

NEWSLETTER



n. 254 Maggio 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISITUZIONI

IL PNRR: 70 miliardi per la transizione energetica

pag. 05

La nuova versione del Piano Nazionale di ripresa e Resilienza, nella missione dedicata alle rinnovabili, punta sulla facilitazione per le FER-E e per gli stoccaggi, in particolare sulla semplificazione autorizzativa, riservando la maggior parte delle risorse ai progetti innovativi - con focus su agri voltaico e impianti off-shore - e ai gas rinnovabili, non solo per l'idrogeno, ma rilanciando decisamente anche il biometano.

Green Deal, a che punto siamo? Stato di avanzamento e prossimi passi

pag. 12

È ormai passato un anno e mezzo dalla presentazione del Green Deal, l'ambiziosa strategia europea che si prefigge di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra dell'Unione Europea al 2050 e promuovere una crescita sostenibile e dissociata dallo sfruttamento delle risorse. Nonostante l'emergenza COVID-19, per ora la Commissione Europea è riuscita a rispettare la tabella di marcia proposta alla fine del 2019, avviando importanti riforme quali la legge sul clima, ma ancora molto rimane da fare: entro la metà del 2021 sono attesi i provvedimenti più importanti.

02

MERCATO ELETTRICO

Capacity market: la nuova consultazione accresce la possibilità di partecipazione

pag. 20

Nonostante l'alto numero di progetti partecipanti alle prime aste del Capacity Market, la capacità totale contrattualizzata risulta ancora inferiore alla domanda di adeguatezza di Terna. Si rende così necessaria la prosecuzione del meccanismo. La consultazione per la modifica della disciplina, pubblicato dal TSO, definisce una serie di opportunità vantaggiose per gli impianti di produzione non autorizzati e per gli impianti rinnovabili non programmabili.

Aste rinnovabili: i risultati in Francia, Germania e Spagna

pag. 25

Positivi gli esiti delle prime aste rinnovabili del 2021 in Germania e Spagna, mentre una nuova ondata di gare è in corso in Francia, la cui conclusione è prevista entro il primo semestre di quest'anno e potrebbe incentivare lo sviluppo di circa 1,5 GW di nuova capacità Fer.

03

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 30

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 31



01

Imprese e istituzioni

IL PNRR: 70 miliardi per la transizione energetica

La nuova versione del Piano Nazionale di ripresa e Resilienza, nella missione dedicata alle rinnovabili, punta sulla facilitazione per le FER-E e per gli stoccaggi, in particolare sulla semplificazione autorizzativa, riservando la maggior parte delle risorse ai progetti innovativi - con focus su agri fotovoltaico e impianti off-shore - e ai gas rinnovabili, non solo per l'idrogeno, ma rilanciando decisamente anche il biometano.

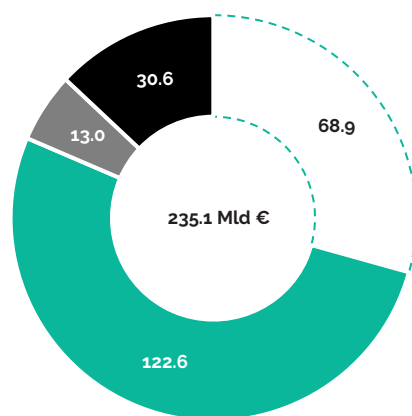
Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rientra nell'iniziativa di *Next Generation EU* (NGEU), il programma di prestiti e sovvenzioni europee approvate a giugno 2020 con lo scopo primario di riparare l'economia dei Paesi europei, supportando una ripresa in linea con gli obiettivi climatici e digitali dell'unione, e volta a rafforzare competitività, formazione e inclusione ([Newsletter 244](#)). Nel Piano, il Governo ha definito il programma di investimenti attraverso cui verranno impiegati i fondi del Dispositivo di Ripresa e Resilienza (*Recovery and Resilience Facility*, RRF) e le riforme richieste dall'Europa per l'accesso ai fondi. L'Italia è il primo beneficiario dei fondi del RRF. Il PNRR prevede infatti l'impiego di 191.5 miliardi dei quasi 700 miliardi di risorse del RRF; questi dovranno essere spesi entro il 2026. I fondi sono composti da prestiti, per 123 miliardi, e sovvenzioni, per i rimanenti 69 miliardi (**Figura 1**), il 30% delle quali verrà ufficializzato solo a giugno 2022. Il Piano considera poi ulteriori 44 miliardi di investimenti che verranno finanziati tramite i 13 miliardi di risorse di REACT-EU, il programma europeo dedicato alla ripresa nel breve periodo (2021-2023), e 30.6 miliardi di euro messi a disposizione dal [fondo complementare](#), finanziato con risorse nazionali. In ambito energetico, le risorse del fondo complementare si concentrano nel potenziamento gli investimenti per l'efficientamento degli edifici e per la mobilità sostenibile.

Il PNRR è strutturato intorno a tre assi strategici, transizione digitale, transizione ecologica e inclusione, comuni a tutti gli interventi del Piano e identifica sei macroaree di intervento o "Missioni" che raggruppano diverse linee di investimento e di riforma. La Missione 2, "Rivoluzione verde e transizione ecologica", raccoglie oltre il 30% dei

fondi del Piano. Questi dovranno contribuire al duplice obiettivo europeo, delineato nel *Green Deal* (si veda *Articolo a pag. 12* di questa), di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e di ridurre le emissioni del 55% entro al 2030, rispetto ai livelli del 1990.

FIGURA 1 . LE RISORSE DEL PNRR
(Mld €)

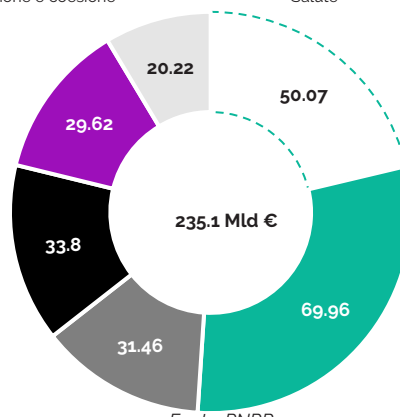
■ Sovvenzioni RRF ■ Prestiti RRF ■ React-EU ■ Fondo complementare



Fonte: PNRR

FIGURA 2, ALLOCAZIONE DEI FONDI ALLE MISSIONI
(Mld €)

■ Digitalizzazione e innovazione ■ Rivoluzione verde
■ Mobilità sostenibile ■ Istruzione e ricerca
■ Inclusione e coesione ■ Salute



Fonte: PNRR

GLI STRUMENTI DEL PIANO

Gli obiettivi del Piano dovranno essere raggiunti attraverso due categorie di interventi: gli investimenti, che impiegano gli oltre 200 mld di risorse del Piano (comprese quelle aggiuntive al RRF) e le riforme, che oltre a essere parte integrante del Piano ne permettono o facilitano l'implementazione. Queste ultime sono declinate su diversi livelli. Il PNRR identifica in primis gli interventi di riforma "trasversali" che comportano modifiche strutturali nell'ordinamento e che, nel caso specifico del documento, si traducono nella riforma della Pubblica Amministrazione e del Sistema Giudiziario.

Vi sono poi gli interventi "abilitanti" volti a rimuovere gli ostacoli amministrativi, regolatori e procedurali che condizionano la realizzazione degli interventi presenti nel Piano e, al di fuori del Piano, limitano l'attività economica dei cittadini e la qualità dei servizi. Tra questi interventi rientrano quelli volti alla semplificazione e alla razionalizzazione della normativa in materia ambientale, con particolare riferimento alle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), che ostacolano gli interventi del Piano per le lungaggini procedurali. Le misure del PNRR verranno direttamente sottoposte a una procedura di VIA accelerata valutata da un'apposita Commissione tecnica istituita alle dipendenze del Ministro della Transizione Ecologica, sulla base di quanto definito dalla bozza del Decreto Semplificazioni, presentato al Ministero per la Transizione Ecologica (MiTE) il 27 aprile, e che dovrà essere approvato entro il 31 maggio. Tale misura è in linea con quanto predisposto dal precedente Decreto Semplificazioni del 2020 per gli interventi previsti dal Piano nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). Alle misure urgenti, limitate ai progetti del PNRR, andranno ad aggiungersi delle soluzioni a regime, attraverso un intervento del MiTE con lo strumento della legge delega entro la fine del 2021. Sempre tra le riforme "abilitanti" rientrano quelle volte alla promozione della concorrenza, e adottate nell'ambito delle leggi annuali della concorrenza. Nello specifico, il Governo intende inserire nelle leggi annuali 2021 e 2022:

- modifiche normative volte ad assicurare la

tempestiva attuazione dei piani di sviluppo della rete per l'energia elettrica

- modifiche della disciplina in materia di concessioni di grande derivazione idroelettrica al fine di favorire l'assegnazione trasparente e competitiva delle concessioni medesime, anche eliminando o riducendo le previsioni di proroga o di rinnovo automatico
- modifiche normative nell'ambito delle concessioni per la distribuzione gas per velocizzare e efficientare lo svolgimento delle Gare
- definizione delle norme per completare il processo di liberalizzazione del settore della vendita di energia elettrica previsto per il 2023.

Infine, all'interno di ogni area di intervento o "Componente" (al di sotto delle diverse Missioni) sono riportate le Riforme settoriali. Queste affrontano specifici interventi settoriali, come ad esempio le misure di semplificazione autorizzativa per le rinnovabili o per la sicurezza nell'utilizzo dell'idrogeno.

LA MISSIONE 2: RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA

La transizione ecologica è al momento limitata dalla lentezza burocratica e amministrativa che caratterizza gli interventi infrastrutturali in Italia, andando a rallentare la realizzazione di nuovi impianti e influenzando negativamente sulla partecipazione di nuovi investitori nel settore delle rinnovabili (si pensi solo che, nelle ultime aste FER, solo il 25% della domanda è stata assegnata). In aggiunta, come riporta il Piano, a oggi gli interventi si sono focalizzati principalmente nel settore elettrico, che copre una fetta rilevante delle emissioni di CO₂, ma pur sempre limitata al 22% del totale.

Gli interventi riportati nella Missione 2 sono volti al superamento di queste barriere attraverso i programmi previsti nelle quattro componenti sottostanti dedicate nello specifico a: (C1) Economia circolare e agricoltura sostenibile, (C2) Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile, (3) Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici e (C4) Tutela del territorio e della risorsa idrica.

Il PNRR identifica anche i fondi da allocare ad

TABELLA 1. DISTRIBUZIONE DEI FONDI PER LA RIVOLUZIONE VERDE E LA TRANSIZIONE ECOLOGICA

PNRR	RRF (mld)	REACT-EU (mld)	Fondo complementare (mld)	Fondi totali (mld)
Economia circolare e agricoltura	5.3	0.5	1.2	7.0
Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile	23.8	0.2	1.4	25.4
Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	15.4	0.3	6.6	22.2
Ttela del territorio e della risorsa idrica	15.1	0.3	0.0	15.4
Totale	59.47	1.31	9.16	69.94

Fonte: PNRR

ognuna delle Componenti della Missione (**Tabella 1**) e, più nel dettaglio, i fondi della RRF predisposti per ognuno dei filoni di investimento all'interno delle diverse Componenti. Secondo quanto riportato nel Piano, circa 25 miliardi di euro verranno dedicati alla Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile) dove si concentrano interventi che, oltre a contribuire al target di decarbonizzazione e di incremento delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico, sono volti allo sviluppo competitivo delle filiere alla base della transizione verde, spingendo sulla ricerca e lo sviluppo di tecnologie innovative che permettano di ridurre la dipendenza italiana dall'importazione di *know-how* dall'estero. Altri 22 miliardi saranno invece dedicati all'efficientamento degli edifici, una leva considerata strategica per l'obiettivo di riduzione delle emissioni.

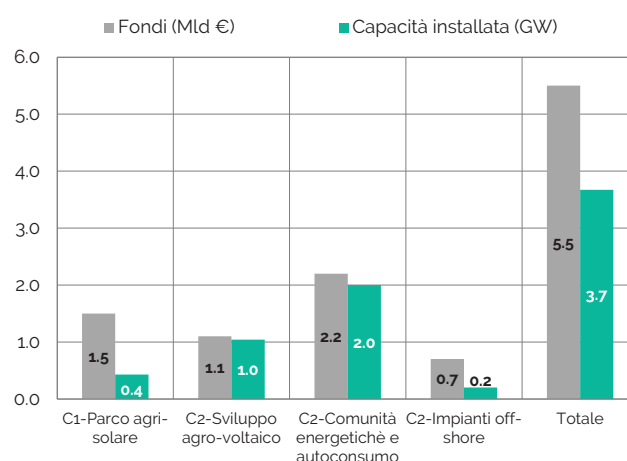
FONDI DI ENERGIA RINNOVABILI ELETTRICHE

Nella Missione 2, un'ampia fetta dei fondi è dedicata a potenziare le FER elettriche. Gli investimenti sono però focalizzati sui progetti maggiormente sperimentali e si traducono quindi in un apporto limitato di nuova capacità produttiva. È lasciato quindi alle riforme il compito di incrementare la penetrazione FER nel mercato elettrico al fine di raggiungere i *target* nazionali ed europei, andando a smuovere gli investimenti privati, non quantificati nel piano, nelle tecnologie pulite più mature.

Con riferimento agli investimenti pubblici previsti nel PNRR, la Componente 1 (Economia circolare e agricoltura sostenibile) assegna 1.5 miliardi di risorse all'ammodernamento degli edifici nel settore agricolo con l'obiettivo di installare 0.43

GW di pannelli solari sui tetti degli edifici. Più ampio lo spazio per le FER elettriche nella Componente 2, dove una linea di investimento è interamente dedicata all'incremento della quota di energia rinnovabile nel *mix* di generazione. Nello specifico, il Piano assegna 1.1 miliardi allo sviluppo agro-voltaico¹, che dovrebbero tradursi in una capacità fotovoltaica aggiuntiva di 1.04 GWh, 2.2 miliardi alla promozione delle rinnovabili nelle comunità energetiche e nell'autoconsumo, con un risultato atteso di 2 GW di nuova capacità di generazione elettrica, e altri 0.7 miliardi alla realizzazione di 200 MW di capacità rinnovabile da impianti off-shore con tecnologie innovative e annessi sistemi di accumulo (**Figura 3**). Circa 4 miliardi di investimenti sono invece dedicati al rafforzamento della rete elettrica per aumentarne la resilienza e, nello specifico, per andare ad incrementare (di 4 GW) la capacità della rete di ospitare generazione rinnovabile, con la realizzazione di *smart grids* e con l'incremento di capacità e potenza disponibile per gli utenti finali, in modo da favorire l'elettrificazione dei consumi. Tra gli interventi sulla rete elettrica non sono invece esplicitamente considerati quelli a favore dei sistemi di accumulo termico per il disaccoppiamento di flussi termici ed elettrici dei CCGT, precedentemente previsti nella versione del Piano di gennaio, visto il loro ruolo fondamentale per incrementare la quota FER nel *mix* elettrico e per raggiungere il *target* al 2025 di 3 GW di capacità di stoccaggio installata.

FIGURA 3. FER ELETTRICHE: FONDI ASSEGNATI E CAPACITÀ AGGIUNTIVA



Fonte: PNRR

¹ Specificando l'esclusione degli interventi che compromettono terreni dedicati all'agricoltura.

Nell'ambito normativo, il Governo ha invece definito diverse riforme settoriali a favore delle FER elettriche con l'obiettivo di omogeneizzare a livello nazionale le procedure autorizzative per gli impianti, di semplificare le procedure per la realizzazione di sistemi *off-shore* e le procedure di VIA per tutti gli sistemi di produzione, di condividere a livello regionale le regole per l'identificazione delle aree idonee per le FER, di potenziare gli investimenti privati e pubblico-privati e di incentivare la realizzazione di sistemi di accumulo. Il Governo ha iniziato a predisporre le azioni normative che dovranno essere intraprese per il raggiungimento di questi obiettivi. Nello specifico, il Governo intende:

- definire un quadro normativo semplificato per le rinnovabili, in continuità con quanto definito nel Decreto Semplificazioni²
- emanare una disciplina, condivisa tra Regioni e Amministrazioni coinvolte, per la definizione dei criteri per l'identificazione delle aree idonee all'installazione di impianti FER (per una potenza installata almeno pari a quella prevista per il raggiungimento dei *target* del PNIEC)
- allargare le aste FER anche a tecnologie innovative ed estenderne il periodo di svolgimento
- introdurre agevolazioni a favore dell'installazione di sistemi di stoccaggio.

BIOMETANO

Il biometano, assente nella versione del Piano approvata dal governo Conte a gennaio, insieme a un esplicito riconoscimento come fonte strategica e essenziale per la decarbonizzazione, si vede allocati quasi 2 miliardi di risorse nel PNRR inviato alla Commissione. Parte delle risorse messe a disposizione dovranno contribuire alla conversione degli impianti a biogas agricoli esistenti in impianti a biometano per l'utilizzo, oltre che nel settore dei trasporti, anche nel riscaldamento residenziale e industriale e nel terziario. Le rimanenti risorse andranno invece a sostenere, con un contributo pari al 40% degli investimenti, la realizzazione di nuovi impianti di biometano e a favorire l'adozione di pratiche ecologiche nella produzione del biogas.

Il Governo ha previsto di accompagnare questi investimenti e finanziamenti con delle riforme volte a coordinare gli strumenti esistenti a sostegno del biometano nel settore dei trasporti con nuove misure che ampliano l'ambito di utilizzo del biometano ad altri settori e che sostengono le riconversioni degli impianti biogas agricoli. La normativa dovrà quindi essere rivista in modo da semplificare il procedimento autorizzativo, ampliare la platea dei soggetti ammessi, con particolare attenzione alla possibilità di convertire le flotte di trattori per l'agricoltura - un settore elencato tra gli *hard to abate* ma per cui soluzioni per l'alimentazione a metano sembrano già disponibili sul mercato - e allungare il periodo di disponibilità degli incentivi.

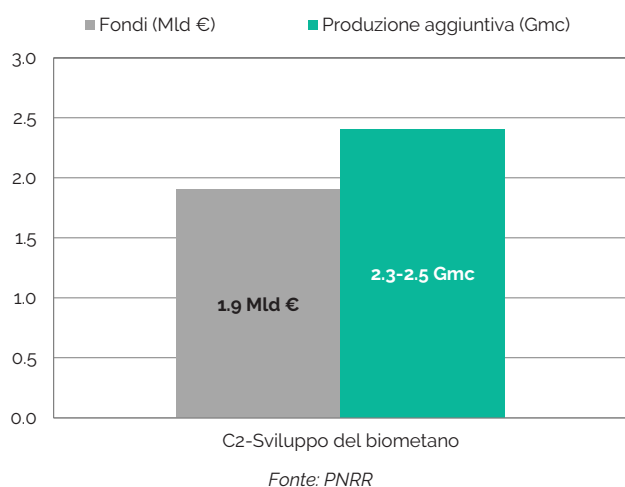
Oltre all'attuale meccanismo di incentivazione per il settore dei trasporti, che si prevede di estendere per ulteriori 3 anni mantenendo il tetto massimo incentivabile a 1,3 miliardi di mc, e che continuerà a essere finanziato tramite una componente della tariffa di trasporto del gas, verrà implementato un nuovo meccanismo, cofinanziato dalle risorse del PNRR e dal sistema gas. In particolare:

Le risorse del PRNN andranno a finanziare fino al 40% dell'investimento iniziale (comprensivo sia del costo dell'impianto che degli investimenti accessori) sia per la riconversione degli impianti a biogas (settore da cui ci si aspetta il maggior contributo, circa 1,9 Gmc) che per nuovi impianti (attesi 0,7-1 Bmc); i finanziamenti saranno attribuiti attraverso aste competitive periodiche

La tariffa di trasporto finanzia invece una *feed-in tariff* sul biometano prodotto, ritirato dal GSE e venduto al mercato al mercato a prezzi competitivi; questo meccanismo sarà accessibile indicativamente in modo simile a quanto già in essere per le rinnovabili elettriche, con possibilità di differenziare i contingenti sia in relazione alla taglia degli impianti che alla tecnologia/materia prima utilizzata. Accanto al meccanismo della *feed-in*, sarà anche messo in piedi un meccanismo di Garanzie di Origine, che potrà andare in parallelo e consentirà agli utenti finali di finanziare in modo volontario il meccanismo. In tal modo la tariffa *feed-in* può essere scontata del prezzo di vendita della

² La semplificazione dovrà coinvolgere anche le procedure per gli impianti di generazione off-shore, attualmente stabilite dall'art. 12 del Decreto Legislativo del 20 dicembre 2003, e che coinvolgono molteplici livelli di competenza visto che l'autorizzazione deve essere rilasciata dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti sentiti il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

FIGURA 4. BIOMETANO: FONDI ASSEGNATI E PRODUZIONE AGGIUNTIVA



GDO. Non sembrano quindi al momento previsti obblighi di acquisto per i settori diversi da quello del trasporto. Il Governo dovrà emanare entro giugno 2021 un decreto legislativo attuativo della RED II (o un'altra normativa primaria) per definire un meccanismo di promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile. Entro dicembre 2021, un decreto MiTE dovrà invece stabilire le modalità e le specifiche di attuazione del meccanismo di promozione nell'ambito del settore industriale, terziario e residenziale.

Nel Piano mancano fondi a sostegno dei biocarburanti diversi dal biometano, limitando quindi il contributo di queste fonti alla riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti per i veicoli a motore.

IDROGENO

Il PNRR consegnato alla Commissione prevede l'impiego 3,2 miliardi di euro (del RRF) nello sviluppo dell'idrogeno, circa 1 miliardo in più rispetto a quanto previsto dalla versione del PNRR pubblicata a gennaio, oltre a dare maggior dettaglio nella descrizione degli interventi normativi a favore della penetrazione di questa nuova tecnologia.

In questo ambito, il Governo prevede di investire mezzo miliardo di euro nella riconversione di aree industriali dismesse in siti per la produzione industriale. In questo modo sarà possibile ridurre i costi di realizzazione degli impianti, sfruttando aree inutilizzate già collegate alla linea elettrica. Vista l'ampiezza delle aree inutilizzate a disposizione e la posizione strategica di molti di questi spazi, questa soluzione sembra offrire gli strumenti ottimali per

la creazione di una rete dell'idrogeno granulare e raggiungibile dalle PMI. Almeno nella fase iniziale, il trasporto di idrogeno avverrà tramite camion o attraverso gasdotti dedicati preesistenti ove presenti.

Il Governo assegna poi 2 miliardi di euro per introdurre l'utilizzo dell'idrogeno nei settori *hard-to-abate*, come nei settori dei prodotti chimici, della carta, dell'acciaio, del vetro e nelle raffinerie, dove altre soluzioni per la riduzione delle emissioni non sono implementabili. Un altro mezzo miliardo di euro è invece assegnato alla sperimentazione dell'uso dell'idrogeno nel trasporto stradale e ferroviario, con l'installazione di stazioni di rifornimento a idrogeno in posizioni strategiche e con la conversione a idrogeno di alcune linee ferroviarie non elettrificate in aree con alta intensità di traffico ferroviario, mentre 200 mila euro saranno dedicati a progetti di ricerca e sviluppo sulle fasi della catena idrogeno.

Gli investimenti nell'idrogeno sono accompagnati da due filoni di riforme. Il primo è volto alla semplificazione amministrativa e alla riduzione delle barriere alla diffusione dell'idrogeno, tramite le seguenti azioni normative:

- definizione di requisiti tecnici di sicurezza per la produzione, il trasporto (nella rete del gas naturale), lo stoccaggio e l'utilizzo dell'idrogeno, tramite decreti emessi dal Ministri dell'Interno e dal Ministro della Transizione Ecologica
- semplificazione delle procedure per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde, tramite la costituzione di uno sportello unico per la concessione delle autorizzazioni a impianti di produzione di idrogeno da RES su piccola scala
- regolamentazione, da parte dell'ARERA, della partecipazione degli impianti di produzione a idrogeno ai servizi di rete
- definizione, tramite intervento dell'ARERA e del GSE, di un sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile
- disegno, da parte del MiTE e del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS), degli interventi necessari per la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso le aree di servizio autostradali, i magazzini logistici, i porti, e gli altri luoghi di interesse strategico.

Il secondo filone è invece incentrato sulla promozione del consumo e della produzione dell'idrogeno per incrementarne la competitività e facilitarne l'integrazione nel sistema energetico. Le azioni di riforma sono basate sull'istituzione di incentivi fiscali alla produzione di idrogeno, nell'ambito del progetto di revisione dei meccanismi di tassazione degli energetici e degli schemi di sovvenzione inefficiente per le fonti fossili, e sullo stimolo del consumo nel settore dei trasporti tramite il recepimento della RED II.

MOBILITÀ SOSTENIBILE

Gli interventi dal PNRR coprono il tema della mobilità sostenibile con diversi gruppi di misure: da una parte il Piano definisce interventi volti a rafforzare le infrastrutture pubbliche, per trasferire il trasporto dai mezzi privati a quelli pubblici, andando a potenziare le forme di trasporto collettive, dall'altra delinea gli interventi volti a ridurre le emissioni dei mezzi di trasporto, pubblici e privati, con investimenti e riforme mirate a incrementare l'elettrificazione dei mezzi o alla transizione verso altri carburanti più sostenibili, come l'idrogeno e il biometano (con gli interventi presentati sopra).

Relativamente agli interventi a sostegno dell'elettrificazione dei mezzi, nella Missione 2, il Piano assegna quasi un miliardo di euro allo sviluppo stazioni di ricarica autostradali e nei centri urbani, per un totale di circa 21 mila nuovi punti di ricarica, andando a coprire una buona parte del fabbisogno energetico richiesto dai veicoli elettrici (32 mila stazioni pubbliche) per raggiungere il *target* Italia nell'ambito dell'iniziativa comunitaria *recharge and refuel* ([Newsletter 253](#)). Sempre nell'ambito della mobilità sostenibile, altri 3,6 miliardi di fondi sono poi assegnati all'acquisto di oltre 3000 bus e 50 treni a bassa emissione e di 100 carrozze rivestite con pannelli fotovoltaici.

EFFICIENTAMENTO E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI

La riduzione delle emissioni degli edifici è un elemento cruciale per il raggiungimento degli obiettivi nazionali, visto che rappresentano un terzo dei consumi energetici italiani, e sono in larga parte stati realizzati prima dell'introduzione dei requisiti per l'efficienza energetica.

Oltre agli interventi a favore della riqualificazione degli edifici pubblici e dei bonus per gli interventi di efficientamento pubblico e privato nell'ambito dell'iniziativa del Superbonus 110%, il Piano prevede di assegnare 200 milioni di euro allo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento. Nello specifico, l'intervento punta alla realizzazione di 330 km di reti di teleriscaldamento efficiente e alla costruzione di impianti o connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW.

LA GOVERNANCE DEL PIANO

Nel Piano, il Governo introduce le modalità e le responsabilità di attuazione e monitoraggio degli interventi presentati. Nonostante le prime indicazioni, molti aspetti che guideranno l'implementazione del PNRR devono però ancora essere definiti nel dettaglio.

Per la realizzazione degli investimenti e delle riforme, il Governo assegna alle Amministrazioni centrali, alle Regioni e agli enti locali competenti la responsabilità per l'attuazione degli interventi e per i controlli sulle procedure. Il Governo dispone poi l'individuazione, all'interno di ciascuna Amministrazione centrale con responsabilità su una Missione o Componente, di una struttura di coordinamento con compiti di monitoraggio e verifica. Il coordinamento centrale e la supervisione del PNRR sono invece in capo al Dipartimento della Ragioneria Generale dello Stato, all'interno del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), presso cui verrà anche istituito un dedicato organismo di *audit*, in posizione di indipendenza e responsabile del sistema di controllo. Questa struttura centrale fungerà anche da punto di contatto con la Commissione.

Infine, il Governo predispone la costituzione di una Cabina di Regia presso del Presidenza del Consiglio dei Ministri, con la responsabilità di verifica sull'avanzamento degli interventi del PNRR. La Cabina dovrà inoltre monitorare l'efficacia delle azioni volte a rafforzare la capacità amministrativa, assicurare la cooperazione tra i soggetti coinvolti nella realizzazione del Piano, interagire con le amministrazioni responsabili, e proporre la sostituzione dei poteri e modifiche normative, ove necessario.

TABELLA 2. GLI INTERVENTI NORMATIVI PREVISTI DAL PNRR (Aprile 2021)

Area di intervento	Interventi/riforme	Documenti di attuazione	Termine
Ambiente	Semplificazione e razionalizzazione delle procedure di valutazione ambientale (VIA) degli interventi previsti dal PINIEC e dal PNRR	Misure urgenti: decreto legge	31/05/2021
		Misure a regime: legge delega del MiTE	31/12/2021
Distribuzione gas	Modifica della normativa per le concessioni di distribuzione del gas naturale per facilitare ed accelerare lo svolgimento delle gare da parte degli enti territoriali minimi	Legge annuale della concorrenza 2021 e successivo provvedimento attuativo	31/12/2022
Rete elettrica	Adozione di norme per una tempestiva attuazione dei piani di sviluppo della rete per l'energia elettrica	Legge annuale della concorrenza 2022	Non specificato
Concessioni idroelettriche	Modifiche della disciplina in materia di concessioni di grande derivazione idroelettrica per favorire l'assegnazione trasparente e competitiva delle concessioni	Legge annuale della concorrenza 2021 e successivo provvedimento attuativo (2022)	31/12/2022
Fine Tutela	Norme per il completamento del processo di liberalizzazione nel settore della vendita di energia elettrica previsto per il 2023, attraverso l'adozione di regole finalizzate ad assicurare un passaggio consapevole e trasparente al mercato libero della clientela domestica e delle micro-imprese	legge annuale concorrenza o altro provvedimento normativo	Non specificato
FER elettriche	Semplificazione del quadro normativo FER, in continuità con quanto previsto dal Decreto Semplificazioni	Non specificato	Non specificato
	Emanazione di una Disciplina per definire i criteri per individuare le aree idonee all'installazione di impianti FER (con potenza almeno pari a quella prevista dal PNIEC)	Non specificato	Non specificato
	Estensione del meccanismo FER a tecnologie non mature e estensione del periodo di svolgimento delle aste	Non specificato	Non specificato
	Agevolazioni normative per gli investimenti nei sistemi di stoccaggio (come nel decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944)	Non specificato	Non specificato
Biometano	Normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile volta a promuovere la produzione e l'utilizzo del biometano anche in settori diversi da quello dei trasporti e a sostenere la riconversione degli impianti esistenti nel settore agricolo	Decreto di recepimento RED II (o altra norm. primaria)	30/06/2021
		Decreto MiTE	31/12/2021
Idrogeno	Emissione di norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto (nella rete del gas naturale), stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno	Decreti dei Ministri dell'Interno e Transizione ecologica	Non specificato
	Semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde, tramite costituzione di uno sportello unico per la concessione di autorizzazione a impianti di produzione di idrogeno su piccola scala da RES	Non specificato	Non specificato
	Emanazione di una Regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete	ARERA	Non specificato
	Definizione di un sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile al fine di dare segnali di prezzo ai consumatori	ARERA e GSE	Non specificato
	Adozione di misure per la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc.	Accordo MiTE e MIMS per definire le aree di rifornimento selezionate per la realizzazione di corridoi H2	Non specificato
	All'interno del progetto più ampio di revisione generale della tassazione dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili	Normativa volta allo stimolo della produzione di idrogeno verde tramite l'istituzione di incentivi fiscali	Non specificato
	Interventi a sostegno del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti	Decreto di recepimento RED II	Non specificato

Fonte: PNRR

Green Deal, a che punto siamo? Stato di avanzamento e prossimi passi

È ormai passato un anno e mezzo dalla presentazione del Green Deal, l'ambiziosa strategia europea che si prefigge di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra dell'Unione Europea al 2050 e promuovere una crescita sostenibile e dissociata dallo sfruttamento delle risorse. Nonostante l'emergenza COVID-19, per ora la Commissione Europea è riuscita a rispettare la tabella di marcia proposta alla fine del 2019, avviando importanti riforme quali la legge sul clima, ma ancora molto rimane da fare: entro la metà del 2021 sono attesi i provvedimenti più importanti.

È ormai passato un anno e mezzo dalla presentazione dell'ambiziosa strategia lanciata dalla Commissione Von der Leyen (Il [Green Deal europeo](#)) al fine di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra dell'Unione Europea al 2050 e promuovere una crescita sostenibile e dissociata dallo sfruttamento delle risorse ([Newsletter 239](#)).

La strategia definita nel documento si è proposta una serie di obiettivi, raggruppati in dieci macro-punti fondamentali, tra cui rendere più ambiziosi gli obiettivi dell'UE in materia di clima per il 2030 e il 2050, garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura, e accelerare la transizione verso una mobilità sostenibile e intelligente, da perseguire tramite un piano di riforme organico che coinvolga tutti i settori interessati in uno sforzo collettivo per raggiungere la completa transizione energetica.

TABELLA DI MARCIA 2020-2021: STATO DELL'ARTE

Il *Green Deal*, secondo quanto già annunciato dalla Commissione Europea, farà leva su tutte le azioni politiche a disposizione dell'UE, quali regolamentazione e normazione, investimenti, promozione dell'innovazione, riforme nazionali e dialogo sia a livello internazionale che con le parti sociali.

Il documento di presentazione del *Green Deal* europeo contiene una tabella di marcia ([Roadmap](#)) per il biennio 2020-2021, delineata con maggior precisione nei programmi di lavoro della Commissione Europea, che elenca 47 azioni chiave

da intraprendere in ciascuna macro-area, di cui le prime undici in materia di clima ed energia (**Tabella 1**). La maggioranza delle ambizioni previste per il 2020 hanno carattere di strategia non legislativa e delineano le linee guida per ciascun ambito di azione, mentre per il 2021 sono attesi una serie di provvedimenti a carattere legislativo e vincolante.

Il primo e più importante provvedimento per il 2020 è stata la proposta di regolamento della Commissione Europea per una Legge europea sul clima, presentata nella sua prima versione il 4 marzo 2020¹ e successivamente rivista² per includere i nuovi obiettivi sanciti dal Piano per l'obiettivo climatico 2030, già previsto per l'estate e presentato a settembre 2020 ([Newsletter 246](#)).

I negoziatori del Parlamento europeo e del Consiglio hanno recentemente raggiunto un accordo sugli elementi fondamentali della legge, che sancisce per la prima volta il vincolo giuridico a raggiungere la neutralità climatica al 2050 e rappresenta la pietra miliare della legislazione del *Green Deal*. Oltre all'azzeramento delle emissioni, la legge stabilisce l'impegno a emissioni negative dopo il 2050 e l'obiettivo di riduzione delle emissioni nette di gas serra al 2030 al 55% rispetto al 1990, proposto dal Piano per l'obiettivo climatico 2030 per accrescere il precedente *target* fissato al 40%. Inoltre, il documento fa riferimento alla necessità di un regolamento relativo all'uso del suolo, ai cambiamenti di uso del suolo e alla silvicoltura (LULUCF) più ambizioso (che la Commissione dovrà proporre entro giugno), al processo di definizione dell'obiettivo di emissioni al 2040 e all'istituzione

¹ Proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima), COM/2020/80 final.

² Proposta modificata di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima), COM/2020/563 final.

TABELLA 1. ROADMAP CLIMA ED ENERGIA DEL GREEN DEAL

Settore	Azioni	Calendario Green Deal	Calendario effettivo
AMBIZIONE IN MATERIA DI CLIMA	Proposta di una normativa europea sul clima che sancisca l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050	Marzo 2020	Marzo 2020
	Piano globale per portare l'obiettivo dell'UE per il 2030 in materia di clima ad almeno il 50 % e verso il 55 % in modo responsabile	Estate 2020	Settembre 2020
	Proposte di revisione delle misure legislative pertinenti al fine di conseguire obiettivi ambiziosi in materia di clima, in seguito alla revisione della direttiva sul sistema per lo scambio di quote di emissioni; regolamento sulla condivisione degli sforzi; regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura; direttiva sull'efficienza energetica; direttiva sulle energie rinnovabili; norme relative ai livelli di prestazione di autovetture e furgoni per quanto riguarda le emissioni di CO ₂	Giugno 2021	
	Proposta di revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia	Giugno 2021	
	Proposta di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere per determinati settori	2021	
	Nuova strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici	2020/2021	Febbraio 2021
ENERGIA PULITA, ECONOMICA E SICURA	Valutazione dei piani nazionali per l'energia e il clima	Giugno 2020	Settembre 2020*
	Strategia per l'integrazione settoriale intelligente	2020	Luglio 2020
	Iniziativa per un'"ondata di ristrutturazioni" nel settore dell'edilizia	2020	Ottobre 2020
	Valutazione e riesame del regolamento sulle reti transeuropee dell'energia	2020	Dicembre 2020
	Strategia per l'energia eolica offshore	2020	Novembre 2020

*pubblicazione della valutazione d'impatto complessiva

Fonte: Commissione Europea

di un comitato scientifico consultivo indipendente sui cambiamenti climatici. Il testo dell'accordo è stato pubblicato il 5 maggio e si attende a breve l'approvazione formale della legge.

A luglio 2020 è stata presentata anche la Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico³, che costituirà il quadro di riferimento per la transizione verso un'energia verde tramite l'integrazione e la gestione organica dei settori energetici. La strategia si basa su tre assi portanti: un sistema energetico più circolare, una maggiore elettrificazione diretta dei settori d'uso finale e la promozione dei combustibili puliti nei settori difficili da elettrificare. A tali scopi, prevede la revisione di una serie di atti legislativi in questa direzione, oltre a diverse proposte specifiche, quali la graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili, una rete di un milione di punti di ricarica per veicoli elettrici che affianchi l'espansione dell'energia solare ed eolica, una nuova classificazione e un sistema di certificazione per i combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, l'agevolazione del riutilizzo del calore di scarto dei siti industriali e dei centri di dati, incentivi alla mobilitazione di rifiuti e residui biologici dei settori agricolo, alimentare e forestale e sostegno allo sviluppo di capacità delle comunità dell'energia circolare

rurali, la fissazione di criteri e obiettivi minimi obbligatori in materia di appalti pubblici verdi in relazione all'energia elettrica da fonti rinnovabili, il finanziamento di progetti pilota per l'elettrificazione dei processi termici a bassa temperatura nei settori industriali attraverso Orizzonte Europa e il fondo per l'innovazione, e la valutazione dell'estensione dell'*Emission Trading System* (ETS) a nuovi settori. In questo contesto si inserisce anche la proposta di revisione del regolamento sulle reti transeuropee dell'energia (TEN-E)⁴, attualmente in discussione presso il Consiglio e il Parlamento europeo.

La Commissione propone criteri vincolanti di sostenibilità che tutti i progetti dovranno soddisfare, l'esclusione delle infrastrutture per il petrolio e il gas naturale dalle categorie ammesse a beneficiare dei sostegni, nuove disposizioni sugli investimenti nelle reti intelligenti per integrare i gas puliti (es. biogas e l'idrogeno rinnovabile) e sul sostegno ai progetti di mutuo interesse (PMI - *Projects of Mutual Interest*) e misure volte a semplificare le procedure amministrative.

Un'altra azione prevista dalla tabella di marcia del biennio e presentata nel novembre 2020 dalla Commissione è la Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili *off-shore* per

³ Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico, COM/2020/299 final.

⁴ Proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013, COM/2020/824 final.

un futuro climaticamente neutro⁵. Questa proposta si concentra soprattutto sull'energia eolica *off-shore*, di cui si propone di accrescere la capacità almeno a 60 GW entro il 2030, e a 300 GW entro il 2050 (a fronte dei 12 GW al 2020). Questa capacità dovrebbe essere integrata al 2050 da 40 GW di energia oceanica e altre tecnologie emergenti, quali l'eolico e il fotovoltaico galleggianti.

Gli investimenti necessari stimati per raggiungere questo obiettivo raggiungono quasi 800 miliardi di euro, da stimolare tramite la mobilitazione di tutti i fondi pertinenti (quali InvestEU e Orizzonte Europa) e l'incoraggiamento agli Stati Membri a utilizzare il dispositivo per la ripresa e la resilienza a questo scopo.

La strategia è stata inoltre corredata di un documento di lavoro che illustra come realizzare progetti offshore conformi alle regole attuali e considera eventuali necessari adattamenti della legislazione corrente ai bisogni specifici di progetti ibridi. Tra le altre azioni previste dalla *Roadmap*, la Commissione ha presentato nel 2020 la strategia "Un'ondata di ristrutturazioni"⁶ per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici, la Strategia dell'UE per l'idrogeno⁷ e, a febbraio 2021, la proposta sulla nuova strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici⁸, declinata in quattordici obiettivi e le azioni necessarie a raggiungerli.

TABELLA DI MARCIA 2020-2021: NEXT STEPS

Nel suo programma per il 2021 (Programma di lavoro della Commissione 2021), la Commissione Europea ha già delineato e precisato le azioni definite nella *Roadmap* relativa al *Green Deal*, raggruppando i provvedimenti nell'ambito clima ed energia nel pacchetto "Fit for 55%" (**Tabella 2**). Tutte le iniziative qui previste hanno carattere legislativo, andando quindi a precisare e a rendere vincolanti le proposte fin ora espresse attraverso le varie strategie pubblicate nel 2020. In particolare,

una serie di proposte di revisioni di regolamenti e direttive tra loro strettamente interconnesse, per le quali sono già state pubblicate delle valutazioni d'impatto preliminari e avviate tra il 2020 e i mesi scorsi delle consultazioni pubbliche, è attesa entro giugno 2021 ([Newsletter 241](#)).

Le prime riforme riguardano l'adattamento organico della direttiva sull'ETS⁹ e del pacchetto "*Clean Energy for All Europeans*" ai nuovi obiettivi climatici al 2030. Per quanto riguarda la revisione della direttiva sull'ETS, il sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE, la Commissione sta valutando una serie di opzioni per un rafforzamento generale dell'ETS al fine di adeguare l'obiettivo della fase 4 (2021-2030) al 55% di riduzione di emissioni, quali l'inclusione del settore marittimo (almeno per le emissioni intra-UE), la possibile valutazione dell'inclusione di emissioni di altri settori quali il trasporto stradale e l'edilizia, la revisione dei parametri della *Market Stability Reserve*, un nuovo fattore lineare di riduzione da qui al 2030 e una possibile riduzione *one-off* del *cap* per avvicinarlo agli attuali livelli di emissione. Inoltre, si prevede di aggiornare le norme del settore aviazione, attuando il regime di compensazione e riduzione delle emissioni di anidride carbonica del trasporto aereo internazionale (CORSIA) e aumentando la percentuale di quote messe all'asta nel quadro del sistema degli operatori aerei.

In linea con i nuovi obiettivi al 2030, è in corso la valutazione di eventuali revisioni di due altre importanti direttive, la direttiva sulle energie rinnovabili (REDII)¹⁰ e la direttiva sull'efficienza energetica (EED)¹¹; in questo caso, non è ancora stata chiarita l'entità della revisione delle direttive, quale delle opzioni proposte verrà implementata e quali saranno concretamente le modifiche apportate. Inoltre, le revisioni previste per attuare l'impegno sul piano climatico ed energetico accentuano ulteriormente il rischio di rilocalizzazione delle

⁵ Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili *off-shore* per un futuro climaticamente neutro, COM/2020/741 final.

⁶ Un'ondata di ristrutturazioni per l'Europa: invertire gli edifici, creare posti di lavoro e migliorare la vita, COM/2020/662 final.

⁷ Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra, COM/2020/301 final.

⁸ Plasmare un'Europa resiliente ai cambiamenti climatici - La nuova strategia dell'UE di adattamento ai cambiamenti climatici, COM/2021/82 final.

⁹ Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni del gas a effetto serra nell'Unione e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio.

¹⁰ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

¹¹ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

TABELLA 2. PACCHETTO "FIT FOR 55%"

Iniziativa	Calendario
Revisione del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (ETS), compresi i settori marittimo, aereo e il regime CORSIA e una proposta relativa al sistema ETS come risorsa propria	2° trimestre 2021
Meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM) e proposta relativa al CBAM come risorsa propria	2° trimestre 2021
Regolamento sulla condivisione degli sforzi	2° trimestre 2021
Modifica della direttiva sulle energie rinnovabili volta ad attuare l'ambizioso nuovo obiettivo climatico per il 2030	2° trimestre 2021
Modifica della direttiva sull'efficienza energetica volta ad attuare l'ambizioso nuovo obiettivo climatico per il 2030	2° trimestre 2021
Revisione del regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura	2° trimestre 2021
Riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia	2° trimestre 2021*
Revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici	2° trimestre 2021
Revisione della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi	2° trimestre 2021
Revisione del regolamento che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO ₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi	2° trimestre 2021
Revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia	4° trimestre 2021
Revisione del terzo pacchetto "Energia" sul gas (direttiva 2009/73/UE e regolamento n. 715/2009/UE) per la regolamentazione dei mercati del gas decarbonizzati e competitivi	4° trimestre 2021

* prevista per il 4° trimestre 2021 dall'Inception Impact Assessment

Fonte: Programma di lavoro 2021 della Commissione Europea

emissioni (*carbon leakage*) al di fuori dell'UE, dal momento che non tutti i paesi si stanno ponendo obiettivi altrettanto ambiziosi.

Per evitare che le imprese europee trasferiscano la produzione laddove le norme sulle emissioni sono meno stringenti, o che perdano di competitività rispetto alle imprese estere, la Commissione ha annunciato l'iniziativa per un Meccanismo di adeguamento del carbonio alla frontiera (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, o CBAM), che assicurerebbe che il prezzo dei prodotti importati nell'Unione rifletta il loro "contenuto" di emissioni di CO₂. Il meccanismo è pensato come alternativa alle misure dell'ETS che attualmente affrontano il rischio di *carbon leakage*, e deve essere disegnato in conformità alle regole dell'Organizzazione Mondiale del Commercio (WTO) e dei trattati commerciali dell'UE con altri paesi. Nonostante le critiche suscitate dai Paesi emergenti alla COP25 di Madrid, la Commissione ha avviato una consultazione pubblica nel 2020, e il Parlamento europeo ha svolto una procedura d'iniziativa, adottando a marzo 2021 una risoluzione che supporta la creazione di detto meccanismo. Diversi strumenti sono attualmente al vaglio della Commissione, tra cui una *carbon tax* su alcuni prodotti selezionati (sia del mercato interno sia di importazione), una nuova tassa sulle importazioni o un dazio doganale sul carbone, e un'applicazione dell'ETS ai prodotti importati.

Un altro tassello della revisione delle politiche energetiche nel quadro del *Green Deal* è la modifica della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici (ETD)¹², per la quale la Commissione preparerà delle modifiche basate su tre punti focali: la revisione dell'aliquota minima per le accise (che terrà conto dell'inflazione, del contenuto energetico e le relative emissioni), la differenziazione della tassazione per ciascun settore, rivedendo esenzioni e riduzioni, e infine la copertura di nuovi prodotti energetici (il cui uso potrebbe essere scoraggiato da una tassazione paritaria rispetto ai prodotti tradizionali).

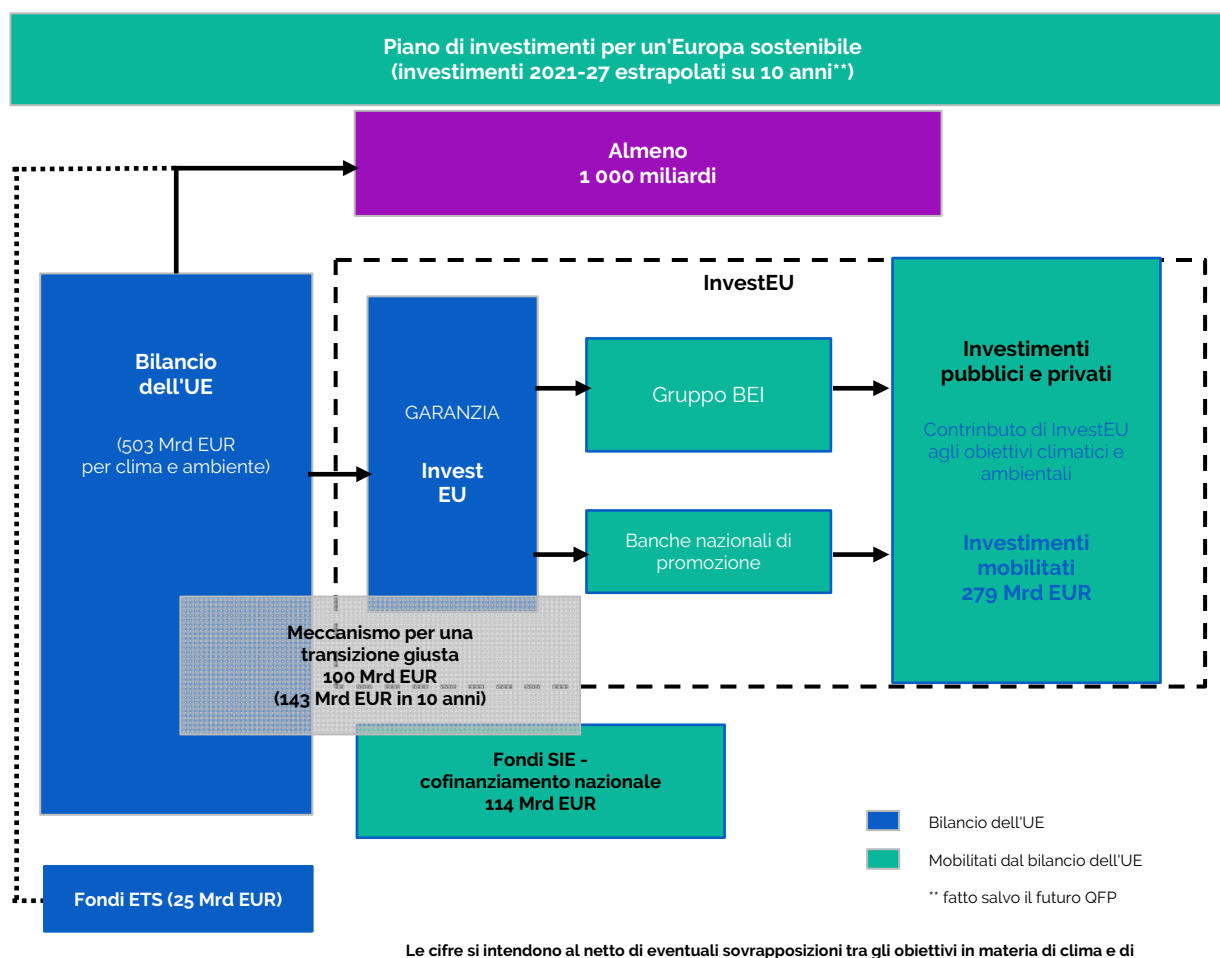
La Commissione ha inoltre pubblicato una valutazione d'impatto su una proposta di atto legislativo per la riduzione delle emissioni di metano nel settore energia (*oil, gas and coal*), inizialmente prevista per il secondo trimestre e ora pianificata per il quarto trimestre del 2021, e una revisione del terzo pacchetto "Energia" sul gas per la regolamentazione dei mercati del gas decarbonizzati e competitivi, in arrivo entro la fine dell'anno.

GLI INVESTIMENTI PREVISTI

Il piano di investimenti del *Green Deal* (Piano di investimenti per un'Europa sostenibile), pubblicato dalla Commissione Europea a inizio 2020, punta a fare leva sugli strumenti finanziari dell'UE per stimolare investimenti pubblici e fondi privati, per

¹² Direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

FIGURA 1. LE FONTI DI FINANZIAMENTO CHE PERMETTERANNO DI RAGGIUNGERE, NEL PROSSIMO DECENNIO*, ALMENO IL LIVELLO DI 1000 MILIARDI DI EURO NEL QUADRO DEL PIANO DI INVESTIMENTI PER UN'EUROPA SOSTENIBILE



* I dati stimati rappresentano una semplice estrapolazione, su un periodo di 10 anni, della proposta della commissione per il quadro finanziario pluriennale (QFP) 2021-2027, e non pregiudicano il prossimo QFP relativo al periodo successivo al 2027, presupponendo che le ambizioni in materia di clima saranno quanto meno mantenute.

Fonte: Commissione Europea "Piano di investimenti del Green Deal europeo"

un totale di investimenti previsto in almeno 1000 miliardi di euro nel decennio 2021-2030 (**Figura 1**). Il piano stimava già un fabbisogno di investimenti supplementari di 260 miliardi di euro l'anno per raggiungere gli obiettivi climatici al 2030, prima della revisione al rialzo di questi obiettivi, che di conseguenza richiederanno un investimento ancora maggiore nei prossimi anni.

Di conseguenza, la previsione di un incremento della spesa al 2040 pari al 2% del PIL potrebbe essere anticipata già al 2030. Il livello di finanziamenti proposto verrà raggiunto, in primo luogo, attingendo al bilancio a lungo termine dell'UE, che verrà destinato almeno per il 25% a contributo degli investimenti a favore del clima. Il contributo del bilancio UE si tradurrà in 503 miliardi

di euro, un importo conforme all'obiettivo proposto per il quadro finanziario pluriennale (QFP) 2021-2027 (comprese le voci di spesa presenti nel Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale, nel Fondo europeo agricolo di garanzia, nel Fondo europeo di sviluppo regionale, nel Fondo di coesione, in Orizzonte Europa e i fondi Life).

In secondo luogo, la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), che diventerà la banca dell'Unione per il clima, ha annunciato che aumenterà progressivamente la quota dei suoi investimenti destinata a clima e sostenibilità ambientale, fino ad arrivare al 50% delle sue operazioni entro il 2050. Inoltre, il piano stima di attrarre ulteriori fondi privati tramite la garanzia di bilancio dell'UE e, in particolare, tramite il programma InvestEU (che

dovrebbe mobilitare circa 279 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati nel settore).

Dal momento che è già evidente che questi fondi propri non basteranno a stimolare l'ondata di investimenti prevista, il piano annuncia che anche i bilanci nazionali e il settore privato saranno chiamati a contribuire in misura significativa; gli investimenti a bilancio dell'UE dovrebbero attivare nel decennio cofinanziamenti nazionali supplementari pari a 114 miliardi di euro, destinati a clima e ambiente. In aggiunta, i fondi per l'innovazione e la modernizzazione, che non fanno parte del bilancio dell'UE ma vengono finanziati utilizzando una parte degli introiti derivanti dalla vendita all'asta delle quote di emissioni nel quadro dell'ETS, contribuirebbero alla transizione verso la neutralità climatica con almeno 25 miliardi di euro.

La Commissione ha inoltre affermato di puntare a consentire investimenti sostenibili attraverso un quadro appropriato sugli aiuti di stato che riveda la disciplina precedente¹³, scaduta a fine 2020 e rinnovata fino al 2022 ([Newsletter 242](#)).

A tal fine, ha avviato una consultazione pubblica conclusasi a inizio 2021 e prevede di adottare la revisione di tale disciplina nel quarto trimestre 2021. I due punti fondamentali delineati sono la revisione dei criteri di compatibilità con la protezione dell'ambiente, per promuovere la transizione verde mantenendo un controllo efficace sulle distorsioni della concorrenza e del commercio, e una valutazione degli aiuti di stato per gli operatori *energy-intensive*.

Nel primo caso, la Commissione sta valutando se, e in che misura, è giustificata una distinzione tra aiuti alle operazioni e agli investimenti, e come le regole dovrebbero essere adattate di conseguenza, in che modo verrà richiesto agli Stati membri di identificare il contributo alla protezione dell'ambiente (ad esempio, secondo la Tassonomia UE), l'eventuale estensione degli obblighi delle aste competitive, l'estensione degli schemi ai concorrenti diretti, ai settori industriali collegati e ad altre aree dell'economia, e infine la possibilità di richiedere l'apertura degli schemi di supporto alle frontiere.

Nel secondo caso, le proposte varieranno da un semplice aggiornamento della lista dei settori interessati all'allineamento con le nuove regole sulla compensazione dei costi indiretti per la fase 4 dell'ETS.

Dal momento che il *Green Deal* si propone una transizione verde in cui "nessuna persona e nessun luogo sia trascurato", la Commissione ha inoltre proposto l'istituzione di un Meccanismo per la transizione giusta, incluso nel Piano di investimenti per un'Europa sostenibile, che metterà a disposizione fondi dedicati per le regioni e i settori più svantaggiati e più duramente colpiti dalla transizione.

Il suo sostegno mirato dovrebbe mobilitare almeno 100 miliardi di euro nel periodo 2021-2027 (143 miliardi al 2030), attenuando gli impatti socio-economici del *Green Deal*, in particolare sui lavoratori e le comunità che dipendono fortemente dai combustibili fossili. Il meccanismo si basa su tre pilastri principali: il Fondo per una transizione giusta, che prevede risorse proprie per 7,5 miliardi di euro di nuovi fondi UE, da sommarsi alla proposta della Commissione per il bilancio a lungo termine, più 10 miliardi di euro dall'*European Union Recovery Instrument* (negli anni 2021-2023), un sistema specifico per una transizione giusta nell'ambito di InvestEU per mobilitare fino a 45 miliardi di euro di investimenti privati a beneficio delle regioni interessate, e uno strumento di prestito per il settore pubblico, sostenuto dal bilancio UE in collaborazione con la BEI, al fine di mobilitare investimenti per 25-30 miliardi di euro.

Per poter beneficiare del Fondo per una transizione giusta, gli Stati membri dovranno individuare, tramite appositi piani territoriali e di concerto con la Commissione, i territori ammissibili, gli investimenti previsti e la loro coerenza con altre politiche di supporto nazionali e regionali, e impegnarsi a integrare le risorse ottenute dal fondo con contributi dal Fondo europeo di sviluppo regionale, dal Fondo sociale europeo Plus e risorse nazionali supplementari.

Il Fondo concederà principalmente sovvenzioni alle regioni, sostenendo i lavoratori e aiutandoli a ottenere le competenze necessarie rispendibili sul

¹³ Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, 2014/C 200/01.

mercato del lavoro del futuro e appoggiando le piccole e medie imprese, le *start-up* e gli incubatori impegnati a creare nuove opportunità economiche in questi territori.

Sono esclusi dall'utilizzo dei fondi la costruzione o la dismissione di centrali nucleari, la produzione relativa all'industria del tabacco, aiuti a imprese in difficoltà¹⁴ e tutti gli investimenti nella produzione, processazione, distribuzione, stoccaggio o combustione di combustibili fossili.

Oltre al sostegno finanziario, il meccanismo per una transizione giusta offrirà assistenza tecnica agli Stati membri e agli investitori tramite la piattaforma per una transizione giusta e garantirà il coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* coinvolti.

La Commissione europea ha emanato nel 2020 una proposta di regolamento per la creazione del Fondo per una transizione giusta, accolta dal Parlamento europeo, che ha proposto una serie di emendamenti; a seguito dei negoziati tra le tre istituzioni coinvolte (Commissione Europea, Parlamento europeo e Consiglio) si è raggiunto a inizio marzo un testo di compromesso, che il Parlamento dovrà votare nella prossima sessione plenaria di maggio.

¹⁴ ai sensi del Regolamento N° 651/2014.

A photograph of a forest with sunlight filtering through the trees, creating a warm and serene atmosphere. The sun is low in the sky, casting long rays of light through the dense canopy of green leaves. The forest floor is covered with fallen leaves and low-lying vegetation.

02

Mercato elettrico

Capacity market: la nuova consultazione accresce la possibilità di partecipazione

Nonostante l'alto numero di progetti partecipanti alle prime aste del Capacity Market, la capacità totale contrattualizzata risulta ancora inferiore alla domanda di adeguatezza di Terna. Si rende così necessaria la prosecuzione del meccanismo. La consultazione per la modifica della disciplina, pubblicato dal TSO, definisce una serie di opportunità vantaggiose per gli impianti di produzione non autorizzati e per gli impianti rinnovabili non programmabili.

Le prime aste del *Capacity Market* italiano, svolte nel 2019 con *delivery* prevista nel 2022-2023, sono state efficaci nel promuovere investimenti significativi in capacità di generazione nuova, indispensabile per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, anche in una prospettiva di *phase-out* del parco di generazione a carbone.

Tuttavia, nonostante l'alto numero di nuovi progetti partecipanti, la capacità totale contrattualizzata nelle aste è risultata inferiore rispetto alla domanda di adeguatezza di Terna ([Newsletter 245](#)). A questo si somma il rischio della mancata (o ritardata) realizzazione degli impianti già contrattualizzati, ma ancora in attesa dei titoli autorizzativi.

La necessità di garantire l'adeguatezza rende quindi imprescindibile la prosecuzione del meccanismo su orizzonti di *delivery* successivi, al fine sia di riallocare sul mercato la capacità già contrattualizzata che non avrà raggiunto le autorizzazioni con le tempistiche previste e sia per acquistare la capacità addizionale necessaria a raggiungere il *target* previsto da Terna.

Il 4 maggio 2021 Terna ha pubblicato sul proprio sito la consultazione della disciplina aggiornata del *Capacity Market*, per il periodo di consegna 2024-2025. Le modifiche proposte dal TSO definiscono condizioni più vantaggiose per gli impianti di capacità nuova non autorizzata, per gli impianti rinnovabili non programmabili (se integrati in portafogli di generazione diversificati) e per i sistemi di accumulo di tipo *energy intensive*.

REGOLE PER LA PARTECIPAZIONE DELLA CAPACITÀ: NUOVA DEADLINE PIÙ ELASTICA PER LA CAPACITÀ NON AUTORIZZATA

Terna propone innanzitutto delle condizioni più favorevoli per la partecipazione della capacità nuova, allentando i vincoli sul raggiungimento delle autorizzazioni e concedendo possibili deroghe sulla consegna. Per le unità di produzione non autorizzate nuove o in ripotenziamento, la precedente disciplina prevedeva che l'operatore potesse partecipare alle aste del *Capacity Market* certificando l'avvio del procedimento autorizzativo, senza essere quindi in possesso dei titoli autorizzativi. L'operatore che fosse risultato assegnatario di capacità, avrebbe dovuto, però, presentare a Terna entro i 24 mesi prima dell'inizio del periodo di consegna la dichiarazione attestante l'effettivo conseguimento di tutti i titoli abilitativi alla costruzione o al ripotenziamento dell'impianto. Tale termine era ridotto a 18 mesi in caso di periodo di pianificazione inferiore ai 3 anni tra le aste e la consegna della capacità.

Tale termine si è dimostrato parecchio stringente per gli operatori assegnatari di capacità nuova non autorizzata. Infatti, nonostante la proroga della *deadline* fino a giugno 2021, ci sono ancora diversi impianti¹ che rischiano di non ottenere le autorizzazioni entro i limiti fissati da Terna. In questo caso, il contratto stipulato con Terna verrebbe risolto e la capacità riallocata sul mercato.

Lasciando inalterato il principio generale della consegna dei titoli autorizzativi entro il termine di 24

¹ Sulla base delle informazioni pubbliche disponibili, la metà della capacità già contrattualizzata (circa 1.9 GW) sarebbe ancora in attesa dei titoli autorizzativi richiesti.

TAG: ancillary service, capacity Market, coal phase out, dispatching, electricity

mesi precedenti alla *delivery*, Terna, nel documento di consultazione, propone con riferimento alle Aste Madri con periodo di pianificazione inferiore ai 3 anni, che l'assegnatario di capacità nuova non autorizzata potrà inviare a Terna la dichiarazione sostitutiva e il cronoprogramma non oltre il 30 giugno dell'anno precedente al periodo di consegna (art. 73.4). Qualora l'operatore non riuscisse a ottemperare a tali obblighi, potrà richiedere di posticipare il periodo di consegna fino al 31 dicembre del primo anno di *delivery* con conseguente posticipo del termine finale del contratto (art. 72.2)

Risulta evidente come una tale proroga vada di fatto a incentivare la partecipazione alle aste della capacità nuova non contrattualizzata in quanto diminuisce il rischio di non rientrare nei tempi autorizzativi. Tuttavia, sembra non essere molto equa nei confronti della capacità nuova già autorizzata, per cui non si prevedono deroghe ma che potrebbe subire comunque dei ritardi (legati ad esempio alla consegna dei componenti o ad eventuali guasti) nella messa in esercizio dell'impianto.

POSSIBILITÀ DI ACCETTAZIONE PARZIALE DELL'OFFERTA MARGINALE E RISCHIO FALLIMENTI DI MERCATO

Altra modifica proposta da Terna riguarda il criterio di selezione delle offerte nel caso in cui la somma delle quantità accettate fino alle marginali sia superiore alla domanda complessiva nella medesima area. Secondo la disciplina precedente, Terna procedeva ad accettare le offerte ordinate in base ai valori crescenti di prezzo, alla flessibilità dell'impianto e infine agli indici di emissione. Nel caso di più offerte con lo stesso prezzo ed afferenti alla medesima tipologia di impianto (caratterizzati quindi dallo stesso indice di emissione e dallo stesso livello di flessibilità) Terna avrebbe assegnato la capacità tramite sorteggio. Con specifico riferimento alla capacità nuova, l'ultima offerta necessaria a soddisfare la domanda sarebbe stata accettata integralmente, anche se questa fosse stata superiore al quantitativo massimo da assegnare.

Terna propone di eliminare l'aleatorietà di selezione delle offerte e soprattutto di rimuovere il vincolo di

accettazione integrale. Il criterio di ordinamento delle offerte rimane invariato. Ma nel caso in cui, per chiudere la domanda, siano presenti più offerte con lo stesso prezzo ed afferenti alla stessa tipologia di impianto, Terna procede ad accettare queste ultime pro-quota "fino a concorrenza del quantitativo massimo da assegnare" (art. 27.4). La capacità accettata sarà pertanto suddivisa tra i vari operatori e solo fino al livello necessario alla chiusura della domanda.

Una tale proposta, se da un lato elimina l'iniquità del meccanismo del sorteggio, dall'altro comporta un duplice livello di rischio: uno a carico dell'operatore e l'altro sul mercato.

L'operatore, qualora risultasse assegnatario di capacità solo per una parte rispetto a quella totale offerta in fase d'asta, si ritroverebbe a ricevere un premio insufficiente a coprire i costi di investimento. Al fine di evitare una tale situazione, in caso di accettazione parziale dell'offerta associata a capacità nuova, Terna dà facoltà all'operatore di rinunciare, entro un giorno dalla comunicazione dell'esito delle aste, all'impegno di capacità per la quota che non è stata accettata integralmente (art. 28.3).

Sul mercato, si potrebbero verificare esiti opposti: nel caso estremo in cui nessun operatore rinunciasse al proprio impegno di capacità (ad esempio perché la porzione di impianto remunerata è sufficientemente alta), il mercato potrebbe essere reso lungo dalla capacità in eccesso rispetto a quella necessaria all'adeguatezza. Nel caso opposto in cui tutti gli operatori rinunciassero al proprio impegno di offerta (ad esempio perché l'ultima porzione di domanda viene suddivisa fra numerose offerte marginali), il mercato potrebbe invece trovarsi in una situazione di deficit della capacità necessaria all'adeguatezza del sistema elettrico.

LA VERIFICA DELLA CAPACITÀ NUOVA NON SARÀ LEGATA PIÙ ALLA NOMINA

Terna propone poi di modificare la metodologia per la verifica dell'obbligo sulla capacità nuova.

Secondo il precedente regolamento, l'operatore che gestisce un portafoglio di impianti di produzione, risultato assegnatario di capacità nuova, avrebbe dovuto nominare in ciascun anno e

per ciascuna zona almeno il 50% del suo obbligo di capacità nuova effettivamente su impianti di nuova costruzione. In questo modo Terna si sarebbe accertata dell'effettiva realizzazione dell'impianto.

Nel documento di consultazione Terna propone di non legare più la verifica degli obblighi alla nomina delle unità di produzione, ma di verificare che per ciascun anno di consegna e per ciascuna zona, almeno il 50% della capacità nuova contrattualizzata venga offerta sui mercati dell'energia e dei servizi (art. 40.7).

Considerando che gli impianti nominati sono quelli su cui viene anche calcolato il corrispettivo variabile da restituire a Terna, l'operatore assegnatario di capacità nuova sarà, quindi, più libero di ottimizzare il proprio portafoglio, nominando gli impianti che gli permetteranno di minimizzare il corrispettivo da restituire.

OBBLIGO DI IMMISIONE PER LE UNITÀ NUOVE NON RILEVANTI

Sempre con riferimento alla capacità nuova, Terna ha proposto di aprire la partecipazione al mercato della capacità anche alle unità di produzione nuove non rilevanti (di potenza inferiore ai 10 MW), escluse dalla precedente disciplina². Per l'assegnatario di capacità nuova associata ad unità di produzione non rilevanti sarà previsto un obbligo di immissione di energia elettrica in rete pari al 50% della capacità contrattualizzata almeno nell'80% delle ore in cui si registra un prezzo MGP superiore allo *strike price* (art. 40.12). Questo è l'unico caso in cui la disciplina prevede un obbligo di immissione in capo all'operatore, finora soggetto solo all'obbligo di offerta sul MGP e sul MSD.

OTTIMIZZAZIONE DELLA CAPACITÀ RINNOVABILE ALL'INTERNO DI PORTAFOGLI DI GENERAZIONE

Durante la prima decade di ogni mese successivo a quello di consegna, l'assegnatario di capacità deve nominare gli impianti che hanno reso disponibile la capacità sul mercato. Tale meccanismo di nomina è necessario affinché Terna verifichi il rispetto dell'obbligo di offerta di tutti i MW contrattualizzati.

Ai fini del calcolo del corrispettivo variabile e con riferimento alla sola parte di capacità non accettata in vendita sui mercati, gli operatori hanno la possibilità di ridurre la propria nomina in funzione del fattore di carico del sistema. Tale riduzione della nomina, secondo la disciplina precedente, doveva essere differenziata per tipologia di capacità.

Con il nuovo documento di consultazione, Terna propone di eliminare tale differenziazione, lasciando all'operatore piena libertà di scegliere su quali impianti ridurre la nomina, con la possibilità di allocarla ottimamente tra la capacità programmabile e non programmabile (art. 51.4 lettera b). Tale approccio, che prescinde dalla distinzione tra le varie tipologie di capacità, può permettere una migliore gestione delle fonti rinnovabili all'interno del *Capacity Market*, riducendo il rischio di corrispettivo variabile nelle ore di indisponibilità della fonte di generazione e incentivando la partecipazione alle nuove aste di tutti quegli operatori che gestiscono un portafoglio di impianti di generazione diversificato tra programmabile e non programmabile.

CAMBIA IL CALCOLO DELLA CDP ANCHE PER GLI ACCUMULI

Nella precedente disciplina mancava un esplicito riferimento agli impianti *storage*, a cui veniva applicato un *derating* del 50%, comune a tutte le tecnologie definite nuove. Nel nuovo documento di consultazione, invece, Terna propone di costruire un *derating* specifico per gli accumuli elettrochimici, in funzione della capacità energetica equivalente di ciascun impianto (art. 14). Saranno, quindi, applicati coefficienti di *derating* maggiori per gli impianti *storage* di limitata capacità, mentre potranno essere valorizzati maggiormente sistemi di accumulo di tipo *energy intensive* in grado di erogare energia più a lungo, contribuendo all'adeguatezza del sistema.

Terna propone inoltre di semplificare l'attuale metodo di calcolo della capacità disponibile al picco (CDP), prevedendo tassi di *derating* differenziati non più per singola unità di produzione ma per tecnologia. Tale approccio, già adottato per gli impianti rinnovabili, non era applicato al parco

² Secondo la precedente disciplina, le uniche unità non rilevanti che potevano partecipare al *Capacity Market*, erano quelle già esistenti.

di generazione termoelettrico i cui tassi di *derating*, secondo la precedente disciplina, venivano calcolati in base alla "storia" di funzionamento di ogni singolo impianto. La nuova disciplina propone invece di calcolare la CDP in base al valore medio ponderato dei *derating* delle unità di produzione afferenti alla medesima tipologia utilizzati per le aste del 2022 e 2023. In questo modo si permette un trattamento più equo di quegli impianti che potevano essere penalizzati da contingenze registrate negli anni di analisi.

L'ADEGUAMENTO ALLE PIATTAFORME EUROPEE MODIFICA IL CALCOLO DEL CORRISPETTIVO VARIABILE

Al fine di considerare l'adeguamento alle piattaforme europee per lo scambio interzonale di energia elettrica e dei servizi di regolazione, così come previsto dal [Regolamento UE 2017/2195](#), Terna ha proposto di modificare il sistema di regole necessario per la verifica degli obblighi di offerte e per il calcolo del corrispettivo variabile.

Il prezzo di riferimento, in caso di offerta non accettata sui mercati, sarà calcolato come il massimo tra il 90° percentile delle offerte accettate in vendita su MSD e il massimo prezzo marginale registrato sulla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (RR)³ o sulla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria rotante (Piattaforma mFRR) (art. 51.8). Tale modifica si applica anche alle Aste Madri con periodo di consegna 2022 e 2023. A differenza della precedente regola, basata solo sul percentile del MSD nazionale, gli impianti italiani potrebbero trovarsi a restituire un corrispettivo variabile determinato da un prezzo di riferimento potenzialmente fissato da un operatore estero sulla piattaforma europea di bilanciamento.

CADE LA REGOLA DELL'ABILITAZIONE ANTICIPATA SU MSD PER LE UCMC

Il documento di consultazione introduce, per le unità di consumo (UCMC), la possibilità di poter partecipare all'asta del *Capacity Market* anche in assenza dell'abilitazione a MSD, e di qualificarsi

in un momento successivo entro il periodo di consegna (art. 41.1). Viene così derogata la precedente disciplina che richiedeva l'abilitazione preventiva a MSD.

LE MODIFICHE DELLE CONDIZIONI CONTRATTUALI SEGNALANO LA VOLONTÀ DI APPROVVIGIONARE CAPACITÀ A GAS IN SARDEGNA

Le modifiche introdotte da Terna nel documento di consultazione riguardano anche le regole generali del contratto. Circa le limitazioni delle responsabilità degli operatori assegnatari di capacità che sono venuti meno al proprio obbligo di offerta, Terna inserisce tra le cause di forza maggiore la "mancata o ritardata realizzazione a opera di terzi delle infrastrutture necessarie per la fornitura di gas a impianti di capacità nuova localizzati in Sardegna" (art. 9.3). Con questa modifica risulta chiara la volontà del TSO di allocare un contingente di capacità nuova in Sardegna, che dovrebbe permettere all'isola sarda di sostenere il *phase-out* dal carbone, scaricando gli operatori da eventuali inadempienze dovute ai ritardi nella realizzazione della rete di trasmissione e distribuzione del gas naturale.

All'art. 10, previo consenso di Terna, il documento di consultazione consente la cessione del contratto di capacità a soggetti terzi a patto che questi siano in possesso dei medesimi requisiti dell'assegnatario, abbiano prestato tutte le garanzie previste dalla Disciplina e siano in grado di soddisfare l'obbligo contrattuale. Tale condizione, non prevista nella precedente disciplina, permette così di agevolare un eventuale cambio di gestione dell'impianto di produzione oppure l'inserimento in un portafoglio più ampio di un operatore mandatario. Essendo l'impegno di capacità legato all'operatore, nei casi di cessione o mandato sull'impianto, il vecchio proprietario si trovava di fatto a dover adempiere ancora al proprio impegno di offerta. Secondo la nuova modifica, invece, la cessione del contratto comporta il totale trasferimento al cessionario dei diritti e degli obblighi di cui l'assegnatario cedente è titolare.

³ Sviluppata all'interno del progetto TERRE.

MAGGIOR CERTEZZA DELLE PENALI IN CASO DI INADEMPIMENTO DEFINITIVO

Secondo la precedente disciplina, in caso di Inadempimento Definitivo⁴ dell'obbligo di offerta della capacità contrattualizzata, l'assegnatario non solo sarebbe stato soggetto alla restituzione delle rate del premio percepito durante l'anno solare in cui si è verificato l'inadempimento, ma avrebbe anche dovuto restituire il corrispettivo variabile fino alla riallocazione della capacità da parte di Terna.

Nella disciplina oggetto di consultazione, il TSO propone di sostituire la restituzione del corrispettivo variabile nei mesi successivi alla dichiarazione dell'Inadempimento Definitivo con il pagamento di una penale fissa proporzionale ai mesi di contratto rimanenti.

Secondo la metodologia proposta, questa penale fissa mensile viene calcolata come il prodotto tra il premio ottenuto in asta, la CDP impegnata e una percentuale determinata in base alla quantità di anni di contratto rimanenti.

La nuova metodologia beneficerà, quindi, gli assegnatari con alti e frequenti livelli di indisponibilità in quanto permetterà di fissare il valore delle penali. Tuttavia, potrebbe risultare più onerosa per quelli che mostreranno inadempimenti più occasionali, che magari non avrebbero avuto delle indisponibilità rilevanti nel periodo post dichiarazione di inadempimento Definitivo.

⁴ Per inadempimento definitivo si intende il mancato rispetto dell'obbligo di offerta del 20% della capacità contrattualizzata per un numero di ore pari al 25% delle ore mensili, che si protrae per un periodo pari al minimo tra 3 mesi, anche non consecutivi, e il numero di mesi in cui il fornitore ha impegnato la sua capacità nel corso di un anno.

Aste rinnovabili: i risultati in Francia, Germania e Spagna

Positivi gli esiti delle prime aste rinnovabili del 2021 in Germania e Spagna, mentre una nuova ondata di gare è in corso in Francia, la cui conclusione è prevista entro il primo semestre di quest'anno e potrebbe incentivare lo sviluppo di circa 1.5 GW di nuova capacità Fer.

FRANCIA: PROCEDURE IN CORSO

A gennaio 2021 il governo francese ha aperto la procedura di dialogo competitivo per la progettazione di un parco eolico *off-shore* di circa 1000 MW al largo della Normandia e per la quale sono stati preselezionati sei candidati che presentavano le offerte più idonee all'esecuzione del progetto.

Tale dialogo ha l'obiettivo di ridurre i costi del progetto di costruzione della turbina e offre ai candidati la possibilità di migliorare costantemente le loro offerte durante la procedura di gara.

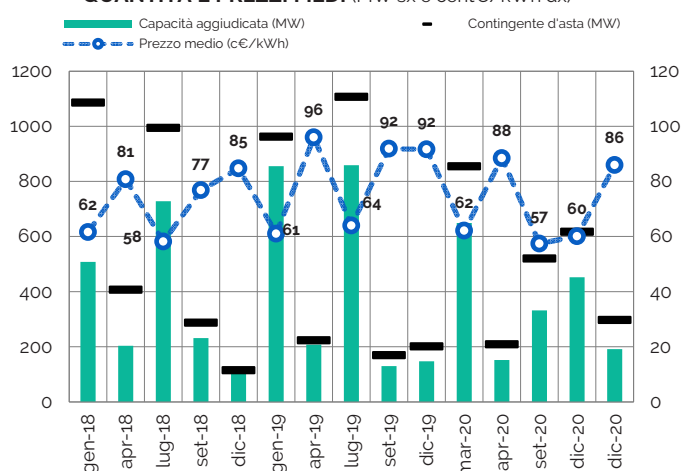
L'impresa vincitrice che si occuperà della costruzione e del corretto funzionamento dell'impianto verrà stabilita entro il 2022, mentre la messa in servizio del parco è prevista per il 2028.

Lanciato un bando anche per un altro parco eolico galleggiante al sud della Bretagna in cui il candidato vincitore potrà realizzare un impianto di capacità compresa tra 230 e 270 MW. La decisione circa i candidati preselezionati è stabilita per il prossimo 30 luglio.

Il solare fotovoltaico ha già visto l'assegnazione di 29 MW nelle Zone Non Interconnesse (ZNI¹): i progetti vincitori, in particolare, si trovano nella Guyana francese, lungo la costa nord-orientale del Sud America e a Mayotte, un arcipelago compreso tra il Madagascar e il Mozambico.

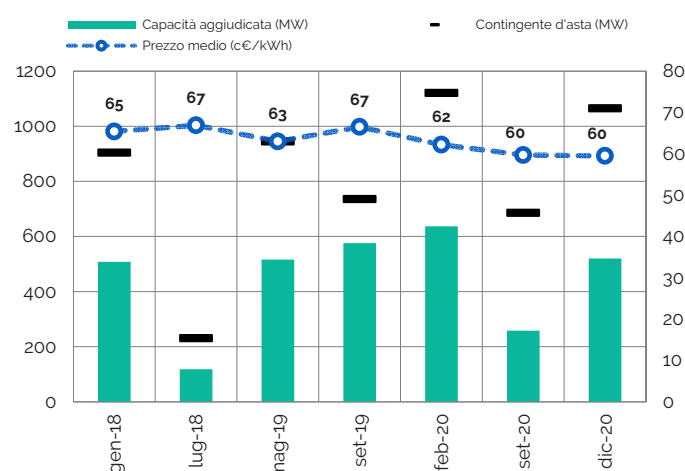
Un ulteriore *round* competitivo da 700 MW (estendibile fino a 1000 MW come previsto dal meccanismo del PPE) è stato aperto nella Francia continentale e la cui scadenza per la presentazione delle domande è prevista per il prossimo 25 giugno.

**FIGURA 1. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati CRE

**FIGURA 2. ESITI DELLE ASTE EOLICO: QUANTITÀ E
PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati CRE

¹ Le ZNI sono i territori francesi non direttamente collegati alla rete elettrica continentale e comprendono i territori insulari della Corsica, i dipartimenti d'oltremare (Guadalupa, Martinica, Riunione, Mayotte, Guyana), le comunità d'oltremare (Saint-Pierre-et-Miquelon, St-Martin, St-Barthélemy e Wallis-et-Futuna) e l'isola di Ponant al largo della Normandia. Per ogni ZNI viene istituito uno specifico piano energetico pluriennale sviluppato congiuntamente dal governo francese e le singole autorità locali.

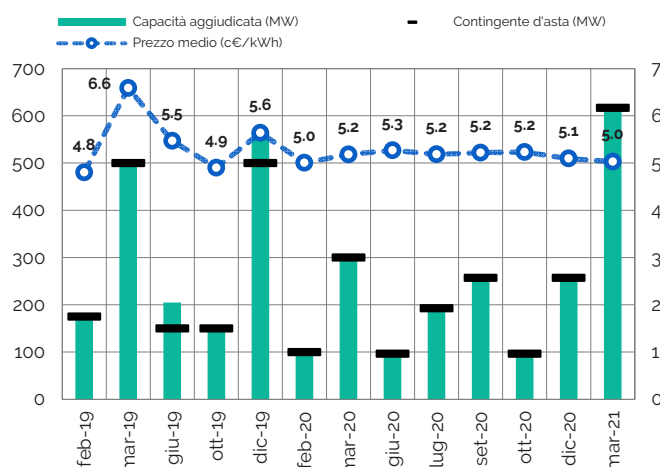
GERMANIA: BENE SOLARE ED EOLICO

Proseguono i risultati positivi per il solare fotovoltaico (*Newsletter 247*), con una partecipazione elevata da parte dei produttori. Nel corso del 2020 sono stati aggiudicati circa 1.3 GW di capacità a un prezzo medio di 5.2 €/c/kWh. Ottimi risultati anche nella prima asta di marzo 2021, con circa 600 MW assegnati ad un prezzo medio di 5 €/c/kWh.

Le offerte presentate nell'ultima asta di febbraio per l'eolico *on-shore* non hanno raggiunto la metà della potenza a gara (1500 MW), tuttavia sono stati assegnati circa 700 MW di capacità a un prezzo medio di 6 €/c/kWh, sostanzialmente in linea con gli siti delle ultime due aste del 2020.

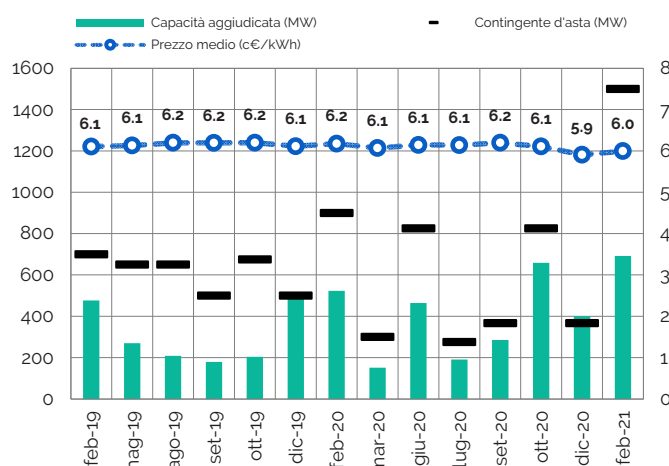
Una novità riguarda la strategia varata dal governo tedesco lo scorso aprile per stimolare un maggiore sviluppo delle fonti rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030. L'accordo prevede l'aumento della capacità eolica e solare da offrire all'asta nel 2022 e una riduzione degli oneri FER che devono sostenere i consumatori. Per il solare è prevista una capacità offerta di 6 GW nel 2022, che quindi triplica rispetto agli 1.9 stabiliti precedentemente; mentre per l'eolico *on-shore* si passa da 2.9 GW a 4 GW. Un'altra novità riguarda i volumi: i volumi che non dovessero essere aggiudicati nel 2021 e 2022 potranno essere rimessi a gara già l'anno successivo, anziché dopo due anni come avviene attualmente.

FIGURA 3. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FIGURA 4. ESITI DELLE ASTE EOLICO: QUANTITÀ E PREZZI MEDI (MW sx e cent€/kWh dx)



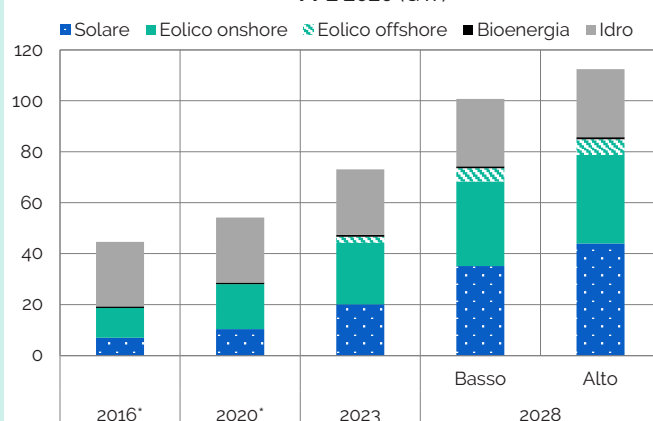
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FRANCIA: IL QUADRO REGOLATORIO

La Francia accelera sulla transizione energetica

Il Piano Pluriennale Energetico (PPE) di aprile 2020, la cui stesura è prevista dalla Legge sulla Transizione Energetica per la Crescita Verde (LTECV) del 2015, costituisce la base del futuro energetico della Francia per i prossimi anni. Il PPE, tracciando la traiettoria degli obiettivi di sviluppo energetico fino al 2028, consente alla Francia di contribuire in modo efficace alla lotta contro il cambiamento climatico fornendo gli strumenti necessari al raggiungimento dei sempre più sfidanti obiettivi di decarbonizzazione globale.

TRAETTORIA DI SVILUPPO DEL MIX RINNOVABILE PPE 2020 (GW)



* Valori storici

Fonte: RTE e PPE 2020

SPAGNA: AL VIA LA PRIMA GARA

Lo scorso 26 gennaio si è svolta la prima asta per la concessione di un regime di sostegno economico delle energie rinnovabili prevista dal nuovo meccanismo di incentivazione da parte del governo spagnolo per gli anni 2020-2025 ([Newsletter 248-249](#)).

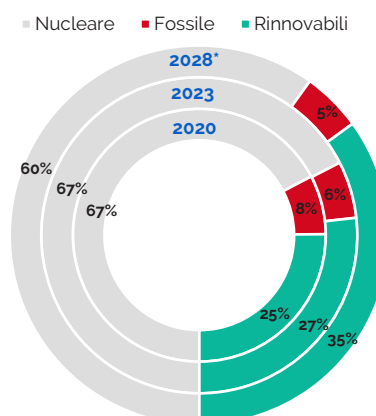
Durante questa prima procedura di gara è stata fissato un contingente d'asta pari a 3 GW di capacità installata, incrementabile fino a 3.2 GW. Tutta la capacità offerta è stata assegnata, con oltre 2 GW per il solare fotovoltaico e poco meno di 1 GW per l'eolico, a un prezzo medio di 24.8 €/MWh e di 25.3 €/MWh, rispettivamente.

I punti essenziali della *roadmap* tracciata dal PPE riguardano la riduzione dei consumi in tutti i settori e la diversificazione del *mix* energetico che vede protagonista un forte sviluppo delle fonti rinnovabili e una contestuale diminuzione delle fonti fossili e della produzione nucleare.

Con più di 25 GW di installato, l'energia idroelettrica rimane la principale fonte di energia rinnovabile in Francia e, mentre il suo sviluppo è rimasto stabile negli ultimi anni (così come previsto anche dal PPE per quelli a venire), la capacità solare ed eolica sono in costante crescita. Alla fine del 2020 il solare ha superato i 10 GW di capacità installata e, per rispettare il percorso delineato dal piano, dovrà essere raddoppiata entro il 2023. Obiettivi sfidanti anche per l'eolico, che alla fine del 2020 ha raggiunto circa 18 GW di capacità installata

e che dovrebbe portarsi a 24 GW entro il 2023, in aggiunta a oltre 2 GW di installazioni in mare aperto (che comprendono anche lo sviluppo delle meno avanzate tecnologie eoliche *off-shore* galleggianti). La produzione nucleare dovrebbe invece diminuire la sua presenza nel *mix* produttivo ad almeno il 50% entro il 2035 (contro l'attuale 67%) con la chiusura complessiva di 14 reattori, di cui fino a 8 entro il 2028, compresa la già avvenuta interruzione della centrale di Fessenheim a giugno 2020. La graduale riduzione dell'uso dei combustibili fossili sarà guidata principalmente dal *phase-out* del carbone: entro il 2022 dovrebbero chiudere le ultime quattro centrali attive (Le Havre, Cordemais, Saint-Avold e Gardanne) mentre gli usi civili e industriali dovranno porre fine all'utilizzo del carbone entro il 2025 e il 2030, rispettivamente.

SVILUPPO DEL MIX PRODUTTIVO FRANCESE PPE
2020 (%)



* Media di scenario Basso e scenario Alto
Fonte: RTE e PPE 2020

Sviluppo delle rinnovabili: evoluzione del meccanismo degli incentivi

Le energie rinnovabili in Francia beneficiano del sostegno statale e gli incentivi al loro sviluppo sono regolati dalla *Commission de Régulation de l'Énergie* ([CRE](#)). Il quadro giuridico francese di riferimento per le energie rinnovabili è rappresentato dal [Codice dell'Energia](#).

Prima della LTECV del 2015 il regime normativo a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili in Francia era basato su un sistema con obbligo di acquisto tramite la stipula di un *Power Purchase Agreement* (PPA) a tariffa *feed-in*¹, unitamente a un sistema di aste pubbliche nel caso in cui le iniziative commerciali dei produttori non fossero sufficienti a raggiungere gli obiettivi nazionali annuali definiti dal PPE. Il meccanismo della tariffa *feed-in* è stato progressivamente sostituito con un sistema a tariffa aggiuntiva (ovvero la tariffa premium) conferita al produttore sulla base di un contratto per differenza. La remunerazione variabile aggiuntiva viene calcolata ex-post come la

¹ La tariffa *feed-in*, conosciuta anche come tariffa omnicomprensiva, è un meccanismo di incentivazione attraverso il quale viene riconosciuta al produttore di energia da fonti rinnovabili una tariffa per tutta l'energia prodotta e immessa in rete, per un determinato numero di anni.

differenza tra il prezzo di vendita di mercato e una tariffa di riferimento stabilita mensilmente dalla CRE. La tariffa premium viene applicata soltanto ai progetti nuovi, quindi i produttori che hanno beneficiato di un contratto con tariffa *feed-in* prima dell'entrata in vigore della LTECV rimangono sottoposti a questo meccanismo.

Gli impianti di larga scala devono partecipare alle procedure di gara competitive per poter ottenere un sostegno economico al loro sviluppo. I bandi di gara sono obbligatori per i parchi eolici superiori ai 3 MW e per le installazioni fotovoltaiche con potenza superiore ai 100 kW. In base al tipo di tecnologia e alla grandezza dell'installazione, le procedure di gara si declinano in aste o dialoghi competitivi, in cui il sostegno viene attribuito soltanto ai vincitori di tali procedure. Le procedure di dialogo competitivo sono state introdotte ([Decreto n.2016-1129 del 17 agosto 2016](#)) per favorire lo sviluppo di tecnologie rinnovabili innovative (come gli impianti eolici *off-shore*, sia fissi che galleggianti), con lo scopo di gestire in modo ottimale i rischi e ridurre i prezzi dell'elettricità che ricadono sui contribuenti. La differenza con la procedura ad asta competitiva classica consiste nel fatto che il progetto viene progressivamente definito tramite un dialogo tra il Governo e le imprese che si offrono di portarlo a termine. Al termine del dialogo, il Ministero dell'Energia emette il capitolato d'onere definitivo e invita i candidati che hanno partecipato al dialogo a sottoporre le proprie offerte alla CRE; alla restante parte del procedimento si applica la classica procedura ad asta competitiva.

La programmazione trimestrale delle procedure di gara è stabilita dal PPE (per gli anni dal 2021 al 2024) per ogni tipologia di installazione, sulla base degli obiettivi da raggiungere negli anni a venire. Per il fotovoltaico è prevista una capacità complessiva incentivabile fino a 11,6 GW da inizio 2021 e per i tre anni successivi. In particolare, per il solare *ground-based* sono previste, nel secondo e nel quarto trimestre di ogni anno, aste competitive fino a 1000 MW di capacità incentivata a trimestre; per il solare *roof-top*, invece, le gare si svolgeranno durante i primi nove mesi di ogni anno, per una capacità incentivata fino a 300 MW a trimestre. Per l'eolico *on-shore*, invece, sono previsti complessivamente 7,4 GW di capacità installata da distribuire nel secondo e terzo trimestre di ogni anno (fino a 925 MW per ogni asta). Secondo l'Agenzia della Transizione Ecologica ([ADEME](#)) il potenziale per l'eolico *off-shore* ammonta a circa 16 GW, compatibilmente con le limitazioni imposte sugli usi delle risorse marittime.



03

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2021	AS 2020	Var. %
Domanda	102 942	96 929	6.2%
Produzione netta	88 987	85 748	3.8%
- Termoelettrico	58 503	56 417	3.7%
- Rinnovabili**	30 484	29 331	3.9%
Saldo estero	14 902	12 142	22.7%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 30/04/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

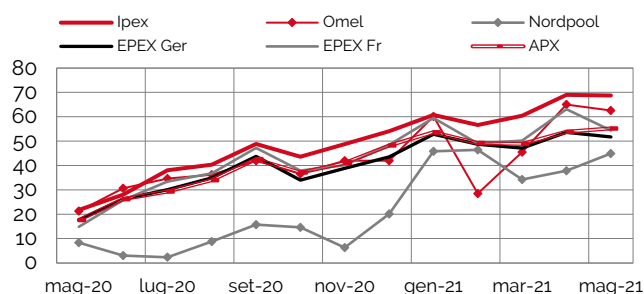
	AS 2021	AS 2020	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	5.5	5.0	10.5%	9.0	8.3	7.8%
Termoelettrico	9.2	8.4	9.7%	15.5	14.4	7.6%
Distribuzione	17.9	16.1	11.2%	28.6	25.7	11.4%
Altro	1.0	0.6	75.8%	1.6	1.4	11.2%
Totale	33.6	30.0	11.9%	54.7	49.9	9.7%

Valori cumulati al 16/05/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

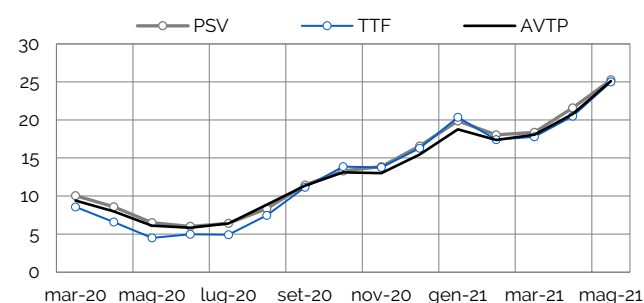


Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 23/05/2021

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

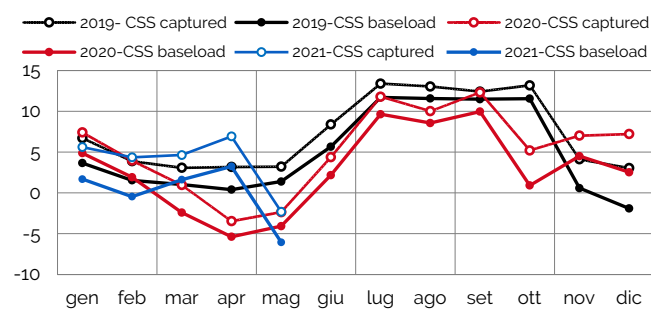


Medie mensili. Ultimo dato al 21/05/2021

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)

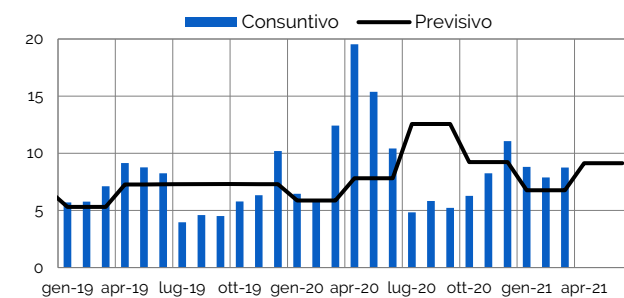


Medie mensili. Ultimo dato al 21/05/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e GME

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

(€/MWh)

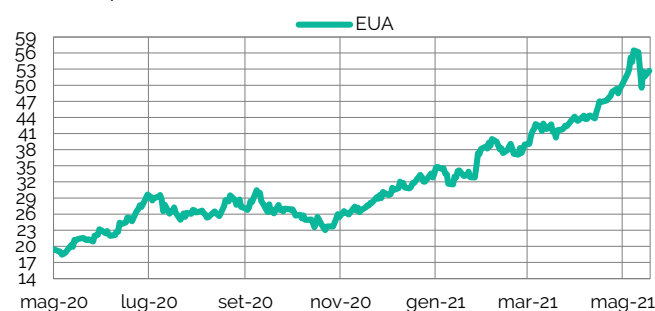


Ultimo dato consuntivo: Marzo 2021

Fonte: Terna

PREZZO DELLA CO2

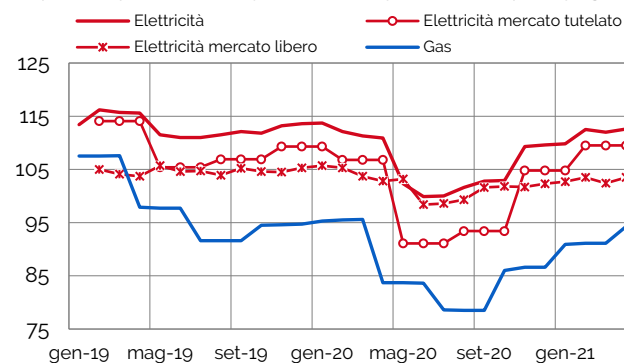
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 25/05/2021

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

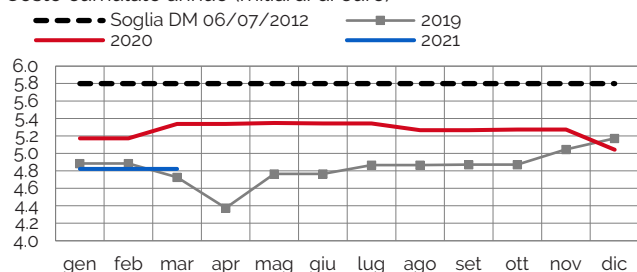


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

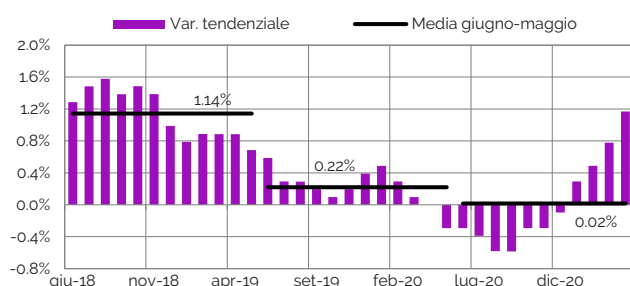


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 30/04/2021

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: aprile 2021

Fonte: Istat

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Approvvig. e vendita	20.52	16.68	22.85	25.64	28.07
Costi di trasporto	4.33	4.33	4.29	4.27	4.19
Costi di distribuzione	9.31	9.47	9.17	9.38	9.38
Oneri generali di sistema	3.28	3.28	3.28	3.34	3.34
Totale - tasse escluse	37.42	33.76	39.58	42.62	44.97

Consumi 1.400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA

DOMESTICI RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Energia, dispac. e commerc.	5.72	6.20	8.55	9.24	9.94
Costi infrastrutture e UC	3.91	3.91	3.91	4.01	4.01
Oneri generali di sistema	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	13.81	14.29	16.64	17.43	18.13

Consumi 2.700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€/cent/kWh)

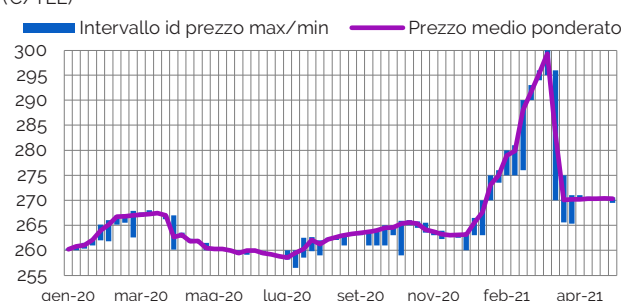
Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	Tutele graduati gen-21	Tutele graduati feb-21	Tutele graduati mar-21	II-21	Decreto sostegni II-21	Tutele graduati apr-21
Energia, dispac. e commerc.	5.10	5.59	8.12	8.52	8.58	8.13	8.55	9.18	9.18	9.83
Costi infrastrutture e UC	3.46	3.46	3.46	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	1.82	3.55
Oneri generali di sistema	7.18	7.18	7.13	7.26	7.26	7.26	7.26	7.26	5.55	7.26
Totale - tasse escluse	15.74	16.22	18.71	19.32	19.38	18.93	19.35	19.98	16.55	20.63

Consumi 25.000 kWh/a e potenza impegnata 16 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

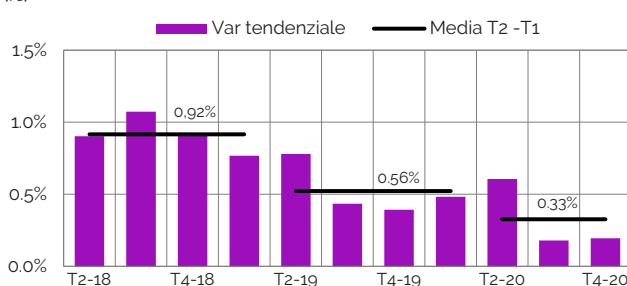


Ultimo dato 18/05/2021

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



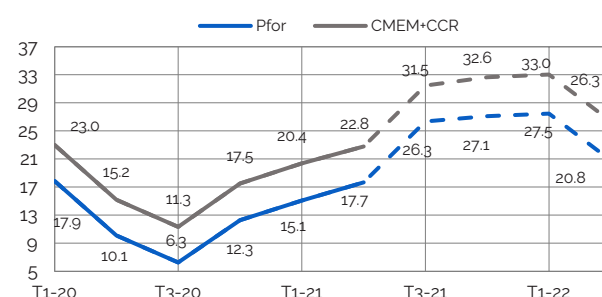
*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Marzo 2021

Fonte: Istat

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 21/05/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Elena Ferri,
Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Giuseppe Maggiulli, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Greta Sala,
Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SR INVESTIMENTI, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

www.ref-e.com

REF-E Srl
via Vincenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967