

Politiche per la sicurezza energetica

25 novembre 2024

L'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, nel febbraio 2022, ha determinato gravi ripercussioni sui mercati dell'energia. Le tensioni geopolitiche hanno reso evidente, per l'UE nel suo complesso, e per gli Stati membri, la **necessità di garantire** il proprio **approvvigionamento energetico** la propria **sicurezza energetica**, dando avvio ad una fase di sostituzione della Russia come fornitore di talune categorie di beni, soprattutto energetici, con altri produttori.

A seguito dello scoppio del conflitto, tra i beni energetici, le quotazioni del gas sono quelle che hanno subito le maggiori oscillazioni. Le **misure urgenti - adottate in sede europea e nazionale** per rafforzare la **sicurezza** degli approvvigionamenti, **diversificare** la provenienza di gas importato, assicurare un elevato **riempimento degli stoccaggi**, aumentare la **capacità di rigassificazione e implementare il ricorso alle fonti di energia rinnovabile** per soddisfare il proprio fabbisogno - hanno svolto un ruolo essenziale ai fini del ridimensionamento del fenomeno.

L'Italia, secondo i recenti dati diffusi dal MASE relativi all'anno **2023**, registra una **minore dipendenza energetica dall'estero** (intesa come quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda), e una ancora **più incisiva sostituzione della Russia come Paese fornitore**, in particolare per il gas, ma anche per i rifornimenti petroliferi.

Contesto geopolitico e prezzo dell'energia

La guerra della Russia all'Ucraina e il conseguente aumento verticale dei prezzi dell'energia hanno evidenziato la fragilità dei modelli di interdipendenza dei sistemi energetici e la necessità di sopperire al venir meno del principale paese di approvvigionamento per il sistema italiano ed europeo, la Russia.

Le ripercussioni delle tensioni geopolitiche sono state particolarmente evidenti nel nostro Paese, dove il *mix* energetico complessivo (considerando quindi i settori elettrico, termico e dei trasporti) vede un ruolo preponderante del gas, a fronte di una produzione nazionale che copre una percentuale assai bassa del suo fabbisogno. Nel **2021**, il **40% del gas importato proveniva dalla Russia**. L'entrata in crisi della sicurezza e dell'economicità dell'approvvigionamento del gas ha quindi avuto riflessi immediati sul sistema elettrico nazionale: nel 2021, il 43,7% del fabbisogno elettrico in Italia è stato coperto dalla produzione nazionale di energia elettrica da gas.

In coerenza con gli orientamenti e le misure intraprese in sede europea, in particolare con il *Piano REPowerEU*, a livello nazionale sono state dunque adottate misure volte a:

- **diversificare la provenienza di gas** importato;
- assicurare un **elevato riempimento degli stoccaggi**;
- **potenziare la produzione nazionale**;
- aumentare la **capacità di rigassificazione**, attraverso la costruzione di ulteriori strutture di rigassificazione;
- **ridurre i consumi** di gas e di energia elettrica;
- **implementare il ricorso alle fonti rinnovabili** per la produzione di energia, anche attraverso una semplificazione delle procedure autorizzative/abilitative all'installazione e all'esercizio dei relativi impianti;
- definire meccanismi volti a **contenere il prezzo del gas**, anche attraverso un *price cap*.

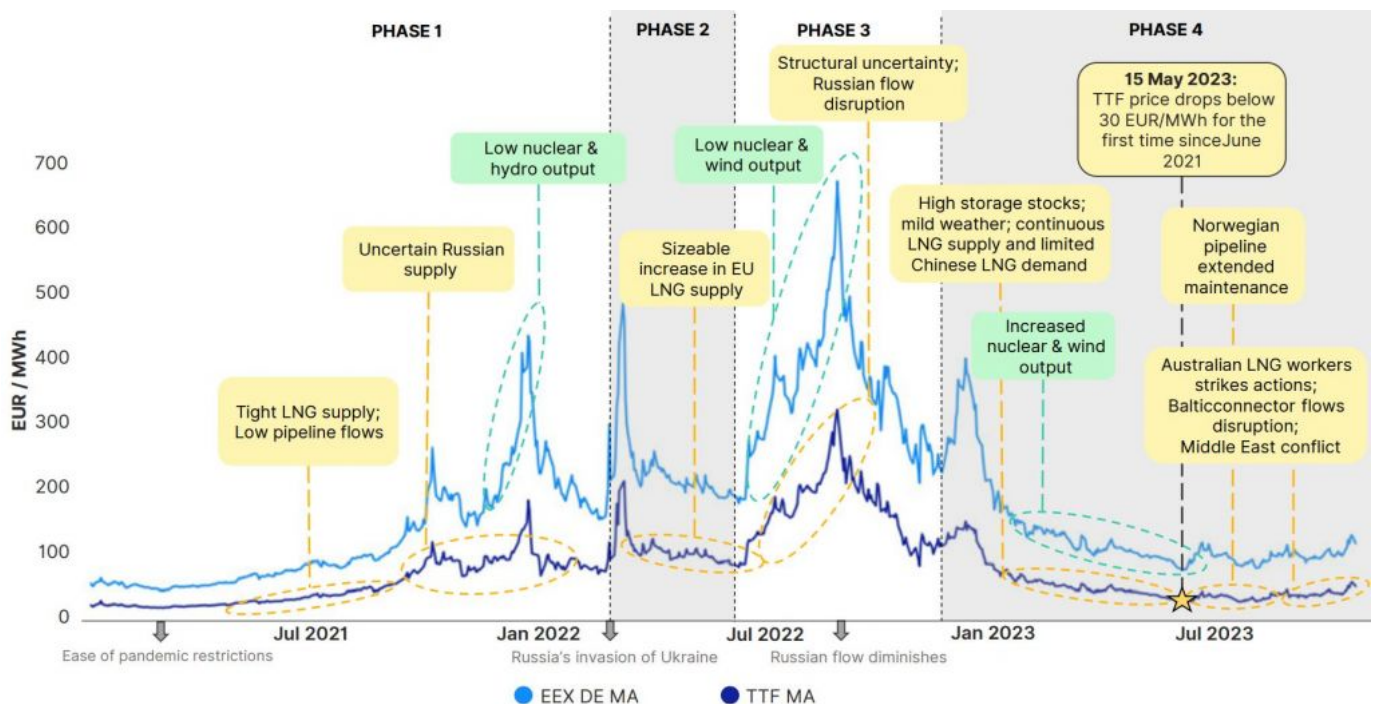
Si tratta di misure, avviate nel corso della XVIII legislatura e per la quasi totalità perseguite anche nella XIX.

Il nostro Paese, già nel **2022**, è riuscito a ridurre al **19,3%** la **dipendenza dal gas russo**, rispetto al 40% del 2021. La quota sul totale delle **importazioni** di gas naturale dal punto di ingresso del **Tarvisio**, attraverso cui passa gran parte dell'**import dalla Russia**, è ulteriormente scesa nel corso dell'anno 2023, al **4,6%**. Al calo della domanda di gas per uso domestico, si sono aggiunti la riduzione dei consumi nelle industrie energivore e il passaggio ad altre forme di combustibili. Questi fattori hanno contribuito a **mantenere elevato il livello di riempimento degli impianti di stoccaggio**, superiore, a settembre 2023, al **95%**.

Considerando l'**Unione europea nel suo complesso**, la quota delle **importazioni dalla Russia** è sensibilmente diminuita, da circa il 40% nell'anno 2021 al 20% nel 2022, fino all'**8%** nell'anno **2023** (Fonte: [Commissione UE](#)).

Le misure adottate in sede europea e nazionale hanno contribuito al progressivo contenimento dei prezzi dell'energia. Nei mesi successivi allo scoppio del conflitto russo ucraino, in particolare ad agosto 2022, il prezzo *spot* nell'**hub olandese TTF** ha raggiunto il suo picco più alto. Altrettanto **repentina** è stata la sua **caduta**, avvenuta sul finire dell'estate 2022 e consolidatasi nel corso della prima parte del 2023. Dopo l'**attacco di Hamas ad Israele**, il 7 ottobre 2023, e le notizie di un **attacco al gasdotto del Baltico** l'8 ottobre 2023, il prezzo del gas ha registrato una oscillazione, per poi nuovamente scendere.

EU gas and electricity prices and relevant market fundamentals (EUR/MWh) -May 2021 -October 2023



Source: ACER based on Platts'. The Dutch Title Transfer Facility gas hub (TTF) and the German European Energy Exchange (EEX) month-ahead contract prices are used as benchmarks for gas and electricity pricing respectively.

See: ACER's electricity and gas Key Developments reports (& data dashboards), 2023.

Alla fine del I trimestre **2024**, i prezzi all'ingrosso del gas europeo sono scesi a livelli che non si vedevano da prima della crisi energetica, ma sono risaliti nel secondo trimestre quando i mercati si sono riappuntati sui rischi di fornitura, ivi incluso un mercato del gas naturale liquefatto più contratto. Gli elevati livelli di stoccaggio e il continuo basso consumo nell'UE hanno limitato ulteriori aumenti di prezzo. Il prezzo medio

TTF è stato inferiore, nella prima metà dell'anno, del 33% rispetto allo stesso periodo dell'anno 2023 (Fonte ACER, *European gas market trends and price drivers 2024 Market Monitoring Report-Q2 2024*).

Quanto alla dinamica del **prezzo del petrolio**, secondo la [Relazione sulla situazione energetica nazionale](#) pubblicata dal **MASE** il 1° ottobre 2024, nel **2023** il prezzo del Brent è stato in **media** di **82,6 \$/b**, circa il **18%** in **meno** rispetto al **2022**. Nel corso dell'anno le quotazioni del Brent hanno comunque mostrato una significativa variabilità, dovuta principalmente alla crescente domanda globale, alle politiche di produzione dell'OPEC+, nonché alle incertezze economiche e alle fluttuazioni nella produzione.

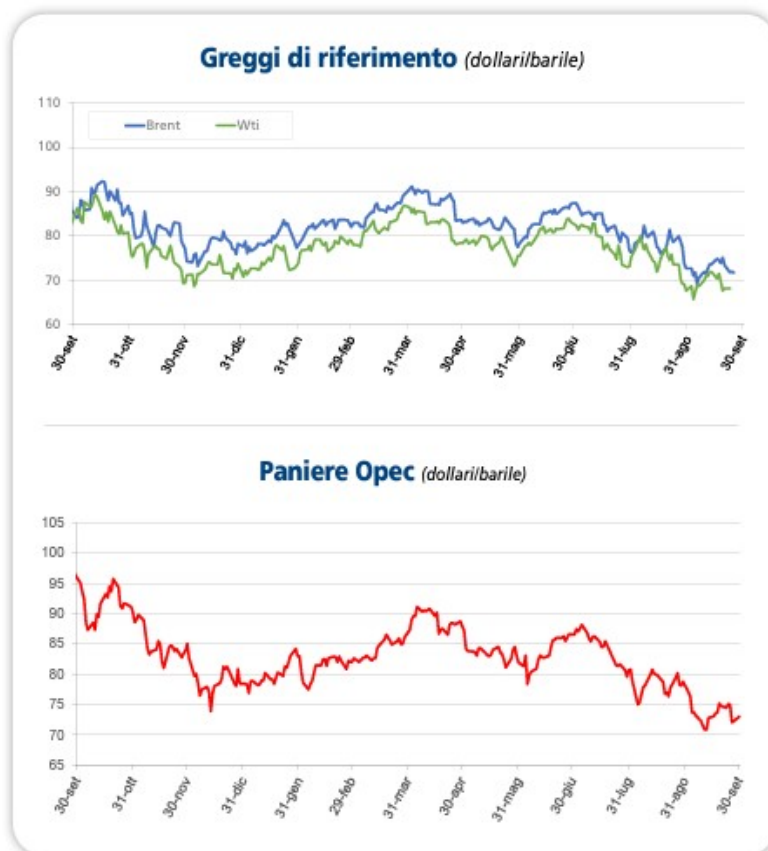
Nella prima parte del 2023, la domanda di petrolio ha segnato una crescita (2,1 Mb/g anno su anno), essenzialmente determinata dalla Cina (per quasi il 70% dell'incremento). Nonostante le preoccupazioni riguardanti l'economia mondiale e le incertezze comunque legate all'economia cinese, la crescente domanda e le politiche dell'OPEC+ hanno mantenuto i prezzi del Brent nell'intorno degli 80 \$/b. Nel terzo trimestre la domanda ha raggiunto nuovi massimi. Questa tendenza, unita al taglio unilaterale di produzione di 1 Mb/g da parte dell'Arabia Saudita, ha portato a un marcato aumento del Brent, che a settembre ha superato i 90 \$/b. Il quarto trimestre è iniziato con i prezzi sostenuti dal conflitto in Medio Oriente che ha mantenuto il mercato in uno stato di incertezza. A fine anno i dubbi riguardo la *compliance* delle politiche OPEC+ e le preoccupazioni sul contesto macroeconomico hanno causato un indebolimento dei prezzi.

Nell'anno **2024**, l' *escalation* delle ostilità in Medio Oriente ha contribuito alla volatilità dei prezzi sul mercato petrolifero. Ad **aprile 2024**, i prezzi hanno **superato i 90 \$/b**.

Sebbene l'e *scalation* delle ostilità tra Iran e Israele non abbia interrotto direttamente i flussi di petrolio, gli attacchi nel Mar Rosso hanno complicato le rotte di approvvigionamento, aumentando tempi di trasporto e costi. In Russia, il conflitto in corso ha inflitto danni alle infrastrutture energetiche, con attacchi ucraini che hanno ridotto la capacità di raffinazione del paese.

A giugno 2024, l'OPEC+ ha confermato fino a dicembre 2025 i tagli volontari alla produzione decisi ad aprile 2023 pari a 1,66 Mb/g. Allo stesso tempo, gli ulteriori tagli volontari di 2,2 Mb/g (di cui 1,7 Mb/g in vigore dal 1Q24 e 0,5 Mb/g taglio russo a partire dal 2Q24) sono gradualmente riassorbiti a partire da ottobre 2024. L'accordo del 2 giugno ha causato un sentimento ribassista del mercato, con calo dei prezzi. Tuttavia, secondo la relazione del MASE, non ha modificato le dinamiche dei fondamentali di mercato che nel 2024 resta atteso in deficit. Il Brent con **consegna a novembre 2024** ha chiuso a **71,77 dollari** per barile.

Andamento del Brent settembre 2023-settembre 2024



Fonte: Staffetta quotidiana online 1 ottobre 2024

In linea con l'andamento delle quotazioni del Brent, i **prezzi medi industriali di benzina, gasolio e GPL** sono risultati nel 2023 **in diminuzione** rispetto all'anno precedente. I **prezzi al consumo** si sono attestati, invece, su **valori inferiori** rispetto all'anno precedente **solamente per diesel e GPL**, mentre per la **benzina**, nonostante la diminuzione della componente industriale si è registrato un **aumento del prezzo al consumo**, **dovuto all' incremento della componente fiscale**.

Le misure adottate in sede europea e il capitolo REPowerEU nel PNRR

Flessibilità in materia di aiuti di Stato

All'indomani dello scoppio del conflitto russo-ucraino, a **marzo 2022**, la Commissione UE, analogamente a quanto fatto per contrastare gli effetti economici negativi della pandemia, ha adottato un nuovo **Quadro temporaneo** di crisi per le misure di **aiuto di Stato** a sostegno dell'economia ([COM 2022/C 131 I/01](#), pubblicata in GUUE il 24 marzo 2022). Il Quadro temporaneo ha individuato specifiche condizioni e tipologie di aiuti - ammissibili previa notifica alla Commissione - finalizzati a supportare le imprese, colpite dal caro energia e/o dalla riduzione dei flussi commerciali per causa dal conflitto, ovvero a sostenere lo sviluppo di settori produttivi, in specie in ambito energetico, di particolare rilevanza ai fini della riduzione della dipendenza energetica dall'estero (ad esempio, aiuti allo sviluppo delle fonti rinnovabili e alternative). Il Quadro è stato integrato e prorogato (per talune misure) più volte, da ultimo il 2 maggio 2024.

Va, inoltre, segnalata l'implementazione e la proroga al 2026 del [regolamento n. 651/2014/UE](#) - regolamento generale di esenzione per categoria [General Block Exemption Regulation](#) - **GBER**. Per quanto qui interessa, con la revisione del GBER (ad opera del [regolamento 2023/1315/UE](#), pubblicato in GUUE del 23 giugno 2023):

- sono state aumentate, nonché razionalizzate, le possibilità di **aiuti nel settore della tutela dell'ambiente e dell'energia**, tra l'altro per sostenere la diffusione delle energie rinnovabili, i progetti di decarbonizzazione, la mobilità verde, oltre che per agevolare gli investimenti nell'idrogeno rinnovabile e aumentare l'efficienza energetica;

- è stata facilitata l'attuazione di importanti progetti di comune interesse europeo ("**IPCEI**"), nel settore della ricerca e dello sviluppo, innalzando le intensità di aiuto e le soglie di notifica;
- è stata accordato un'esenzione per categoria a misure di aiuto istituite dagli Stati membri per regolamentare i **prezzi dell'energia**;
- è stato previsto un forte **aumento** delle **soglie di notifica** per **gli aiuti ambientali e per gli aiuti a ricerca, sviluppo e innovazione**.

Si rinvia, più approfonditamente, al [tema](#) dell'attività parlamentare sugli "aiuti di Stato".

Piano Repower-EU e il nuovo Capitolo REPowerEU nel PNRR italiano

Nella dichiarazione di Versailles del **10 e 11 marzo 2022**, i capi di Stato e di Governo dell'UE hanno invitato la Commissione a proporre, entro la fine di maggio dello stesso anno, un Piano volto ad eliminare gradualmente la dipendenza dell'Unione dalle importazioni di combustibili fossili russi (cfr. anche Consiglio europeo del 24 e 25 marzo 2022).

Il **18 maggio 2022**, la Commissione europea ha presentato il Piano *REPowerEU* (COM(2022) 230 *final*) nel quale ha enfatizzato l'obiettivo di riduzione della dipendenza energetica dell'UE dalla Russia mediante l'incremento delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e della riduzione dei consumi. Gli Stati membri sono stati invitati a introdurre politiche di diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas, facendo ricorso al gas naturale anche tramite GNL, con infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050. Il Piano è stato accompagnato da un pacchetto di iniziative, di carattere legislativo e non, e comprende:

- una comunicazione sul **risparmio energetico**;
- una **strategia di mobilitazione esterna per l'energia in un mondo che cambia**;
- una **strategia dell'UE per l'energia solare**;
- una proposta di modifica delle direttive in materia di **rinnovabili, prestazione energetica nell'edilizia ed efficienza energetica**, ora **approvate in via definitiva**;
- una raccomandazione sulle **procedure autorizzative** per gli impianti di energia rinnovabile e l'agevolazione degli accordi di compravendita di energia, nonché
- il **regolamento (UE) 2023/435** del 27 febbraio 2023, per consentire agli Stati membri di inserire appositi **capitoli REPowerEU** nei Piani per la ripresa e la resilienza (**PNRR**). Al regolamento *REPowerEU* è stata collegata anche la possibilità di utilizzare le risorse della programmazione 2014-2020 per finanziare misure eccezionali a supporto delle PMI colpite dall'aumento del prezzo dell'energia e delle famiglie bisognose nell'affrontare le spese energetiche, unitamente ad un uso flessibile del Fondo europeo di sviluppo regionale e del Fondo sociale europeo.

Le **proposte di investimento e riforme contenute nel REPowerEU italiano** sono state illustrate dal Governo italiano al Parlamento a fine luglio 2023 (si rinvia al dossier [DFP n. 28/R/1](#)) e successivamente inviate alle Istituzioni europee. Il 7 agosto 2023 il Governo italiano ha presentato alla Commissione europea la richiesta di modifica del PNRR. Le proposte di modifica, accolte dalla Commissione europea, figurano nel documento COM(2023) 765 def del 24 novembre 2023. Il **Consiglio**, a sua volta, l'**8 dicembre 2023**, ha **deliberato** su tale documento, accogliendo la proposta della Commissione di modifica del PNRR italiano.

Il capitolo dedicato al *REPowerEU* - **nuova Missione 7** del PNRR - comprende **cinque riforme** nuove e **17 investimenti**, dei quali 12 nuovi e 5 che costituiscono misure di rafforzamento di investimenti già presenti nel Piano, nella Missione 2 Componente C2 *Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile*.

Per ciò che concerne gli **investimenti**, si segnalano in questa sede quelli che contribuiscono al **miglioramento delle infrastrutture e degli impianti energetici**, e in particolare: l'Investimento 13 Linea Adriatica Fase 1 e l'investimento 14 Infrastrutture transfrontaliere per l'esportazione del gas sono diretti a migliorare l'infrastruttura gasiera nazionale e a potenziare la risposta alle esigenze in termini di sicurezza dell'approvvigionamento di gas sia in Italia sia nell'Europa centrale.

Tre **investimenti** - investimento 4 *Tyrrhenian link*, investimento 5 SA.CO.I.3 e investimento 6 Progetti di interconnessione elettrica transfrontaliera tra Italia e paesi confinanti - sono vlti a **migliorare l'infrastruttura della rete elettrica** integrando la **Sardegna** e la **Sicilia** con il continente, collegando Corsica e Sardegna e potenziando l'esistente interconnessione tra Italia, Austria e Slovenia.

Un investimento (investimento 7 Rete di trasmissione intelligente) è dedicato a interventi di **potenziamento** della **digitalizzazione** della **rete di trasmissione nazionale**.

A questi si aggiungono:

- un investimento (investimento 16 Sostegno per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nelle PMI) che permetterà d'istituire uno strumento a **sostegno** delle **imprese private che investono nell'autoconsumo e nell'autoproduzione di energia rinnovabile**;
- un investimento (investimento 15 **Transizione 5.0**) che, tramite un regime di **credito d'imposta**, sosterrà la transizione del sistema produttivo verso un modello di produzione efficiente sotto il profilo energetico, sostenibile e basato sulle fonti rinnovabili;
- un investimento (investimento 8 Approvvigionamento sostenibile, circolare e sicuro delle materie prime critiche) che sostiene progetti di ricerca volti ad agevolare il **recupero e il riciclaggio delle materie prime critiche**, quali i rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (**RAEE**), compresi pale di turbine eoliche e pannelli fotovoltaici;
- un investimento (investimento 10 Progetti pilota sulle competenze "*Crescere Green*") dedicato a un intervento formativo pilota per lo sviluppo delle **competenze per la transizione verde**;
- un investimento (investimento 17 Strumento finanziario per l'efficientamento dell'edilizia pubblica, anche residenziale (ERP), volto a contribuire al contrasto della **povertà energetica**.

Il capitolo *REPowerEU* **prevede** poi **le seguenti misure** che **rafforzano** quattro interventi già contemplati nella componente *M1C1 Digitalizzazione, innovazione e sicurezza nella PA e nella componente M2C2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile*:

- Investimento 1 - Misura rafforzata: **Rafforzamento smart grid**. L'obiettivo è potenziare l'investimento 2.1 (Rafforzamento *smart grid*) nell'ambito della missione 2, componente 2. L'investimento di potenziamento consiste in interventi su porzioni di rete a media e bassa tensione volti a elettrificare il consumo energetico di almeno 230.000 abitanti in più rispetto a quanto già previsto dalla misura vigente. L'investimento esistente e quello aggiuntivo, insieme, elettrificheranno i consumi di almeno 1.730.000 abitanti.
- Investimento 2 - Misura rafforzata: **Interventi su resilienza climatica delle reti**. Questo investimento potenzia l'investimento 2.2 nell'ambito della missione 2, componente 2. L'investimento di potenziamento consiste in interventi volti a migliorare la resilienza di almeno 648 km di rete elettrica in più di quanto già previsto dalla misura vigente. Si applicano le stesse condizioni già previste dalla misura in vigore. L'investimento esistente e quello aggiuntivo, insieme, miglioreranno la resilienza di almeno 4.648 km.
- Investimento 3 - Misura rafforzata: **Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse**. Questo investimento potenzia l'investimento 3.1 nell'ambito della missione 2, componente 2, del piano per la ripresa e la resilienza dell'Italia. La misura consente di completare due progetti aggiuntivi per la produzione di idrogeno in aree industriali dismesse oltre a quelli già previsti dalla misura vigente. L'investimento esistente e quello aggiuntivo, insieme, favoriranno il completamento di almeno 12 progetti. La misura sostiene solo la produzione di idrogeno rinnovabile basata sull'elettrolisi, in linea con la direttiva (UE) 2018/2001 (direttiva sulle energie rinnovabili, cd. RED II) e i relativi atti delegati. Si applicano tutte le altre condizioni già previste dalla misura in vigore.
- Investimento 9 - Misura rafforzata: **Assistenza tecnica e rafforzamento delle capacità per l'attuazione del PNRR**. Questo investimento potenzia l'investimento 1.9 nell'ambito della missione 1, componente 1. La misura incrementa gli investimenti in essere integrando il programma di formazione già offerto tramite la piattaforma di apprendimento www.syllabus.gov.it con moduli di formazione che preparano i funzionari pubblici locali alla transizione verde.

- Investimento 11 - Misura rafforzata: **Potenziamento del parco ferroviario regionale** per il trasporto pubblico con **treni a zero emissioni** e servizio universale, che consiste nell'acquisto e nell'entrata in servizio di **almeno 69 treni** passeggeri a **zero emissioni** (laddove un treno è composto almeno da una locomotiva e comprende vetture passeggeri) e di altre 30 vetture per il servizio universale.

Quanto alle **riforme**, la prima riforma della nuova Missione 7, intitolata *Semplificazione delle procedure autorizzative per le energie rinnovabili a livello centrale e locale*, prevede l'adozione e l'entrata in vigore di un **Testo unico**, in cui sono riunite tutte le norme primarie che disciplinano la **realizzazione di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili**.

La seconda riforma mira a **ridurre le sovvenzioni dannose per l'ambiente** elencate annualmente nel "Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi" pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica.

La terza riforma, intitolata *Riduzione dei costi di connessione degli impianti per la produzione di biometano*, mira a **migliorare l'integrazione degli impianti di produzione di biometano nella rete energetica nazionale**.

La quarta riforma, intitolata *Mitigazione del rischio finanziario associato ai contratti PPA da fonti rinnovabili*, **istituisce un sistema di garanzie** finalizzato all'**attenuazione del rischio finanziario associato** agli accordi di compravendita di energia elettrica (**PPA**) da **fonti rinnovabili**.

La quinta riforma, intitolata *Piano Nuove Competenze Transizioni*, si pone l'obiettivo di aggiornare il quadro regolatorio della formazione rendendo operativi gli strumenti di contrasto allo squilibrio tra domanda e offerta di competenze.

Per una [analisi di dettaglio](#) delle riforme e degli investimenti della Missione 7 sopra richiamati, si rinvia [qui](#).

Sicurezza dell'approvvigionamento di gas: aumento della capacità di stoccaggio e riduzione dei consumi. L'aggiornamento dei Piani nazionali di azione preventiva e di emergenza

Il [regolamento \(UE\) 2017/1938](#) - da ultimo modificato dal regolamento (UE) 2024/1789/UE (cfr. *infra*) - stabilisce misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas prevedendo interventi eccezionali in caso di emergenza. Tale regolamento è stato rivisto a giugno 2022 - dopo l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia - dal regolamento (UE) 2022/1032, il quale ha previsto l'obbligo di riempire almeno **l'80% delle capacità di stoccaggio sotterraneo del gas** nel territorio degli Stati membri **prima dell'inizio dell'inverno 2022/2023** e il **90%** nello stesso periodo **negli anni successivi**. Tale previsione, inserita quale nuovo articolo 6-bis inserito nel Regolamento (UE) 2017/1938, si applica **fino al 31 dicembre 2025**.

A ulteriore garanzia di un adeguato livello di riempimento degli impianti di stoccaggio del gas, il Regolamento del 2022 stabilisce che **ogni gestore del sistema di stoccaggio nell'UE** debba essere **certificato**. La certificazione è negata oppure soggetta ad azioni correttive se le autorità competenti giungono alla conclusione che una persona o entità che, direttamente o indirettamente, controlla o esercita diritti sul sistema di stoccaggio può mettere in pericolo la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE. Tale previsione è stata inserita quale nuovo articolo 3-bis nel [regolamento \(CE\) 715/2009](#), relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

L'Allegato 1 del regolamento di esecuzione della Commissione, regolamento (UE) n. 2023/2633 definisce la **traiettoria di riempimento con obiettivi intermedi per il 2024 per ciascuno Stato membro** dotato di impianti di stoccaggio sotterraneo di gas ubicati sul suo territorio e direttamente interconnessi alla sua area di mercato.

A livello nazionale, con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica D.M. n. 351 del 27 ottobre 2023 si è provveduto all'**aggiornamento del Piano Azione Preventiva** e del **Piano Emergenza sistema gas**, previsti dal succitato regolamento (UE) 2017/1938 e ss. mod. e int..

Il **Piano di emergenza** aggiornato contiene la definizione dei **livelli di crisi** (preallarme, allarme e emergenza) e le misure da adottare, in particolare quelle volte a contrastare situazioni di emergenza. Inoltre, contiene l'elenco degli obblighi informativi e delle misure specifiche per l'energia elettrica e il teleriscaldamento, la definizione dei ruoli e delle responsabilità dei vari soggetti coinvolti.

Il **Piano di Azione Preventiva** si basa, invece, sulla **valutazione dei rischi 2023** recentemente effettuata da **Snam**, con il coinvolgimento di tutti i principali operatori del sistema gas italiano. Il documento si

concentra sulle analisi di rischio nazionale, inclusi i gruppi di cui l'Italia fa parte, indica le misure preventive per la mitigazione dei rischi di approvvigionamento, per la loro sicurezza e per la protezione delle infrastrutture. Fornisce inoltre informazioni sul **meccanismo di bilanciamento** basato su criteri di mercato, sulle azioni preventive di tipo infrastrutturale pianificate a livello nazionale, elencandone i principali sviluppi e i benefici attesi in termini di mitigazione.

Per promuovere la solidarietà tra Stati membri mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas e parametri di riferimento affidabili per i prezzi e gli scambi transfrontalieri di gas, è stato poi anche adottato, in sede europea, il regolamento (UE) 2022/2576. Il regolamento in questione ha introdotto **misure di emergenza temporanee** operanti **fino al 31 dicembre 2024**, secondo la proroga disposta dal regolamento (UE) 2023/2919. Le misure temporanee riguardano:

- a) l'istituzione celere di un servizio di aggregazione della domanda e di acquisto in comune del gas da parte delle imprese stabilite nell'Unione,
- b) piattaforme di prenotazione di capacità secondaria e di trasparenza per gli impianti GNL e gli impianti di stoccaggio del gas,
- c) la gestione della congestione nelle reti di trasporto del gas;
- d) un meccanismo temporaneo di gestione della volatilità infragiornaliera per le variazioni eccessive dei prezzi e di un parametro di riferimento *ad hoc* per il GNL definito dall'ACER (Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia); nonché,
- e) misure temporanee, in caso di emergenza nell'approvvigionamento di gas, per distribuire equamente il gas a livello transfrontaliero, garantire la fornitura di gas ai clienti più critici e l'attuazione di misure di solidarietà transfrontaliera.

Le disposizioni sull'**uso più efficace** della **capacità di trasporto**, contenute nell'articolo 14 del regolamento, operano invece **a regime**, a decorrere **dal 31 marzo 2023**.

Nell'ambito delle iniziative adottate per ridurre la dipendenza dell'Unione europea dai combustibili d'importazione russa e nella prospettiva di una **possibile interruzione** delle **forniture di gas** da parte della Russia, il 26 luglio 2022 è stato inoltre approvato, nel corso di un Consiglio Energia straordinario, il regolamento (UE) 2022/1369, che impegna gli Stati membri ad una **riduzione volontaria del 15% della domanda di gas** tra il **1° agosto 2022 e il 31 marzo 2024** (termine così prorogato dal Regolamento del Consiglio 2023/706).

L'obiettivo di riduzione è obbligatorio nel caso in cui il Consiglio attivi, su proposta della Commissione, uno **"stato di allarme dell'Unione"**. Lo stato di allarme pu essere proposto in caso di rischio sostanziale di grave carenza di gas o di domanda di gas eccezionalmente elevata o su richiesta di cinque o più Stati membri che a livello nazionale abbiano dichiarato lo stato di allarme. Sono previste alcune **esenzioni** e la possibilità di chiedere una **deroga** all'obiettivo di riduzione obbligatoria, per tenere conto di situazioni particolari degli Stati membri. Questi ultimi possono chiedere una mitigazione degli obblighi riduzione della domanda:

- 1) se dispongono di interconnessioni limitate con altri Stati membri e possono dimostrare che le loro capacità di interconnessione per le esportazioni o le loro infrastrutture nazionali per il GNL sono usate quanto più possibile per ridirigere il gas verso altri Stati membri;
- 2) se hanno superato i loro obiettivi di riempimento dei depositi di gas, se dipendono fortemente dal gas come materia prima per le industrie critiche o se il loro consumo di gas è aumentato di almeno l'8% nell'ultimo anno rispetto alla media degli ultimi cinque anni.

Il **6 settembre 2022**, in attuazione del regolamento 2022/1369, il Governo italiano ha adottato il **Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale**.

A **marzo 2024**, il Consiglio UE Energia ha adottato una raccomandazione (C/2024/2476, pubblicata in GUUE del 27 marzo 2024) rivolta agli Stati membri al fine della **proroga fino al 31 marzo 2025**, da parte di questi, delle **misure di riduzione della domanda di gas**, adottate a norma del regolamento (UE) 2022/1369 e della comunicazione a Eurostat dei dati sulla riduzione della domanda, con una disaggregazione del consumo di gas per settore.

Il **6 ottobre 2022** è stato adottato il regolamento del Consiglio 2022/1854, recante **un intervento di emergenza** di carattere temporaneo, volto a contenere l'impatto dell'innalzamento dei prezzi dell'energia. Il Regolamento ha previsto, tra l'altro, misure di **riduzione della domanda di energia elettrica** fino al **marzo 2023**, introducendo l'**obbligo di ridurre il consumo** di almeno il **5% nelle fasce orarie di picco dei prezzi**, per consentire agli Stati membri di conseguire, una **riduzione complessiva della domanda del 10%**. La Commissione ha stimato tali misure suscettibili di determinare una diminuzione dei consumi per **1,2 miliardi di metri cubi di gas**.

Il **22 dicembre 2022** - a seguito dell'accordo politico raggiunto dai Ministri dell'energia dell'UE del 19 dicembre 2022 - è stato adottato il regolamento (UE) 2022/2578, il quale istituisce un **meccanismo di correzione** del mercato (MCM) per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati (**c.d. price cap**). Il meccanismo di correzione del mercato **si attiva automaticamente se** si verifica il seguente "evento di correzione del mercato":

- il **prezzo dei derivati TTF** (Title Transfer Facility) **a un mese supera i 180 EUR/MWh** per tre giorni lavorativi e
- il prezzo dei derivati TTF a un mese è **superiore di 35 EUR** al prezzo di cui sopra per tre giorni lavorativi.

Il meccanismo si applica **a partire dal 15 febbraio 2023**. Una volta attivato, il **limite dinamico di offerta si applica per almeno 20 giorni lavorativi**. Se il limite dinamico di offerta è inferiore a 180 EUR/MWh per tre giorni lavorativi consecutivi, esso sarà disattivato automaticamente.

Il regolamento si applica fino al **31 dicembre 2025** in virtù di quanto disposto dal regolamento (CE) 2023/2920.

Posti tali interventi legislativi transitori, rimane il quadro regolatorio generale delineato dal regolamento (UE) 2019/941 sulla **preparazione ai rischi** nel settore dell'**energia elettrica**, il quale stabilisce misure intese a salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento, al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno, un appropriato livello di **interconnessione tra Stati membri**, la capacità di generazione e l'equilibrio tra approvvigionamento e domanda. Il Regolamento (UE) 2018/1999 sulla *governance* dell'Unione dell'energia (art. 2, par. 1, punto 11, come da ultimo sostituito dalla Direttiva (UE) 2023/2413, cd. RED III) fissa un **obiettivo di interconnessione elettrica** dell'UE di almeno il **15%** entro il **2030**.

A tali obiettivi concorrono i nuovi **investimenti** contenuti nella **Missione 7 del PNRR**: si richiama, in particolare, l'investimento **4 Tyrrhenian link**, l'investimento **5 SA.CO.I.3** e investimento **6 Progetti di interconnessione elettrica transfrontaliera tra Italia e paesi confinanti**, i quali miglioreranno l'infrastruttura della rete elettrica integrando la Sardegna e la Sicilia con il continente, collegando Corsica e Sardegna e potenziando l'esistente interconnessione tra Italia, Austria e Slovenia.

Potenziamento delle infrastrutture energetiche transeuropee

Il [regolamento \(UE\) 2022/869](#), c.d. **regolamento TEN-E** - da ultimo modificato dal regolamento (UE) 2024/1789 - ha definito i **nuovi orientamenti per lo sviluppo e l'interoperabilità delle aree e dei corridoi prioritari delle infrastrutture energetiche** dell'UE.

Il regolamento, in particolare, istituisce un quadro per l'individuazione, la pianificazione e la realizzazione dei **progetti di interesse comune (PIC)** necessari per attuare gli **11 corridoi geografici strategici prioritari per le infrastrutture energetiche** individuati nei settori dell'energia elettrica, delle reti *offshore*, dell'idrogeno e degli elettrolizzatori, e le tre aree prioritarie di rilevanza unionale per le infrastrutture energetiche nel campo delle reti elettriche intelligenti, delle reti intelligenti del gas e delle reti di trasporto del biossido di carbonio, nonché un quadro per l'individuazione, la pianificazione e la realizzazione dei **progetti di interesse reciproco (PIR)** sviluppati dall'Unione in collaborazione con i paesi terzi nei settori delle reti di trasmissione dell'energia elettrica e delle reti di trasporto dell'idrogeno e del biossido di carbonio. Il [Regolamento delegato \(UE\) 2024/1041](#) della Commissione ha modificato il regolamento TEN-E per quanto riguarda l'**elenco dell'Unione dei progetti di interesse comune e dei progetti di interesse reciproco**.

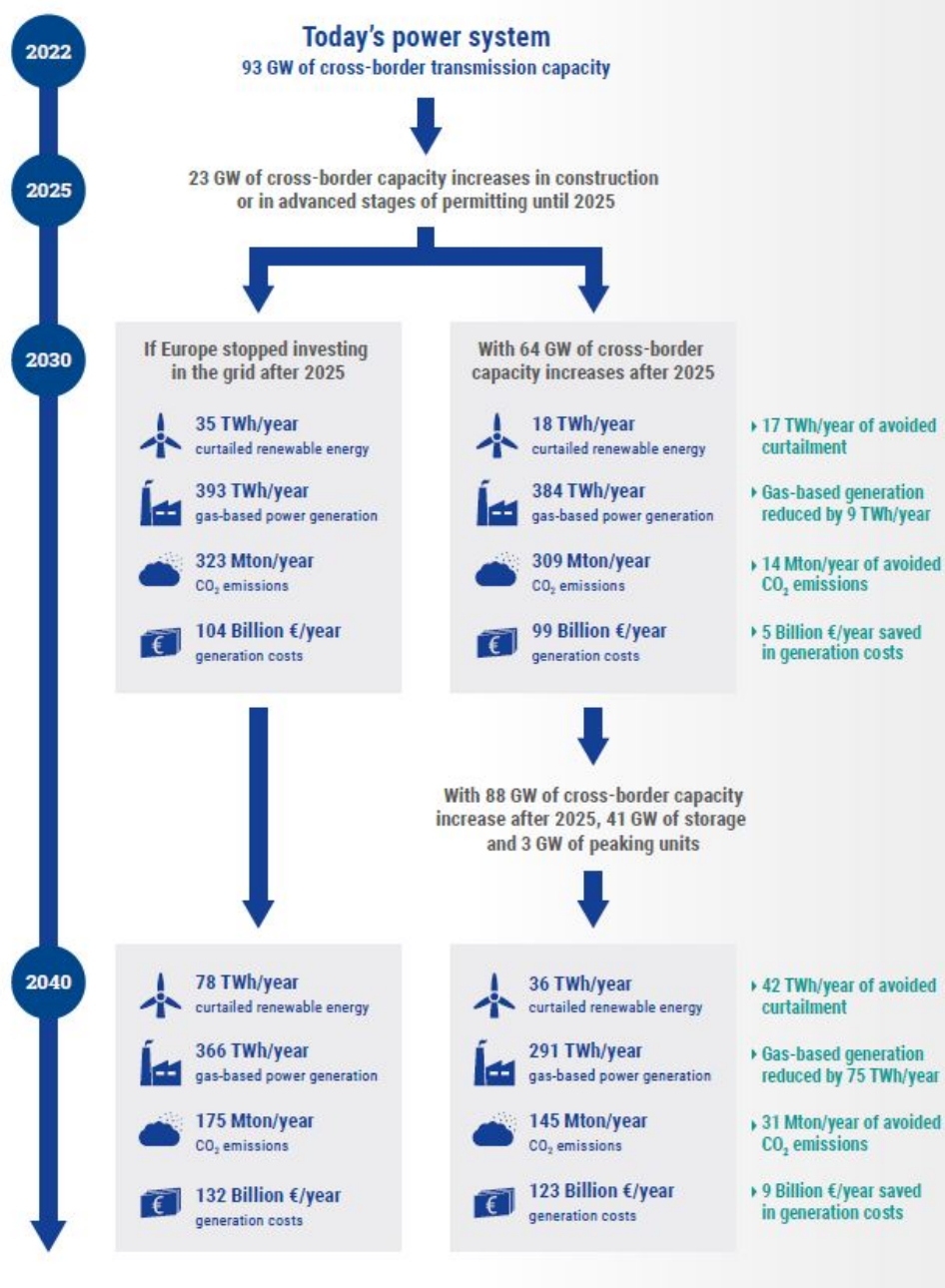
Oltre la metà dei 166 progetti elencati riguarda l'energia elettrica, le reti elettriche *offshore* e intelligenti e vi sono anche progetti di rete relativi all'anidride carbonica volti a sostenere la creazione di un mercato per la cattura e lo stoccaggio del carbonio. Per la prima volta sono inclusi i progetti relativi all'idrogeno e agli elettrolizzatori, nonché i PMI che collegano l'UE e altri paesi come l'Ucraina.

Le norme del regolamento TEN-E sono complessivamente finalizzate a:

- **incentivare** gli investimenti nelle **reti di idrogeno e di CO₂** e lo sviluppo di **reti offshore**;
- **terminare il sostegno** a nuovi progetti nel settore del **gas naturale e del petrolio** e introdurre criteri di sostenibilità obbligatori per tutti i progetti;
- semplificare e accelerare le **procedure di permessi e autorizzazione**, compresa la creazione di un punto di contatto unico per ciascun progetto in materia di permessi e autorizzazioni;
- permettere, per un **periodo transitorio** che ha termine il 31 dicembre 2029, che gli attivi dedicati all'idrogeno convertiti a partire da impianti per il gas naturale possano essere utilizzati per il trasporto o lo stoccaggio di una miscela predefinita di idrogeno con gas naturale o biometano;
- evidenziare il **ruolo dell'energia da fonti rinnovabili** in relazione a tutte le attività, comprese le reti di gas intelligenti.
- creare una possibilità di **cooperazione non vincolante** nel settore della pianificazione delle **reti offshore**;
- **rafforzare** il processo di **governance** delle **RTE-E** potenziando il ruolo delle parti interessate nell'elaborazione del **piano decennale di sviluppo della rete** a livello dell'Unione, di cui la **rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ENTSO)** dell'energia elettrica e del gas è chiamata a tenere conto. Il regolamento richiede, in particolare, uno **stretto allineamento tra la pianificazione delle reti di elettricità, idrogeno e gas metano** e prevede che **ENTSO-E** (la Rete europea di gestori del sistema di trasmissione elettrica) e **ENTSOG** (la Rete europea di gestori del sistema di trasporto gas) predispongano **ogni due anni scenari congiunti** per i propri *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), sulla base di linee guida predisposte dall'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione tra i regolatori dell'energia **ACER** (articolo 12). Nel **gennaio 2023**, l'ACER ha pubblicato le linee guida quadro per gli scenari TYNDP. A **maggio 2024**, **ENTSO-E ed ENTSOG** hanno pubblicato i propri [scenari congiunti](#), i quali costituiscono la base per i rispettivi piani di sviluppo della rete decennale (TYNDP) per l'elettricità e il gas del 2024. Per il settore elettrico la pubblicazione del TYNDP ai fini della consultazione pubblica è prevista per la fine del 2024. Quanto allo stato del processo di revisione del TYNDP per il settore elettrico, si rinvia [qui](#).

Il **Piano d'azione per le reti elettriche** (c.d. **Grid Action Plan**) è stato adottato a **novembre 2023** dalla Commissione europea con la comunicazione COM/2023/757 final e presenta un numero di azioni finalizzate a garantire che le nostre **reti elettriche transfrontaliere e locali** operino in modo più efficiente e vengano sviluppate in modo ulteriore e più veloce. Secondo il Piano, entro il 2030 occorrerà investire approssimativamente tra i 375 e i 425 miliardi di euro nelle reti di distribuzione. Nel complesso, secondo le stime della Commissione, solo in questo decennio serviranno circa **584 miliardi di investimenti nelle reti elettriche**, ossia una quota consistente degli investimenti complessivi necessari per realizzare la transizione verso l'energia elettrica pulita.

Il Piano tiene conto della necessità di ammodernare e ampliare rapidamente la rete europea richiamando quanto evidenziato da **ENTSO-E**, nel **Piano decennale di sviluppo della rete**, secondo cui - nei prossimi sette anni - le infrastrutture di trasmissione transfrontaliere dovrebbero raddoppiare, integrandovi ulteriori 23 GW di capacità entro il 2025 e altri 64 GW entro il 2030 (cfr. ENTSO-E, TYNDP 2022 - *System needs study – Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040*, maggio 2023).



A **gennaio 2024**, ENTSOE-E ha pubblicato il primo **Piano di sviluppo delle reti offshore (ONDP)**. Il Piano parte dalle considerazioni del TYNDP 2022 secondo cui le fonti energetiche rinnovabili *offshore* diventeranno la terza più importante fonte di energia nel sistema elettrico europeo, fornendo il 18% dell'energia erogata nel 2024 e nel 2050. Il Piano quindi fornisce alcune informazioni di massima sulle **esigenze infrastrutturali e i relativi costi** previsti, anche se caratterizzati, allo stato, da incertezza. Il Piano si muove in linea con la **strategia della Commissione europea** per le energie rinnovabili *offshore* del 19 novembre 2020 e si basa sugli **accordi non vincolanti tra gli Stati membri europei sugli obiettivi offshore di gennaio 2023**, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 14, par. 1, del sopra citato, in base ai quali gli Stati europei hanno deciso di intensificare gli sforzi per integrare nei sistemi energetici europei fino a **354 GW di capacità di generazione offshore** da fonti rinnovabili entro il 2050.

Le misure nazionali: riduzione dei consumi di gas ed energia elettrica

Il 26 luglio 2022 è stato approvato il **regolamento del Consiglio 2022/1369** che ha impegnato gli Stati membri ad una **riduzione volontaria del 15% della domanda di gas tra il 1° agosto 2022 e il 31 marzo 2024** (**termine** così **prorogato** dal regolamento del Consiglio 2023/706), rispetto al consumo medio degli ultimi cinque anni. Già ad aprile 2022 il legislatore italiano aveva approntato alcune misure per: consentire

provvisoriamente la produzione e la vendita di energia elettrica da parte di impianti termoelettrici non alimentati a gas, a prezzi amministrati e in parziale deroga ai limiti previsti dai relativi atti autorizzativi; semplificare i procedimenti di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili; ridurre i consumi per la climatizzazione degli edifici pubblici.

Il **6 settembre 2022**, il Governo italiano ha adottato il [Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale](#), prospettando **misure di contenimento** dei consumi di gas dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 per **8,2 miliardi di metri cubi** (il 15% dei consumi) attraverso: la massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas (-2,1 miliardi di Smc); misure di contenimento relative al riscaldamento invernale (-3,2 miliardi di Smc); misure comportamentali (-2,9 miliardi di Smc).

In attuazione del Piano, sono state adottate **ulteriori misure** volte a:

- **potenziare, sia per il gas che per l'energia elettrica, il già vigente servizio di interrompibilità volontaria** (che riconosce alle imprese che vi aderiscono un riconoscimento economico).
In particolare, l'**articolo 5-bis** del [D.L. n. 14/2022](#) ([L. n. 28/2022](#)) ha previsto la possibilità di adottare le misure finalizzate alla **riduzione programmata dei consumi di gas a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza**. In attuazione, il Governo ha adottato il [D.M. 464 del 21 ottobre 2022](#), che ha disciplinato un **servizio di interrompibilità** tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale (periodo possibile di attivazione della misura è tra il 1 novembre e il 31 marzo di ciascun anno), **aggiuntiva rispetto** a quella derivante dai **contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti** e stipulati dagli operatori, rivolto a coloro che utilizzano il **gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica** nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.
Alle misure adottate nel corso dell'anno 2022, si sono poi aggiunte quelle della **legge di bilancio 2023** ([L. n. 197/2022](#), **articolo 1, commi 41- 44**) che operano in coordinamento con le prime. Per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei **consumi di energia elettrica nelle ore di picco**, previsti dal Regolamento (UE) 2022/1854 (cui tendono anche le misure già adottate nel corso dell'anno 2022), la legge ha istituito un **servizio di riduzione dei consumi di energia elettrica, affidato da Terna Spa su base concorsuale**, mediante una procedura aperta a tutti i clienti o gruppi di clienti (per maggiori informazioni, si rinvia al [sito istituzionale di Terna](#)).
- **ridurre** il periodo e gli orari di **accensione degli impianti termici di climatizzazione** alimentati da gas naturale.

Ulteriori **misure di semplificazione amministrativa** per favorire e **accelerare la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili**, e **ridurre così l'incidenza del gas** nel settore elettrico, sono state adottate nel corso del 2022, nonché nel corso dell'anno 2023, in particolare, con il D.L. cd. PNRR, [D.L. n. 13/2023](#) ([L. n. 41/2023](#)) e, da ultimo, con il [D.L. n. 181/2023](#).

Secondo le informazioni fornite dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel corso dell'[audizione](#) presso la X Commissione attività produttive della Camera, il 6 marzo 2024, **l'insieme delle misure adottate per contenere la domanda** ha portato a un **risparmio di gas, confrontato** con la media degli **ultimi cinque anni**, pari al 19 per cento tra agosto del 2022 e gennaio del 2023 e del **15 per cento** tra **aprile e dicembre 2023**.

Le misure nazionali: il Gas Release

Nell'anno **2023**, riguardo al **settore upstream nazionale di idrocarburi**, il numero di permessi di ricerca è diminuito (da 42 del 2022 a 29 del 2023) mentre è risultato invariato il numero di concessioni di coltivazione (184), con conseguente **restrizione delle aree interessate**: per i permessi di ricerca la diminuzione è stata di 4.788 Km², essendo passate da 14.635 Km² del 2022 a 9.847 Km² del 2023, mentre per le aree occupate dalle concessioni di coltivazione, si è passati da 11.933 Km² del 2022 a 11.723 Km² del 2023, con una diminuzione di 210 Km².

Nel 2023 non sono stati perforati nuovi pozzi esplorativi, sono stati perforati 2 nuovi pozzi di sviluppo e 2 pozzi di stoccaggio. **Non sono stati effettuati ritrovamenti di nuovi giacimenti di idrocarburi per cui la produzione nazionale di gas naturale prosegue in base al naturale declino dei giacimenti in produzione.**

Al riguardo, appare opportuno evidenziare che nel 2024 è intervenuto l'**annullamento** da parte del giudice amministrativo (TAR Lazio, Sez. II-ter, sent. 2872 del 12 febbraio 2024) del D.M. 28 dicembre 2021, di approvazione **del Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee** allo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale (**Pitesai**).

L'annullamento è stato disposto dal TAR su ricorso presentato dalla Società Padana energia S.r.l., appartenente al gruppo Gas Plus. Il ricorso è stato fondato su vari motivi di doglianza, alcuni dei quali sono stati accolti dal giudice amministrativo, e in particolare: la fondatezza del motivo di ricorso, con il quale la ricorrente ha lamentato la violazione delle garanzie partecipative nella fase di VAS e le carenze istruttorie e motivazionali che hanno caratterizzato la procedura di redazione e approvazione del Piano. È stata ritenuta altresì fondata l'ulteriore argomentazione, con la quale il ricorrente ha lamentato la mancata effettiva valutazione, nella fase conclusiva della VAS, dei contributi pervenuti nel corso della consultazione. L'incompletezza dell'istruttoria che ha preceduto l'approvazione dell'intero Piano risulta confermata dal fatto che lo stesso, addirittura nella sua versione definitiva, non ha una rappresentazione grafica completa delle aree e che le risultanze istruttorie sulla base delle quali è stato adottato non sono state compiutamente acquisite prima della formulazione della proposta, carenze tutte non sanabili da eventuali adempimenti successivi. E' stata altresì accolta la contestazione delle modalità attraverso le quali il Ministero dell'allora transizione ecologica è pervenuto alla individuazione delle aree idonee, rilevando come questi, invece di procedere, come prescritto dall'art. 11-ter, all'individuazione delle aree "idonee" all'esercizio delle attività minerarie sulla base di una preventiva valutazione sito-specifica delle singole situazioni, ha proceduto a una individuazione di tipo residuale, applicando, sul territorio interessato dal Piano, una serie di "fattori escludenti" prestabiliti in via generale, astratta e trasversale, talvolta neppure compiutamente graficizzati nel piano medesimo, evidenziando, altresì, come **la natura astratta di tali vincoli ha illegittimamente interessato concessioni già in essere, dando vita a divieti di estrema estensione e rigidità.**

In conseguenza di tale annullamento, il recente [D.L. n. 153/2024](#) (articolo 2), in corso di esame parlamentare ai fini della sua conversione in legge ([S.1272](#)), **ha abrogato** la **normativa** legittimante il **Pitesai**, contenuta nell'articolo 11-ter, commi 1-8 e 13 del [D.L. n. 135/2019](#).

Il decreto legge ha comunque **confermato il divieto**, già contenuto nel Piano, **di conferimento di permessi di ricerca e di concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi** sul territorio nazionale e a mare, pur salvaguardando l'affidamento degli operatori ai quali sono stati già conferiti titoli. Il medesimo provvedimento legislativo ha anche fissato taluni criteri cui l'amministrazione deve attenersi **nel rilascio delle proroghe** delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, consentite **ai sensi della normativa vigente** (l'amministrazione dovrà così **tenere conto delle riserve e del potenziale minerario ancora da produrre e dei tempi** necessari per completare la produzione fino alla durata di vita utile del giacimento, **nonché** tenere in considerazione **l'area in concessione** effettivamente funzionale all'attività di produzione e di ricerca e sviluppo ancora da svolgere, **con una ripermimetrazione delle aree** non più funzionali in tal senso).

Inoltre, il medesimo decreto legge è intervenuto per **ridurre da 12 a 9 miglia il perimetro** costiero ed esterno alle aree marine e costiere protette **entro il quale sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi**. Dunque, con tale modifica, le **attività upstream in mare oltre il perimetro di 9 miglia** dalla linea costiera e dalle aree marine e costiere protette, sono ora consentite. La finalità di tale intervento, esplicitata nella relazione illustrativa al [D.L. n. 153/2024](#) è quella di **permettere lo sblocco di diverse attività fino ad ora in "stand-by" o comunque non autorizzate**, in un'ottica di potenziamento degli approvvigionamenti interni di gas naturale e di raggiungimento degli obiettivi di politica energetica in materia.

Effettivamente, la **produzione nazionale di gas naturale**, nell'ultimo ventennio, si è **ridotta** da circa 15 miliardi di metri cubi nel 2001 a circa **2,7 miliardi nel 2023** (cfr. Relazione sulla situazione energetica nazionale di ottobre 2024). Ciò è avvenuto sia per il **calo naturale dei giacimenti** in sfruttamento, sia per **l'assenza di investimenti in nuove ricerche e produzione** (cfr. anche informativa alla Camera del 22 marzo 2022, dell'allora Ministro della Transizione ecologica, Roberto Cingolani). Pertanto, il **Paese** è

divenuto **quasi completamente dipendente** dalle importazioni, con **oltre il 95 per cento** del gas naturale consumato importato **dall'estero**.

Il conflitto tra Russia e Ucraina, tenuto conto dell'importante **ruolo svolto dal gas russo** nella copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale (circa il **40% nel 2021**, con 29 miliardi di Smc su 76 miliardi di Smc di gas consumati), ha reso necessario adottare **misure d'urgenza per diversificare le fonti di approvvigionamento** e **garantire la sicurezza** degli approvvigionamenti nazionali.

Il [D.L. n. 17/2022](#) (articolo 16) ha così introdotto un meccanismo, cd. "**gas release**", per incrementare la **produzione nazionale di gas** e la sua **vendita** a prezzi ragionevoli **a clienti finali industriali** a forte consumo di gas cd. "**gasivori**".

Il meccanismo, prima implementato dal [D.L. n. 176/2022](#), è stato successivamente **reformulato** dal [D.L. n. 181/2023](#) (articolo 2, comma 1) con il fine esplicitato di **superare le criticità della disciplina** originaria, manifestatesi in sede attuativa, derivanti dal fatto che l'evoluzione positiva favorevole dei prezzi del gas naturale ne aveva sostanzialmente determinato l'inefficacia (cfr. osservazioni del Ministro Pichetto Fratin in Aula alla Camera il 31 maggio 2023, in risposta all'interrogazione Pavanelli e altri n. 3-00442). Il meccanismo è stato poi **recentemente** ulteriormente **rivisto** dal [D.L. n. 153/2024](#) alla luce del **venir meno del Pitesai e delle ulteriori modifiche** apportate dal medesimo decreto legge, sopra ricordate.

Secondo il meccanismo come riformato, il **GSE** è il soggetto responsabile ad avviare, su direttiva del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, le procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale **a prezzi ragionevoli**.

I **soggetti legittimati** a partecipare alle procedure, su invito del GSE, erano indicati, prima delle modifiche apportate dal [D.L. n. 153/2024](#), i titolari di concessioni esistenti - anche se improduttive o in sospensione volontaria, i cui impianti di coltivazione erano collocati, totalmente o parzialmente, in aree considerate compatibili dal PITESAI, considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca e di sviluppo di nuove infrastrutture minerarie, i soli vincoli classificati come assoluti dallo stesso Piano, nel rispetto della normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali.

In ragione dell'abrogazione della disciplina del Pitesai, i soggetti legittimati sono stati ridefiniti dal [D.L. n. 153/2024](#): sono **ora** legittimati a partecipare alle procedure **i titolari di concessioni di coltivazione** di gas naturale, **esistenti o da conferire, nel rispetto dei limiti imposti dalla legislazione vigente, della normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali**. Scompare dunque il richiamo al Pitesai.

Quanto alle concessioni **ammissibili** a partecipare alle procedure **in deroga** al divieto delle attività *upstream* nell'alto Adriatico ([articolo 4 della legge n. 9/1991](#)), anch'esse sono state **riviste** dal [D.L. n. 153/2024](#). Prima di tale decreto legge, venivano ammesse le concessioni di coltivazione di idrocarburi – esistenti o nuove - nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo Nord e il parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a Sud, a una distanza dalle linee di costa di almeno 9 miglia, previa verifica degli effetti di subsidenza, e con giacimenti con riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi.

Con il decreto legge, viene ora consentito, ai soli fini della partecipazione alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine, il **rilascio di concessioni di coltivazione – sulla base di istanze già presentate** alla data del 18 ottobre 2024 (data di entrata in vigore del decreto legge) – **nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po e il parallelo distante da quest'ultimo 15 chilometri a sud**. Rimane confermato l'**obbligo di distanza di almeno 9 miglia marittime** dalle linee di costa, la durata delle concessioni per la vita utile del giacimento e la necessità che i relativi giacimenti abbiano un potenziale minerario di gas con riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi.

La **relazione illustrativa** del [D.L. n. 153/2024](#) afferma che **è una sola l'istanza che rientrerebbe in questa casistica** e precisa, al riguardo, che il procedimento di conferimento attivato si trova in una fase molto avanzata e che risultano accertate riserve superiori a 500 milioni di metri cubi. **Pertanto, solo per le finalità dell'gas release, detta concessione potrà operare** in deroga ai divieti insistenti nella zona, con la precisazione che le relative attività di coltivazione non potranno che svolgersi nel tratto di mare che dista almeno 9 miglia marittime dalle linee di costa.

Si rammenta al riguardo che, ai sensi del [D.L. n. 153/2024](#), le **attività upstream in mare oltre** il perimetro di **9 miglia** dalla linea costiera e dalle aree marine e costiere protette, sono consentite e, dunque, tali concessioni possono partecipare alle procedure.

I soggetti legittimati a partecipare alle procedure presentano una **manifestazione di interesse ad aderire** alle procedure **al GSE**, comunicando i **programmi incrementali** delle produzioni di gas naturale per la durata di **vita utile del giacimento**, oltre che un **elenco di possibili sviluppi**, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale, i tempi massimi di entrata in erogazione, il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari. La manifestazione di interesse deve contenere una serie di **impegni** da parte del presentatore (cfr. *infra*).

Le **nuove concessioni**, le proroghe e le modifiche delle concessioni esistenti, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas, sono **rilasciate sulla base di un procedimento unico**, che **si deve chiudere** entro il **termine di tre mesi** dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse.

L'**efficacia** delle **nuove concessioni**, delle proroghe e delle modifiche delle concessioni esistenti, nonché delle autorizzazioni delle opere necessarie è **condizionata** alla **stipula** dei **contratti finanziari di vendita** di lungo termine, **stipulati tra GSE (acquirente) e titolari delle concessioni (venditori)**, aventi ad oggetto i diritti sul gas da questi ultimi prodotto.

I titolari degli atti concessori/autorizzatori devono **comunicare al gruppo GSE e al MASE** – entro 45 giorni dalla chiusura del procedimento unico che li rilascia - **il costo a MWh della produzione** oggetto dei programmi incrementali di produzione (già indicati in sede di manifestazione di interesse). Il costo deve essere indicato per livello di produzione e campo di coltivazione e, a corredo, vi deve essere **una relazione dettagliata** circa le modalità della sua determinazione

L'**impegno a presentare la relazione dettagliata** in questione, nonché a cedere il gas prodotto e a mettere a disposizione del GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi medi annui attesi, a un prezzo pari al costo asseverato, deve essere adottato già in sede di manifestazione di interesse.

Il quantitativo di **diritti sul gas** è messo a disposizione per **cinque anni** dal 1° ottobre 2024 o, in caso di contratto stipulato successivamente al 30 aprile 2024, dal primo giorno del sesto mese successivo alla stipula del contratto medesimo.

Il Gruppo **GSE, a sua volta**, con una o più procedure di allocazione gestite dal Gestore dei mercati energetici – GME S.p.A., **offre**, senza che ciò rechi nuovi o maggiori oneri, i **diritti sul gas**, in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas (cd. "**gasivori**"), che agiscano anche in forma aggregata, aventi diritto alle agevolazioni tariffarie di cui al D.M. 21 dicembre 2021.

Per un esame più approfondito della disciplina, si rinvia al [dossier n. 368/2024](#) relativo al D.L. n. 153/2024 (cfr. articolo 2).

Le misure nazionali: l'Electricity Release

Altra misura introdotta in periodo emergenziale, finalizzata a contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici a prezzi ragionevoli ai clienti finali, è quella di cui all'articolo 16-bis del [D.L. n. 17/2022](#), il quale ha previsto la **cessione** da parte del GSE, con contratti a lungo termine (almeno triennali), dell'**energia elettrica nella propria disponibilità prodotta da impianti a fonti rinnovabili** che beneficino di tariffe onnicomprensive, ritiro dedicato o scambio sul posto e che non rientrano nel perimetro della norma sui c.d. *extra* profitti (di cui all'articolo 15-bis del [D.L. n. 4/2022](#)).

Il [decreto ministeriale 341 del 2022](#) ha definito, in attuazione dell'articolo 16-bis del [D.L.n. 17/2022](#), le modalità, e le condizioni di applicazione di tale meccanismo, definendolo "**electricity release**". Nello

specifico, il decreto ha previsto che il GSE ceda l'energia nella propria disponibilità attraverso **contratti triennali a termine (fino al 31 dicembre 2025)**, stipulati sulla base di una **procedura** svolta dal **GME** sulla propria piattaforma di negoziazione finalizzata a **individuare i soggetti aggiudicatari e il volume di energia elettrica** in cessione, loro spettante. Sono stati ammessi a partecipare al meccanismo i **cd. Clienti finali prioritari** e cioè i clienti finali, alternativamente o congiuntamente: **industriali; piccole e medie imprese, localizzati in Sicilia e Sardegna** partecipanti al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare; **elettrivori** di cui al D.M. 21 dicembre 2017; **elettrivori localizzati nelle isole Sicilia e Sardegna**.

Il **GSE** ha stipulato con i soggetti assegnatari **contratti di cessione a due vie**, che regolano la differenza tra il prezzo di allocazione dell'energia offerta in cessione (pari secondo il Decreto, a **210 €/MWh**, fermi restando possibili successivi adeguamenti) e il prezzo medio mensile di vendita sul mercato organizzato dell'energia elettrica nella disponibilità del GSE (cfr. [sito istituzionale](#) del Gestore).

Dal 22 novembre 2022 al 5 dicembre 2022, sul Portale ER-Energy Release del GSE, si è svolta la procedura di accreditamento per partecipare alla procedura di assegnazione del GME. All'esito della procedura di assegnazione del 9-10 gennaio 2023, il **GME ha assegnato l'intero volume di energia messo a disposizione, pari a 16.024.960 MWh, a 1.420 clienti finali prioritari**.

Come sopra detto, il D.M. ha definito un **prezzo "politico" di riferimento per il contratto a due vie pari a 210 €/MWh che si è rivelato, a seguito della riduzione dei prezzi dei mercati, troppo alto**. Lo scenario congiunturale che ha caratterizzato il 2022 aveva portato il Legislatore ad indicare tale prezzo di cessione dell'energia, con facoltà di ridurlo a 180 euro/MWh una volta entrato in vigore il tetto al costo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile previsto dal regolamento (UE) 2022/1854 (applicato con l'art. 1, commi 30-38 della [L. n. 197/2022](#), legge di bilancio 2023).

Gli operatori hanno quindi sollecitato il riconoscimento della facoltà di recedere dal contratto o ridurre, fino ad azzerare, i quantitativi già assegnati. Il 10 febbraio 2022, il GSE ha disposto la proroga al 28 febbraio 2023 del termine ultimo per la stipula del contratto da parte dei clienti finali assegnatari. Lo stesso 10 febbraio, il MASE **ha ritenuto opportuno** consentire che la **facoltà di riduzione del quantitativo** (contrattualizzato) **potesse riguardare l'intera quantità di energia assegnata, portandola anche a zero, con effetto dal 1° gennaio 2023**. Il **16 febbraio 2023** è stato **pubblicato dal GSE l'Avviso** che ha definito le modalità per la **richiesta** - da presentare entro e non oltre il **6 marzo 2023** - del **recesso**, ovvero **riduzione**, fino all'azzeramento, dei volumi di energia aggiudicati.

Il [D.L. n. 181/2023](#) (articolo 1, comma 4-*bis*) ha in sostanza **riaperto i termini per l'esercizio della facoltà di recesso**, consentendone l'esercizio entro l'**8 aprile 2024**, **senza l'applicazione di penali e senza la regolazione delle differenze tra il prezzo di allocazione ed il prezzo medio, maturati durante il periodo di vigenza contrattuale**. Ciò si applica **anche in caso di recesso già esercitato** alla data dell'8 febbraio 2024 (data di entrata in vigore della [legge n.11/2024](#), di conversione del decreto legge).

Nuovo electricity release del [D.L. n. 181/2023](#) - c.d. Electricity release 2.0

Il [D.L. n. 181/2023](#), all'articolo 1, commi 1, accorda - **fino al 31 dicembre 2030** - **nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della medesima superficie pubblica, una preferenza** - ai fini dell'individuazione del concessionario da parte delle amministrazioni competenti - ai **progetti di impianti fotovoltaici o eolici** volti a soddisfare il fabbisogno energetico delle **imprese elettrivore** (iscritte all'apposito elenco presso la CSEA).

Tali impianti, come si dirà subito di seguito, rientrano nelle tipologie di quelli ammessi a partecipare al **nuovo meccanismo** cd. **Electricity release 2.0**.

Il nuovo meccanismo è delineato nei suoi elementi essenziali dai commi 2-4 dello stesso articolo 1 del decreto legge. Si prevede, in particolare, che il **Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica** definisca, entro l'**8 febbraio 2024**, di un **meccanismo** per lo **sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili** da parte delle **imprese elettrivore** (iscritte nell'elenco delle imprese

a forte consumo di energia elettrica istituito presso la CSEA), nel rispetto di **dettagliati criteri**. Tra i criteri, la previsione per cui la **nuova capacità** di generazione **è realizzata** mediante:

- **nuovi impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici** di potenza minima **pari 200 KW ciascuno**;
- **impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici** oggetto di **potenziamento** ovvero di **rifacimento** che consentano un **incremento** di potenza pari ad **almeno 200 kW**.

Il nuovo meccanismo è finalizzato a consentire alle **imprese elettrivore – nelle more dell'entrata in esercizio della nuova capacità** di generazione degli impianti - **di chiedere al GSE**, per un periodo limitato - **3 anni prima** che sia realizzata la nuova capacità di generazione - **un'anticipazione** di una quota parte **dell'energia rinnovabile e delle relative garanzie di origine**, ad un **prezzo di cessione definito dal GSE**, da restituire in un periodo di **venti anni** a decorrere dall'entrata in esercizio degli impianti.

L'**anticipazione e la restituzione** dell'energia elettrica avvengano attraverso **contratti per differenza a due vie**, stipulati **tra il GSE e i clienti finali energivori o soggetti terzi interessati**, sulla base del medesimo prezzo di cessione, definito dal GSE tenuto conto del costo efficiente medio di produzione di energia rinnovabile da impianti di dimensione di scala efficiente che utilizzano tecnologie mature competitive.

In attuazione, è stato adottato il [decreto ministeriale n. 268 del 23 luglio 2024](#). Il [decreto](#), entrato in vigore il 31 luglio 2024, ha demandato l'approvazione delle **regole operative** per l'accesso al meccanismo ad un ulteriore decreto del MASE, da adottare entro i successivi 60 giorni su proposta del GSE e ha imposto allo stesso GSE l'obbligo di pubblicare il bando per l'assegnazione dell'energia elettrica nella sua disponibilità, entro 15 giorni da tale ultimo decreto.

Il 30 ottobre 2024 è stato adottato il [decreto direttoriale del MASE](#) che approva le [Regole Operative dell'Energy Release 2.0](#). Il bando del GSE sarà pubblicato entro il 15 novembre 2024.

Secondo quanto previsto nelle regole operative, **entro sessanta giorni dalla data di apertura del bando GSE**, i clienti finali energivori dovranno presentare una **manifestazione di interesse** a partecipare alla procedura di assegnazione dell'energia elettrica nella disponibilità dal GSE.

Nell'ambito della manifestazione di interesse, il cliente finale energivoro, singolo o in forma aggregata, dovrà indicare il **volume di energia elettrica richiesto in anticipazione** che **non potrà essere in nessun caso superiore, su base annua, ai consumi medi annui** rilevanti ai fini dell'iscrizione nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica tenuto da CSEA. In caso di cliente finale in forma aggregata, tali requisiti valgono per ciascuna delle imprese facenti parte dell'aggregazione.

È facoltà del cliente finale/aggregatore indicare un valore minimo di energia elettrica al di sotto del quale si rinuncia già in fase di presentazione della manifestazione di interesse all'assegnazione dell'energia elettrica senza escussione della cauzione (soglia minima di accettazione).

Il GSE assegna ai clienti finali energivori, in fase di anticipazione, il volume di energia elettrica nella propria disponibilità ripartito mensilmente secondo percentuali indicate dalle regole operative, in relazione alla quantità richiesta e le Garanzie d'Origine ad essa imputabili.

Nel caso in cui l'ammontare complessivo di energia elettrica richiesto ecceda la quantità nella propria disponibilità, il GSE provvederà a ripartire la quantità di energia elettrica in modo proporzionale ai volumi oggetto di richiesta.

Il cliente finale può presentare **una sola manifestazione di interesse**. È preclusa, pertanto, la possibilità che uno stesso cliente finale si possa presentare come cliente finale singolo e come cliente finale partecipante all'aggregato in più di una manifestazione di interesse.

La presentazione della manifestazione di interesse da parte del cliente finale energivoro o l'aggregatore è subordinata al **versamento di una cauzione**.

Completata la procedura di assegnazione, il GSE comunicherà la quantità di energia oggetto di anticipazione e il cliente finale/aggregatore deve sottoscrivere il **contratto di anticipazione** entro 30 giorni.

Firmando il contratto di anticipazione il cliente finale/aggregatore è tenuto a:

- sottoscrivere, o a far sottoscrivere dal soggetto terzo, uno o più **contratti di restituzione** relativamente al volume di energia assegnato e alle relative GO, entro 40 mesi successivi alla data di sottoscrizione del contratto di anticipazione;
- a sottoscrivere, o a far sottoscrivere al soggetto terzo, un contratto di restituzione per ciascun impianto nel caso in cui il cliente finale intenda procedere alla restituzione da una pluralità di impianti con cui si è realizzata la nuova capacità;

- nel caso in cui il cliente finale/aggregatore abbia fatto realizzare la nuova capacità a un soggetto terzo e, conseguentemente, abbia fatto sottoscrivere da quest'ultimo il/i contratto/contratti di restituzione, il cliente finale/aggregatore ha facoltà di sottoscrivere con il soggetto terzo un **contratto di compravendita di energia elettrica** da fonti rinnovabili a lungo termine, di cui all'[articolo 28 del D.lgs.n. 199 del 2021](#);
- costituire a favore del GSE, entro 60 giorni dalla sottoscrizione del contratto di anticipazione, una garanzia autonoma incondizionata ed escutibile a prima richiesta

Il cliente finale è tenuto a comunicare eventuali cause di forza maggiore o casi di ritardo nella conclusione dei procedimenti amministrativi finalizzati alla realizzazione di nuova capacità di generazione in nessun modo imputabili o ascrivibili a sé o al soggetto terzo e intervenuti nel corso dei 40 mesi successivi alla sottoscrizione, trasmettendo la relativa documentazione a comprova. Il GSE accerterà il ricorrere delle predette condizioni, ai fini dell'applicazione della sospensione del termine previsto per l'entrata in esercizio.

Quanto al **periodo di anticipazione**, per ogni mese del tale periodo, compreso tra il **1° gennaio 2025 e il 31 dicembre 2027**, il GSE, in relazione alla quota mensile del volume assegnato:

- a) **riconosce il differenziale, qualora negativo**, tra il Prezzo di Cessione e il prezzo medio mensile di vendita sul mercato organizzato dell'energia elettrica;
- b) **conguaglia o provvede a richiedere al cliente finale/aggregatore il differenziale, qualora positivo**, tra il Prezzo di Cessione e il Prezzo di Vendita.

L'obbligo di corresponsione dei differenziali si protrae sino alla fine del periodo di anticipazione (36 mesi dalla decorrenza del contratto di anticipazione) indipendentemente dall'entrata in esercizio di nuova capacità.

Si consideri che **anche il contratto di restituzione è un contratto per differenza a due vie**. Il contratto di restituzione è sottoscritto dal GSE con i clienti finali energivori, anche in forma aggregata, o con soggetti terzi da loro delegati e prevede l'obbligo di restituzione di tutta l'energia elettrica anticipata dal GSE o di una quota parte di essa e del controvalore delle GO, per un periodo di durata pari a **venti anni** a decorrere dall'entrata in esercizio della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili. L'energia elettrica prodotta dagli impianti/interventi realizzati ai fini della restituzione è resa disponibile dal cliente finale energivoro/aggregatore o dal soggetto terzo, per la quota parte immessa in rete, sul mercato elettrico gestito dal GME.

Il cliente finale/aggregatore dovrà comunicare l'entrata in esercizio del nuovo impianto/potenziamento/rifacimento oggetto del contratto di restituzione entro 30 giorni dalla predetta data di entrata in esercizio. Il contratto di restituzione avrà effetto a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e al più tardi entro 40 mesi dalla decorrenza del contratto di anticipazione salvo cause di forza maggiore. Dunque, essendo contratto per differenza a due vie, Il GSE, mensilmente, calcola la differenza il prezzo di cessione e il prezzo di riferimento individuato nel mercato MGP determinato nel periodo rilevante delle transazioni, nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato e moltiplicata per il quantitativo di energia, come rilevata dalle apparecchiature di misura oggetto del contratto di restituzione. **Qualora l'importo risulti:**

- **negativo**, il **GSE provvede a richiedere** al cliente finale/aggregatore/soggetto terzo **il pagamento del corrispettivo**;
- **positivo**, il **GSE eroga il corrispettivo** a favore del cliente finale/aggregatore/soggetto terzo.

Le misure nazionali: sviluppo delle interconnessioni elettriche e delle reti nazionali

Secondo i dati diffusi dal MASE, nell'anno 2023, la **richiesta di energia elettrica nel 2023** è stata pari a **305,0 TWh** (dati provvisori), in calo del 3,2% rispetto all'anno precedente. Tale fabbisogno è stato **soddisfatto per l'83,2% dalla produzione nazionale** che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari, per pompaggi e per il consumo di pompe di calore e batterie, è stata pari a **253,7 TWh** (-6,7% rispetto al 2022) e, per il **restante 16,8%** dalle **importazioni nette dall'estero**, per un ammontare di **51,3 TWh, in crescita del 19,2%** rispetto all'anno precedente.

Il significativo aumento dell'energia scambiata con i paesi confinanti è stato determinato dall'effetto combinato di un aumento dell'importazioni del 15,2% (che dai 47,4 TWh sono passate a 54,6 TWh nel 2023) e di una diminuzione del 24,6% delle esportazioni (che dai 4,4 TWh del 2022 scendono a 3,3 TWh nel 2023). **Rilevante per tale aumento dell'import il ruolo delle interconnessioni, come strumento di efficienza e sicurezza per il sistema elettrico.**

Quanto alla produzione nazionale, pur rimanendo la **fonte termoelettrica tradizionale** quella a **maggior copertura del fabbisogno** (146,6 TWh di produzione lorda e circa il 55% del totale energia prodotta), questa registra un **decremento del 19,3%** concentrato, in valore assoluto, **principalmente sul gas naturale** e sui combustibili solidi. Al contrario la **fonte idroelettrica**, dopo il minimo storico registrato nel 2022, **torna a crescere del 38,7%** attestandosi a 42 TWh.

Record storico per le **produzioni eolica e fotovoltaica** che si attestano rispettivamente a 23,3 TWh e 30,7 TWh, con un **incremento complessivo dell'11,1%** rispetto al 2022. Le stime del GSE mostrano, peraltro, che nel 2023 gli **investimenti in nuovi impianti a fonti rinnovabili** per la produzione di energia elettrica sono **in aumento** rispetto a quelli rilevati nel 2022, con valori intorno a 6,7 miliardi di euro (MASE, [Relazione sulla situazione energetica nazionale](#), pubblicata il 1 Ottobre 2024).

Interconnessioni con l'estero

Il PNIEC 2024 evidenzia, per quanto riguarda la sicurezza del sistema elettrico, che l'Italia è storicamente un **importatore netto di energia elettrica**. In tale contesto, la transizione energetica e gli obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello comunitario rappresentano un'occasione importante anche per ridurre la dipendenza energetica attraverso la **maggior produzione da fonti rinnovabili interne**.

Il PNIEC comunque prospetta un ulteriore potenziamento delle interconnessioni elettriche con l'estero sia sulla frontiera Nord che verso Sud, al fine di aumentare la sicurezza dei sistemi interconnessi, ma anche di promuovere sia l'efficienza che la concorrenza con un maggior allineamento dei prezzi all'ingrosso

La rete elettrica di trasmissione nazionale è attualmente interconnessa con l'estero attraverso **30 linee di interconnessione**:

- **9 linee** con la **Francia**, di cui: 4 linee HVDC: due a 320kV (Piossasco-Grand'Ile) e due a 200kV con la Corsica (SACOI); 1 linea in corrente continua 150kV tra la Sardegna e la Corsica (SARCO); 4 linee in AC: una a 220kV in singola terna; una a 380kV in singola terna e una a 380kV in doppia terna;
- **12 linee** con la **Svizzera**;
- **4 linee** con l'**Austria**;
- **2 linee** con la **Slovenia**;
- **1 linea** HVDC 500kV **Italia-Montenegro** (MONITA);
- **1 linea** HVDC 500kV **Italia-Grecia** (GRITA);
- **1 collegamento** 220kV con **Malta**.

Il contributo dell'import dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa è guidato da due fattori fondamentali: il **differenziale di prezzo orario dell'energia tra Italia e il Paese interconnesso** e la **capacità di interconnessione** transfrontaliera.

Il **prezzo medio dell'elettricità sui mercati all'ingrosso dell'Italia è storicamente più elevato dei paesi limitrofi** che dispongono di *mix* di generazione caratterizzati da minori costi di produzione e minore flessibilità che, nelle ore di ridotto carico e maggior produzione rinnovabile, conduce a prezzi anche negativi. Il PNIEC definisce queste come dinamiche piuttosto consolidate, ma che potrebbero subire un'evoluzione negli anni seguenti per il combinarsi di più fattori tra cui: la netta prevalenza di generazione da FER, elevati prezzi della CO₂, produzione di idrogeno ed evoluzione della regolamentazione dei mercati, nonché potenziale ruolo della produzione di energia da nucleare.

La **capacità transfrontaliera è stata sviluppata** in maniera preponderante **sulla frontiera nordoccidentale (Francia e Svizzera)** a cui è possibile ricondurre circa tre quarti dei volumi di energia elettrica importata. Si evidenzia come nel corso del **triennio 2021-2023** la capacità di interconnessione ha avuto un **incremento di circa 1,8 GW** legato prevalentemente alla frontiera con la **Francia**.

Per la frontiera francese si segnala, infatti, l'entrata in esercizio del Primo Polo dell'interconnessione HVDC Italia-Francia a novembre 2022 (*Interconnector PISA* ex L.99/2009) e del Secondo Polo ad agosto 2023, che ha messo a disposizione complessivamente ulteriori 1.200 MW di potenza di scambio tra le due frontiere. In aggiunta, a dicembre 2023 una nuova interconnessione 220kV in corrente alternata sulla frontiera Italia-Austria è entrata in esercizio garantendo un incremento di NTC di 300 MW (*Interconnector RESIA* ex L.99/2009). Questi potenziamenti si aggiungono alla precedente entrata in esercizio di MONITA (interconnessione HVDC Italia – Montenegro, in parte sviluppata come *Interconnector* ex L.99/2009) avvenuta al termine 2019. Tali progetti erano menzionati in via di realizzazione nel precedente PNIEC 2019.

Dati di import e di export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa

GWh	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro
Import 2021	15.153	19.468	1.258	5.450	1.857	34	3.353
Export 2021	1.185	1.256	12	74	518	547	190
Import 2022	14.397	20.286	1.499	6.214	1.741	6	3.248
Export 2022	1.210	1.041	9	23	1.054	646	422
Import 2023	19.318	21.201	1.328	6.513	1.989	26	4.197
Export 2023	958	980	10	28	644	648	52

(Fonte: Terna)

Oltre a prevedersi nel **medio lungo termine un ulteriore potenziamento delle interconnessioni** verso tali frontiere, stima al 2030 un **incremento totale** di circa **1.000 MW**, grazie alla prevista entrata in esercizio del progetto di interconnessione HDVC con la **Tunisia "TUNITA"** (incremento NTC sulla frontiera di 600 MW), e alla **riduzione di limitazioni di capacità** con la **Slovenia** (con incremento NTC sulla frontiera di 400 MW).

Con riferimento al **"TUNITA"**, a luglio 2024 il **Governo tunisino ha autorizzato l'interconnessione elettrica** tra Tunisia e Italia. La parte italiana dell'opera è stata autorizzata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (**MASE**) con decreto del 10 maggio 2024 (qui il comunicato stampa). Nell'agosto del 2023 **Terna e STEG**, il gestore della rete tunisina, **hanno firmato con la Commissione europea il Grant Agreement** che dà il via al finanziamento di 307 milioni di euro destinato all'interconnessione. Un ulteriore passo in avanti verso la realizzazione del primo collegamento elettrico in corrente continua tra Europa e Africa. Per la prima volta i fondi comunitari Connecting Europe Facility sono stati assegnati a un'opera infrastrutturale sviluppata da uno Stato Membro e da uno Stato Terzo. Nel giugno del 2023 la **Banca mondiale** ha approvato un finanziamento di 268,4 milioni di dollari alla Tunisia per il **progetto ELMED**, in parte dedicato alla realizzazione della stazione di conversione (inclusa nel perimetro di progetto finanziato dal CEF) e in parte dedicato ai rinforzi interni di rete funzionali all'esercizio dell'interconnessione. L'accordo rientra nel quadro del partenariato tra Tunisia e Banca mondiale per il periodo 2023-2027. Il progetto costituisce il primo pilastro della nuova *partnership* tra la Tunisia e la Banca mondiale, rappresenta un **punto di svolta nel settore energetico tunisino**, aprendo le porte a futuri investimenti e iniziative nel settore energetico.

Nella nuova **Missione 7 RepowerEU** del **PNRR**, vi sono investimenti finalizzati al potenziamento delle **interconnessioni** transfrontaliere con **Austria, Slovenia e Francia**.

Si richiama, in particolare:

- **l'investimento 6 - Progetti di interconnessione elettrica transfrontaliera tra Italia e Paesi confinanti** (M7C1- I.6.1), al quale sono assegnati **60 milioni**.
L'investimento è volto ad **ampliare** e modernizzare l'infrastruttura di **trasmissione** dell'energia elettrica tra **Italia, Austria e Slovenia**. In particolare l'investimento consiste nel completamento dei **seguenti interconnettori transfrontalieri**: Somplago (Italia)-*Würmlach* (**Austria**), con un obiettivo finale (a giugno 2026) di aumento della capacità nominale degli interconnettori esistenti di **300 MW**; **Zaule** (Italia)-Dekani (**Slovenia**) e Redipuglia (Italia)-Vrtojba (**Slovenia**), con un obiettivo finale (a fine anno 2025) di incremento della capacità nominale cumulativa dei due interconnettori di **250 MW**.
Al termine dei lavori le infrastrutture saranno pronte per entrare in funzione non appena verrà completata e messa in funzione la parte sul versante di Austria e di Slovenia.
- **l'investimento 5 - SA.CO.I.3** (M7C1-I.5.1), al quale sono assegnati **200 milioni** di euro.
L'investimento mira a **modernizzare l'infrastruttura di trasmissione** dell'energia **elettrica** che collega la **Sardegna** al resto d'Italia, attraverso la **Corsica**, per attingere alla capacità di produzione da fonti energetiche rinnovabili in Sardegna e integrarla nella rete di trasmissione nazionale. L'investimento, sostiene, in particolare, la costruzione del **progetto di interconnessione "Sardegna-Corsica-Italia 3"**, per il completamento della costruzione degli involucri che ospiteranno le stazioni di conversione a

Codrongianos, in Sardegna, e a Suvereto, in Toscana. Questi involucri sono l'infrastruttura esterna delle centrali di compressione e non comprendono macchinari o altre attrezzature, che saranno installati al loro interno dopo il completamento dell'investimento stesso. L'investimento deve essere completato entro il 31 agosto 2026.

La riforma dell'iter di approvazione del Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e il Portale digitale RTN

Il Piano nazionale di ripresa e resilienza - **PNRR** italiano, ha previsto l'adozione, con la legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022, di **norme finalizzate ad assicurare la tempestiva attuazione dei piani di sviluppo della rete per l'energia elettrica**.

In attuazione, la [legge n. 214/2023](#), **Legge sulla concorrenza 2022**, all'articolo 1, dispone che **Terna S.p.A. predisponga ogni due anni un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale**, coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel PNIEC, e lo presenti, entro il 31 gennaio di ogni biennio, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) e all'ARERA. Il medesimo articolo fissa i seguenti termini procedurali ai fini dell'approvazione del Piano:

- **sessanta giorni** per l'espressione dei **pareri** da parte delle **regioni** e delle province autonome interessate. In caso di inutile decorso del termine, il Ministero procede comunque;
- **sei mesi** dalla presentazione del piano per lo svolgimento della **consultazione pubblica** e la **valutazione** dell'**ARERA**;
- **diciotto mesi** - comprensivi della valutazione ambientale strategica - per l'**approvazione definitiva** da parte del MASE.

Tali termini decorrono nuovamente, ridotti della metà, qualora Terna presenti integrazioni al Piano già trasmesso.

Il [Piano di sviluppo della rete elettrica nazionale](#) è stato approvato dal MASE con [D.M. 22 dicembre 2023](#). Si rinvia anche alla [pagina dedicata](#) disponibile sul sito istituzionale di Terna S.p.a.

Il [D.L. n. 181/2023](#) ([L. n. 11/2024](#)), all'articolo 9 (commi 1- 4), ha previsto poi la realizzazione, da parte di **Terna**, di un **Portale digitale** che consenta al **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, al **Ministero della cultura**, all'**Arera**, alle **regioni e province autonome** e agli **operatori** interessati, l'accesso a dati e informazioni sugli **interventi di sviluppo della rete** elettrica di trasmissione nazionale e sulle **richieste di connessione**.

Si rinvia all'[apposita pagina](#) dedicata al Portale sul sito istituzionale di Terna.

Semplificazioni per lo sviluppo delle reti di distribuzione

L' articolo 9 (commi 5-9-*quater*) del già citato D.L. n. 181/2023 ([L. n. 11/2024](#)) **semplifica** le **autorizzazioni** per le **infrastrutture di rete** correlate all'attuazione degli interventi previsti dal **PNRR**, relativi al **rafforzamento delle smart grid**, nell'ambito dell'**investimento 2.1, Componente 2, Missione 2**, per il quale sono stanziati **3,61 miliardi di euro**. Tale investimento è stato rafforzato, con lo stanziamento di ulteriori risorse nella nuova Missione 7 "RepowerEU" del PNRR. L'investimento **M7C1-I.1.1** stanziava ulteriori **450 milioni di euro**.

L'obiettivo dell'investimento è **digitalizzare le infrastrutture di rete**, per abilitare e accogliere l'aumento ad almeno 4.000 MW di produzione da fonti rinnovabili, convertire all'elettrificazione dei consumi almeno **1.500.000 utenti** (es. mobilità elettrica, riscaldamento con pompe di calore) e aprire nuovi scenari in cui potranno avere un ruolo anche i **prosumer**, i consumatori-produttori di energia. Gli interventi saranno attuati per circa il **40%** nelle regioni del **Sud Italia** (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria e Sicilia. Destinatari della misura sono gli [Operatori del sistema di distribuzione](#) - *DSO system operator*). Obiettivo ultimo (entro **giugno 2026**) è l'**elettrificazione dei consumi di almeno 1.730.000 abitanti** e, come obiettivi intermedi: l'aggiudicazione di tutti gli appalti pubblici per incrementare la capacità di rete entro fine 2022 (obiettivo conseguito), l'aumento di almeno 1.000 MW della capacità di rete per la distribuzione di energia rinnovabile entro la fine del 2024 e l'aumento di almeno 4.000 MW entro il 30 giugno 2026. Per una analisi dettagliata, [si rinvia qui](#).

L'articolo 9 (commi 5-9) del D.L. prevede che, **fino al 31 dicembre 2026**, la **realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti fino a 30 kV**, prevista nell'ambito di **progetti** ammessi ai finanziamenti di cui al succitato Investimento M2C2 I.2.1 del PNRR, nonché la realizzazione delle **opere accessorie** indispensabili all'attuazione dei progetti stessi, siano sottoposti a semplice **denuncia di inizio lavori**, **a meno che** non sussistano **vincoli** ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa eurounitaria ovvero occorra l'acquisizione della **dichiarazione di pubblica utilità** o l'autorizzazione in **variante** agli **strumenti urbanistici**. La **documentazione** necessaria allo svolgimento della **verifica preventiva archeologica non è richiesta** nei casi in cui la denuncia di inizio lavori (DIL) sia corredata dall'asseverazione che l'esecuzione dei lavori non comporti nuova edificazione o scavi in quote diverse a quelle già impegnate da manufatti esistenti né mutamenti nell'aspetto esteriore dei luoghi.

Ove non sussistano le condizioni per sottoporre le opere a DIL, i suddetti interventi sono sottoposti ad un'**autorizzazione unica**, secondo le norme regionali applicabili, rilasciata a valle di una **conferenza di servizi semplificata**, nel corso della quale le **amministrazioni hanno trenta giorni per esprimersi**. L'istanza di autorizzazione unica si intende comunque **accolta qualora, entro novanta giorni** dalla data di presentazione della medesima, **non sia stato comunicato un provvedimento di diniego** ovvero **non sia stato espresso un dissenso motivato**, da parte di un'**amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali**.

L'articolo 9, ai commi da *9-bis* a *9-quater*, poi prevede che, **con il medesimo procedimento** previsto per la costruzione e l'esercizio delle **cabine primarie** della rete di distribuzione, **possano essere autorizzate** anche le relative **opere di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale**, purché abbiano una tensione non superiore a 220 kV e una lunghezza inferiore a cinque chilometri, se aeree, o a venti chilometri, se in cavo interrato.

Il comma *9-quater*. 1, dispone, infine, che **fino al 31 dicembre 2026, TERNA realizzi le opere** necessarie per la **connessione di cabine primarie**, per le quali è stata concessa l'autorizzazione e che sono state ammesse a finanziamento, in tutto o in parte, a valere sulle risorse dell'Investimento 2.1 "Rafforzamento Smart Grid" del PNRR, **mediante denuncia di inizio attività**, a condizione che tali opere di connessione abbiano una **tensione nominale non superiore a 220 kW** e una lunghezza **non superiore a un chilometro** oppure, qualora non siano interessate aree sottoposte a vincoli di natura ambientale, paesaggistica o archeologica, una lunghezza non superiore a **tre chilometri**.

Le misure nazionali: i progetti energetici del Piano Mattei per l'Africa

Con il **D.L. n. 161/2023** il Governo ha adottato misure urgenti per definire la *governance* del cosiddetto "Piano Mattei per l'Africa", ovvero **"un piano strategico"** per la costruzione di un nuovo partenariato tra Italia e Stati Africani. Esso è composto da differenti **ramificazioni settoriali**, tra esse, il supporto alla **transizione energetica** nei Paesi africani, con ritorni positivi anche per l'economia nazionale.

Come evidenziato dal [Piano strutturale di bilancio di medio termine dell'Italia per il 2025-2029](#) di settembre 2024, nel "Piano Mattei per l'Africa" sono previsti interventi finalizzati a sviluppare la diffusione di **tecnologie applicate all'energia**, mediante l'istituzione di centri di innovazione per lo sviluppo di *start-up* locali, capitale umano e occupazione, in sinergia con i pendenti **progetti di interconnessione** con i Paesi africani.

Il Piano, in una prima fase, si focalizza su un numero di **progetti pilota** che coinvolgono **nove Paesi: Egitto, Tunisia, Marocco e Algeria** per quanto riguarda il Nord-Africa; **Kenya, Etiopia, Mozambico, Congo e Costa d'Avorio**, per la regione subsahariana. Nelle sue fasi successive, si potrà estendere ad altri Paesi del continente.

Nella **Relazione sullo stato di attuazione del Piano Mattei (Doc. CCXXXIII, n. 1)**, approvata dalla cabina di Regia del Piano ad ottobre 2024, trasmessa alla Camera dei deputati l'11 novembre 2024 e discussa presso la Commissione Affari esteri il 20 novembre 2024 (qui il [resoconto](#)), sono indicati i diversi progetti pendenti. Tra essi, anche quelli connessi al progetto di interconnessione elettrica sottomarina Italia - Tunisia (**ELMED**), autotizzato dal MASE a maggio 2024 (qui il [comunicato](#)). In particolare, nel Piano Mattei vi è il progetto **"Terna Innovation Zone"**, relativo alla costituzione di un centro di sviluppo e trasferimento di nuove competenze tecniche e di innovazione tra l'industria energetica tunisina e italiana. Sarà un centro di supporto alle *start-up* per incentivare l'accelerazione tecnologica, sfruttando anche le opportunità derivanti

dall'avvio del citato progetto ELMED (*cfr.* sul punto, [paragrafo](#) del tema relativo allo sviluppo delle interconnessioni elettriche).