servirà a rendere *green* l'idrogeno blu, assicurando la sopravvivenza del gas naturale. Si tratterebbe di una soluzione **carbon neutral** per evitare di emettere altra CO₂ in atmosfera con gli effluenti gassosi degli impianti di produzione di idrogeno blu e nell'abbattimento delle emissioni delle centrali elettriche fossili e di vari settori industriali. L'obiettivo primario della CCS nella lotta al cambiamento climatico rimane la potenzialità **carbon negative** che si ottiene bruciando biomasse che hanno loro stesse già assorbito CO₂ dall'atmosfera per crescere (BECCS). La produzione di biomassa va in contrasto con il **food** e con **natura** e **biodiversità**.

Combustibili sostenibili. I biocombustibili. L'uso della biomassa solida, la legna etc., è tradizionale. I bio-liquidi, etanolo e biodiesel di I e II generazione, devono frenare la

loro corsa perché le coltivazioni indotte devastano molti territori e sono in conflitto con agricoltura e natura. Il biodiesel di II generazione utilizza colture lignee non competitive con il **food**, quello di III, usa essenze specifiche ed anche alghe marine, è molto promettente, ma ha fatto finora pochi progressi. Biogas e **biometano**, mimetico rispetto al gas naturale, prodotti dagli scarti agricoli e civili sono invece molto promettenti in un quadro di economia circolare. IEA dà queste fonti in espansione controllata al 2050. Il biometano da scarti e reflui agricoli è prodotto diffusamente in Italia. Secondo [REF](#) la produzione annua di biometano in Italia si aggirerebbe al di sotto del Gsmc (il consumo italiano è 80 volte tanto), In EU l'obiettivo al 2030 è stato fissato col *REPowerEU* a 35 Gsmc. Nel 2021 il consumo EU era di 412 Gsmc.

Gli **e-fuel**. L'**e-fuel** e i derivati (ammoniaca, metanolo e cherosene) sono carburanti sintetici, liquidi o gassosi, prodotti attraverso un processo di elettrolisi dell'acqua per scomporla nei suoi elementi base, idrogeno e ossigeno, e sintetizzati con la CO₂ catturata dall'aria utilizzando il procedimento di Fischer-Tropsch, un brevetto tedesco. È ben chiaro che la combustione *carbon-free* dei sintetici, in fatto di inquinanti, non è migliore dei fossili, se non per i metalli pesanti. Il costo è molto elevato, la producibilità è incerta. Permetterebbero di salvare in piccola parte i motori a combustione interna, probabilmente solo nella fascia alta dei consumi privati.

L'energia nucleare. Qui le opinioni sono le più varie. Il **nucleare da fissione** ha già esaurito il suo ciclo industriale ed è attualmente la fonte di energia elettrica più costosa e pericolosa. Il problema dello [smaltimento delle scorie ad alta radioattività è irrisolto](#), resta a carico dei governi e non viene computato nel LCOE nucleare, pari a non meno di 7 contro i 4 cent/kWh del fotovoltaico. Il nucleare cosiddetto **nuovo** e **small** è in realtà vecchio e riciclato, ma gli interessi in gioco del sistema militare-industriale sono ancora grandi. Il nucleare da fissione è in gioco perché **in fase di esercizio non emette CO₂**, tanto che la *lobby* nucleare francese è riuscito a farlo introdurre nella tassonomia delle tecnologie *green*, finanziabili dal **Green Deal**, da essere classificato da taluni sconsiderati come *green* al pari del gas naturale caro al governo italiano. Sta di fatto che entrambe le tecnologie violano, per ragioni diverse, il principio europeo del **DNSH, Do no significant harm** all'ambiente e alla salute. Con uno sforzo di buona volontà il nucleare potrebbe giocare un ruolo oltre il 2050, dati i lunghi tempi per finanziare, autorizzare e, soprattutto, localizzare gli impianti e infine smaltire le scorie. Molto diverso il discorso per il **nucleare da fusione**, molto poco rischioso anche se non esente da scorie radioattive, ma di vita più breve. A velocità ridotta, fuori scala per la transizione, procedono il bel progetto del **tokamak europeo** (ITER) e i *laser di potenza* con cui gli americani stanno in realtà studiando talune performance di interesse militare.

2. LA REGOLAMENTAZIONE EUROPEA

L'attuale politica energetica europea si basa sull'[Unione dell'energia](#), strategia pubblicata nel febbraio 2015, che mirava a garantire alle famiglie e alle imprese dell'UE un approvvigionamento energetico sicuro, sostenibile, competitivo e conveniente. Gli attuali obiettivi energetici dell'UE per il **2030** includono:

- Un aumento della quota delle energie rinnovabili nel consumo energetico finale al 42,5%, con l'obiettivo di raggiungere il 45%;
- Una riduzione dell'11,7% dei consumi di energia primaria (indicativa) e finale rispetto alle proiezioni del 2020, equivalenti rispettivamente a non più di 992,5 e 763 Mtep;
- L'interconnessione di almeno il 15% dei sistemi elettrici dell'UE.

L'attuale quadro normativo europeo per l'energia è stato sostanzialmente costruito sul documento [Fit for 55](#), che inizialmente mirava ad allineare tutti gli obiettivi climatici ed energetici. Questo è stato successivamente modificato dal Piano [REPowerEU](#) il cui obiettivo dichiarato era quello di eliminare rapidamente e completamente la dipendenza dai combustibili fossili russi.

I PNIEC. Ai sensi dell'attuale regolamentazione i paesi dell'UE devono costruire un sistema energetico nazionale integrato su base decennale (**PNIEC**) e i piani climatici ad esso collegati per il periodo dal 2021 al 2030. Devono presentare ogni due anni una relazione sui progressi compiuti e sviluppare strategie nazionali coerenti a lungo termine per soddisfare gli obiettivi energetici concordati e gli obiettivi climatici globali dell'Accordo di Parigi. [Il nostro PNIEC](#) è stato presentato in bozza a maggio 2022, sottoposto alla consultazione pubblica ed infine reso definitivo a giugno 2023. Presenta ancora lacune e ritardi che lo rendono inadeguato al dettato della transizione e al più recente Piano **REPowerEU**, come documentato nel [Policy Brief dell'ASviS](#) con le sue dieci raccomandazioni.

Il mercato interno dell'energia deve essere pienamente integrato e correttamente funzionante. Deve garantire prezzi energetici accessibili, fornire i segnali di prezzo necessari per gli investimenti nell'energia verde, garantire l'approvvigionamento energetico e aprire la strada meno costosa verso la **neutralità climatica**. La legislazione sul mercato interno dell'energia, si è dapprima concentrata sui principi della cooperazione transfrontaliera e dell'equità dei mercati al dettaglio. Successivamente il quadro si è allargato alla preparazione far fronte ai rischi, al

coordinamento, agli incentivi per i consumatori, alla decarbonizzazione e alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. La discussione tra i legislatori sta continuando sulla [riforma dell'assetto del mercato elettrico](#).

L'efficienza energetica è una priorità strategica dell'Unione dell'energia, che si fonda sul postulato l'efficienza energetica al primo posto. Si tratta di contenere e ridurre i consumi primari e finali in un quadro di PIL per quanto possibile crescente. La legislazione dell'UE sull'efficienza si è evoluta negli ultimi 15 anni. Nel [2012](#) si stabilì una riduzione del 20% entro il 2020. Nel [2016](#) gli obiettivi di riduzione del consumo primario e finale vanno al 32,5% entro il 2030, rispetto alle previsioni del 2007. Si trattava di 1128 e 846 Mtep rispettivamente e gli Stati membri dovevano ridurre il consumo annuo in media del 4,4% entro il 2030. Con il pacchetto [Fit for 55 del 2021](#), la Commissione ha proposto di aumentare l'obiettivo annuale vincolante al 9% entro il 2030 rispetto alle previsioni aggiornate nel 2020. I consumi sono ridotti a 1.023 e 787 Mtep rispettivamente. Con il [REPowerEU del 2022](#) la Commissione ha aumentato ulteriormente l'obiettivo vincolante al 13%. In termini assoluti, si tratta di 980 e 750 Mtep rispettivamente. La [nuova Direttiva \(2023/1791\)](#), in vigore da ottobre 2023, fissa la riduzione del consumo di energia primaria e finale a livello UE, all'11,7% entro il 2030, rispetto alle previsioni di consumo energetico per il 2030 formulate nel 2020. In termini assoluti, si tratta di 992,5 e 763 Mtep rispettivamente per l'energia primaria e finale. Ciascuno Stato membro fisserà un contributo indicativo nazionale di efficienza basato su consumo energetico finale per raggiungere l'obiettivo vincolante di consumo energetico finale dell'Unione. Gli Stati membri realizzeranno risparmi annuali pari ad almeno lo 0,8% del consumo energetico finale fino al 31 dicembre 2023, l'1,3% dal 1° gennaio 2024, l'1,5% dal 1° gennaio 2026 e l'1,9% dal 1° gennaio 2026.

Energia rinnovabile. L'energia solare, eolica, oceanica e idroelettrica, la biomassa e i biocarburanti sono tutte fonti di energia rinnovabile. I mercati energetici da soli non possono fornire il livello desiderato di energie rinnovabili e sono pertanto necessari programmi di sostegno nazionali e di finanziamento dell'UE. I principi della politica energetica rinnovabile comprendono la diversificazione delle fonti per la sicurezza dell'approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse energetiche locali e la riduzione della dipendenza energetica esterna. La nuova [Direttiva 2023/2413](#) fissa un obiettivo del 42,5% di rinnovabili nel consumo finale entro il 2030, con l'obiettivo di raggiungere il 45%. La direttiva accelera le procedure per la concessione dei permessi per nuovi impianti di energia rinnovabile, come pannelli solari o turbine eoliche, e fissa il tempo massimo per approvare nuove installazioni a 12 mesi nelle aree di accesso alle energie rinnovabili e a 24 mesi altrove. Nel settore dei trasporti, si stabilisce o: un obiettivo del 29% per il 2030, oppure una riduzione del 14,5% delle emissioni GHG, mediante l'utilizzo di biocarburanti avanzati e carburanti rinnovabili di origine non biologica,

come l'idrogeno. Per l'industria, la direttiva introduce un obiettivo vincolante del 42% di idrogeno rinnovabile sul consumo totale di idrogeno entro il 2030 e del 60% entro il 2035 e un obiettivo indicativo di un aumento medio annuo di 1,6% delle fonti rinnovabili. Introduce inoltre un obiettivo indicativo del 5% della capacità di energia rinnovabile di nuova installazione derivante da tecnologie innovative entro il 2030 per gli Stati membri.

Solare. *REPowerEU* prevede di raddoppiare la capacità fotovoltaica portandola a 320 GW entro il 2025 e installarne 600 GW entro il 2030 con un obbligo legale di installare gradualmente pannelli solari sui nuovi edifici pubblici, commerciali e residenziali e una strategia per raddoppiare il tasso di impiego delle pompe di calore. Secondo il piano, gli Stati membri sono inoltre tenuti a identificare e adottare piani per aree dedicate alle energie rinnovabili, con processi di autorizzazione abbreviati e semplificati.

Eolico. L'attenzione dell'EU si concentra sull'eolico *offshore* che nel 2020 non superavano i 12 GW di installato. Nel gennaio 2023, gli Stati membri hanno concordato obiettivi non vincolanti per l'*offshore* pari a 111 e 317 GW entro il 2030 e il 2050.

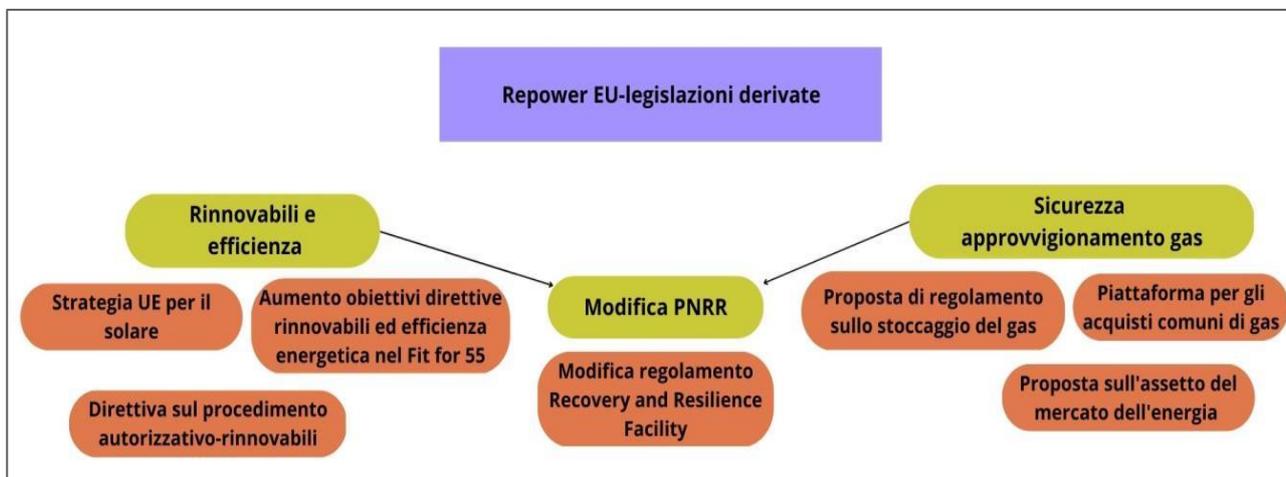
Biomassa, biocarburanti. Permane il vecchio obiettivo del 2001 dell'1% entro il 2025 e del 5,5% entro il 2030 per i biocarburanti avanzati, il biogas e i carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) nel settore dei trasporti.

Energia oceanica. Il piano d'azione per l'energia blu nasce nel 2014 per sostenere lo sviluppo dell'energia oceanica, compresa quella generata dalle onde, dall'energia delle maree, dalla conversione dell'energia termica e dall'energia del gradiente salino. La strategia per le energie rinnovabili offshore ha inoltre evidenziato che il settore delle energie rinnovabili marine dovrà essere quintuplicato entro il 2030 e aumentato di 25 volte entro il 2050.

La rete elettrica smart. Per un [sistema elettrico potenzialmente rinnovabile](#) occorre sviluppare gli **stoccaggi** e le **smart grid**, integrare la rete su basi transeuropee. Il [Regolamento TEN-E](#) del 2022, in linea con l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050, identifica 11 corridoi prioritari e tre aree tematiche prioritarie, definisce i nuovi Progetti di interesse comune tra gli Stati Membri (PCI) e tra l'UE e i paesi terzi (PMI), evidenzia il ruolo dei progetti eolici *offshore* ed esclude dai finanziamenti tutti i progetti sul gas naturale. Promuove inoltre l'integrazione delle energie rinnovabili e delle nuove tecnologie, collega le regioni attualmente isolate dalla rete europea, rafforza le interconnessioni transfrontaliere esistenti e propone modi per semplificare e accelerare le procedure di autorizzazione. Un ruolo particolare è svolto dall'**idrogeno**, che nella variante *green* prodotta mediante **elettrolisi rinnovabile dell'acqua** è un vettore energetico decarbonizzato. Nel 2020, la strategia per l'integrazione energetica e l'idrogeno ha introdotto tre obiettivi: almeno 6 GW di

elettrolizzatori e fino a 1 Mt di idrogeno green prodotto entro il 2024; almeno 40 GW di elettrolizzatori e fino a 10 Mt di idrogeno rinnovabile prodotti nell'UE entro il 2030; e la diffusione su larga scala dell'idrogeno rinnovabile dal 2030 in poi. Il piano **REPowerEU** ha stabilito il doppio obiettivo di produrre e importare 10 Mt di idrogeno rinnovabile entro il 2030. Nell'ottobre 2023, la Direttiva sulle energie rinnovabili ha stabilito l'obiettivo indicativo del 42% di idrogeno rinnovabile nel consumo totale di idrogeno entro il 2030 e il 60% di idrogeno rinnovabile entro il 2035 per l'industria.

Next Generation EU. Nel 2020 la Commissione Europea vara un [piano straordinario di investimenti, il NGEU](#), per fare fronte alla pandemia senza perdere di vista il raggiungimento della neutralità climatica al 2050 e la transizione digitale. Il NGEU è in grado di attivare dei piani nazionali coperti dal bilancio dell'Unione finanziato mediante emissioni comuni di titoli sul mercato. La principale componente del NGEU è il [Dispositivo per la Ripresa e Resilienza \(RRF\)](#), che ha una durata di 6 anni, dal 2021 al 2026, e che mette a disposizione 723,8 G€ a prezzi correnti in prestiti (385,8 G€) e sovvenzioni (338 G€). Almeno il 37% del RRF deve essere destinato a investimenti *green* a sostegno del *Green Deal*. Nel febbraio 2022, per fare fronte all'invasione della Russia in Ucraina e il conseguente ricatto energetico contro l'Europa la Commissione pubblicò il Piano [REPowerEU](#) che si pone l'obiettivo dell'autonomia dalla Russia entro il 2027 con la modifica del pacchetto [Fit for 55 del 2021](#). Queste misure dovranno essere integrate nei nuovi PNIEC attesi per giugno 2024.



fonte: ECCO

Con il **REPowerEU** gli investimenti aumentano di 20 G€ di cui 2,76 G€ andranno all'Italia a fondo perduto con l'aggiunta di 147 M€ dalla [Brexit Adjustment Reserve](#) e del 7,5% dei Fondi per lo sviluppo rurale, di Coesione e Sociale europeo, per un totale non superiore a 5 G€. Vengono introdotte alcune deroghe al Principio DNSH con il limite che tutti gli investimenti nei fossili finanziabili attraverso **REPowerEU** dovranno

essere operativi entro il 2026 e non dovranno impedire il raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030.

A febbraio 2024 la Commissione europea, anche per tener conto degli esiti e delle indicazioni della COP 28 di Dubai del dicembre 2023, riduce ulteriormente i margini per le emissioni serra fissandone la [riduzione al 90% entro il 2040](#) rispetto al 1990.

3. LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

[Un'indagine conoscitiva pubblicata dal Sole 24 ore](#) mostra che per gli italiani risulta sempre più urgente accelerare la transizione verso le energie rinnovabili. È quanto emerge dall'indagine **"Gli italiani e l'energia"** di Ipsos. Ma vediamo i numeri utilizzando la nuova [Roadmap di Italy for climate](#). Partiamo dalle **emissioni serra**, il parametro guida della transizione, che dobbiamo eliminare compensativamente entro metà secolo. A fine 2021 siamo a 390 MtCO_{2eq}, -25% rispetto al 1990 (518 MtCO_{2eq}), anno di riferimento e -33% rispetto al massimo raggiunto nel 2005. Al 2030 il taglio delle emissioni rispetto al 1990, in linea con la **Legge sul clima UE** dovrà essere del 58%: 234 MtCO_{2eq} di cui il 75% sarebbe di origine energetica. Il taglio lordo medio annuo dovrà essere pari a 20 MtCO_{2eq}, 10 volte superiore a quello degli ultimi 7 anni. Vengono previsti 13 MtCO_{2eq} come assorbimenti. La neutralità climatica è al 2050: emissioni zero al netto degli assorbimenti pari a 52 MtCO_{2eq}. Le emissioni residue, quasi solo non energetiche (da agricoltura e usi industriali), saranno compensate con la cattura della CO₂. Lo sforzo di abbattimento si dimezza a 12 MtCO_{2eq} ca. I consumi finali di energia da 113 Mtep del 2021 passeranno a 95 Mtep (2030) e a 80 Mtep (2045); le fonti rinnovabili dal 19% al 42,5% (2030) e al 95% (2050). Il tasso di elettrificazione dal 22% del 2021 andrà al 30% (2030) e al 53% a metà secolo.

Industria. È il primo settore per emissioni in Italia, ma è anche quello che le ha ridotte di più (-38% dal 1990). Un terzo sono di origine non energetica. È il settore con la maggiore quota di consumi elettrici (43%). Al 2030 con 81 MtCO_{2eq}, sarà ancora il primo per emissioni (-66% rispetto al 1990) e al 2045 residuerà 27 MtCO_{2eq}, quasi interamente non energetiche.

Civile. Secondo settore per emissioni, è il più energivoro in Italia (44% del totale dei consumi), +45% dal 1990, ma ha ridotto le emissioni dell'11%. È il settore con la più alta quota di fonti rinnovabili (25%). Nella **roadmap** fa un percorso del 52% al 2030 e si azzerà nel 2045.

Trasporti. Terzo settore per emissioni e l'unico a non aver ridotto né emissioni né consumi (+2% dal 1990). Il 90% di queste emissioni viene dal trasporto su strada e soprattutto dalle auto. Il mix energetico è dominato dai prodotti petroliferi. I consumi

elettrici e da rinnovabili (biocarburanti) sono ancora molto limitati. L'elettrificazione delle auto private BEV del 2023 è pari ad un misero 4,2%. Con 71 MtCO_{2eq} il settore va al -38% rispetto al 1990 nel 2030 e a zero nel 2045 con l'elettrico, i **bio** e gli **e-fuel**.

Agricoltura. Quarto settore per emissioni, per la maggior parte derivanti da origine non energetica con quote elevate di metano dove è il maggiore emettitore in Italia, in gran parte riconducibili agli allevamenti. Nel 2030 con 31 27 MtCO_{2eq}, resterà il quarto settore per emissioni (-34% rispetto al 1990). Residueranno 18 MtCO_{2eq} al 2045 di emissioni quasi interamente non energetiche.

La grande marcia delle fonti rinnovabili. Qui è illustrato nel dettaglio l'avanzamento dell'energia rinnovabile che da poco meno del 20% del totale in primaria passerà con la transizione al 42,5% nel 2030, a norma del più recente **Piano europeo REPowerEU** che intende fare fronte alla chiusura degli scambi energetici con la Federazione Russa, fino ad avvicinare il 100% (95% al 2045 nella **roadmap** I4C) a metà secolo. Abbiamo visto la transizione per i settori economici, vediamo la transizione nel sistema elettrico che li attraversa tutti. La fotografia dell'esistente ci dice che il tasso di elettrificazione dei consumi finali in Italia è lo stesso del 1990 (22%), che produciamo 1 kWh con 256 gCO₂ la metà del 1990. Abbiamo evitato 55 MtCO₂ nel 2021 grazie alle rinnovabili e al gas naturale. La potenza rinnovabile oggi è di 58 GW, di cui quasi il 60% di eolico e fotovoltaico; era di 15 GW nel 1990. Il consumo di energia elettrica rinnovabile è del 40%, triplicato rispetto al 1990. Solo 1 GW/anno è la nuova potenza di impianti rinnovabili installata in media negli ultimi anni.

Al **2030** e al **2045** sono richiesti 144 e 233 GW di potenza rinnovabile, il che significa almeno 10 GW di nuovi impianti rinnovabili da installare ogni anno da qui al 2030, 10 volte quelli realizzati negli ultimi anni, oltre il triplo dell'installato nel 2023. Dopo il 2030 il nuovo può scendere ai 6 GW. Gli impianti fotovoltaici incidono per 82 GW al 2030, quasi 4 volte la potenza attuale, almeno per il 50% sulle coperture, senza nuovo consumo di suolo. Al 2045 saranno 155 GW, 2/3 del totale rinnovabile. Gli impianti eolici al 2030 sono richiesti per 36 GW, 3 volte la potenza attuale, e per 52 GW al 2045 con una grande quota di eolico *offshore*.

Il ruolo del PNRR. Il Piano italiano è stato presentato nell'aprile 2021 per 191,5 G€ cui si aggiungono 30,6 G€ del Fondo Complementare (CdM 15 aprile 2021). Le prime analisi mostrano che la quota del 37% di investimenti *green* è formalmente rispettata e del 40% di progetti in questa quota solo il 16 % si dimostra realmente *green*. Sono inadeguati i progetti in efficienza energetica, mobilità elettrica ed energie rinnovabili, solo 4,2 GW in quattro anni, rispetto agli almeno 8 necessari per la decarbonizzazione. Troppo pochi i progetti per la rete e gli accumuli mentre le comunità energetiche sono finanziate solo per i piccoli comuni. Troppe le risorse per il superbonus, dimostratosi del tutto inefficiente sul piano del risparmio energetico, e troppo poche per

l'efficientamento degli edifici pubblici. Nei trasporti l'approccio è tutto ferrovie ad alta velocità a danno dei TPL, che versano in condizioni pessime pur con una platea giornaliera di utenti 35 volte maggiore. Manca una valutazione *ex ante* dell'abbattimento delle emissioni serra da parte dell'intera serie dei progetti del PNRR, con una eccezione valutata di appena il 13% con un importo abbattuto stimato in 5.6 Mt CO_{2eq} al 2026 pari al 3% di quanto sarebbe necessario al 2030. I fondi attribuibili agli obiettivi della transizione ecologica da parte del PNRR sono poco più di 16 G€ su base annua, sei volte di meno del necessario. Il resto dovrebbe venire dal capitale privato.

4. LE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

Le CER sono una forma di produzione e scambio di energia sul posto introdotta in Europa nel 2016 nel [Clean Energy Package](#). Nel 20221 ne sono attive in Europa circa 7.000 che coinvolgono 2 milioni di abitanti. Alcune stime azzardano un potenziale di crescita che potrebbe arrivare ad interessare 264 milioni di cittadini europei generando il 45% del fabbisogno di energia elettrica previsto per il 2050. Il fotovoltaico (PV) ha ormai trasformato il consumatore di energia dal mercato in autoconsumatore per sé, diventando così anche un produttore (**Prosumer**). Si innesca così una dinamica virtuosa per cui consumare meno e meglio è conveniente e monetizzabile. Da qui all'**autoconsumo collettivo** dove più soggetti (cittadini, enti pubblici, parrocchie, aziende ...) condividono lo stesso sistema con una visione che può ospitare anche la dimensione etico/civica della condivisione di un bene comune. I limiti sono la contiguità fisica, la potenza, per ora limitata ad 1 MW, e l'appartenenza ad una medesima sottorete elettrica con la stessa cabina di trasformazione. La CER va così a costituire una realtà giuridica a sé stante. La regolamentazione delle CER a livello europeo e nazionale è quindi indispensabile per valorizzare appieno ogni valenza dell'iniziativa, segnatamente la partecipazione dei soggetti che, abilitati a vendere e scambiare energia, hanno bisogno di capacitazione e di vigilanza. La [dimensione sociale delle CER](#), che sono vantaggiose dal punto di vista del costo dell'energia, può essere solidaristica e può assumere un ruolo di promozione aggiuntiva delle fonti energetiche rinnovabili che si può rivelare una carta vincente a scala europea.

La **prima regolamentazione** si fa risalire all'Art. 8 del [DL199 del 2021](#). Il MASE ha pubblicato il 23 gennaio il [DM 414 del 7 dicembre 2023](#) (Decreto CER), approvato dalla CE, che promuove lo sviluppo delle Comunità energetiche e dell'autoconsumo diffuso, dando applicazione anche al finanziamento PNRR. Entro trenta giorni, saranno approvate dal MASE, su proposta del GSE, soggetto gestore della misura, le regole operative che dovranno disciplinare gli incentivi. Il provvedimento individua due strade: un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal

PNRR con 2,2 G€ ai comuni sotto i 5000 abitanti, che supporterà lo sviluppo di 2 GW e la produzione di 2,5 TWh al 2026, e una tariffa incentivante per tutto il territorio nazionale con altri 3,5 G€. I due benefici sono tra loro cumulabili ma non potranno finanziare più di 5 GW complessivi al 2027. Per problemi di costi da redistribuire tra i partecipanti e di gestione non è certo facile mettere in moto una CER da parte di gruppi di cittadini anche perché gli impianti PV devono essere nuovi (>2021). Più facile risulta il ricorso alle CER da parte delle aziende che si pongono come soggetti puramente commerciali, realizzatori di impianti e rivenditori di energia alle comunità. Al di là di un sentimento generale più che favorevole, [I numeri dicono](#) che alla fine del 2022 al GSE risultavano 46 configurazioni di autoconsumo collettivo e 21 CER per una potenza di 1,4 MW. Secondo Legambiente su 100 comunità energetiche mappate in Italia fino a giugno 2022, appena 16 sono riuscite ad arrivare a completare l'iter di attivazione presso il GSE e di queste solo 3 hanno ricevuto i primi incentivi.

Di **povertà energetica** l'ONU ne ha parlato con gli MDG e gli SDG del 2015 (tg. 7.1) pensando ai paesi poveri, dove al 2016 sono 3 Mld le persone prive di accesso all'energia per gli usi essenziali e 761 Ml al 2019 non hanno energia elettrica abbastanza per accendere una lampadina. Oggi la povertà è anche occidentale. Secondo Banca d'Italia la quota di famiglie PE nel periodo 1997-2020 è rimasta ormai sostanzialmente stabile, intorno all'8 %. Le recenti vicende geopolitiche ed economiche hanno aumentato i prezzi dell'energia nel breve/medio termine e le famiglie vulnerabili sono meno in grado di aumentare la spesa in beni durevoli, sono più esposte alla crescita dei prezzi (e anche alla tassazione energetica) e sono più esposte agli impatti climatici. Per questo un importante capitolo della transizione giusta è mettere in campo misure specifiche per contenere la povertà energetica. La povertà energetica è correlata al reddito, all'efficienza energetica di edifici ed elettrodomestici, all'istruzione, alla proprietà dell'abitazione di residenza, ai prezzi dell'energia, alla povertà assoluta, ai vincoli di credito, al costo degli affitti ma anche alla conoscenza, al comportamento e alle norme sociali. Si può agire con suggerimenti per il risparmio energetico o con i bonus. Ma sulla povertà energetica si può misurare la valenza sociale solidaristica delle CER. Gli amministratori pubblici possono finanziare CER per le fasce povere e i gestori di una CER possono cedere energia eccedente o a prezzi convenienti alle famiglie più povera anche se non avessero potuto contribuire alla spesa in conto capitale.