

NEWSLETTER



n. 266 Giugno 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Le anticipazioni di Terna sul Piano di Sviluppo: più investimenti al Sud

pag. 4

Nel rapporto preliminare 2023, Terna tiene conto di uno scenario di concentrazione della crescita delle rinnovabili al sud e nelle isole delineato dall'andamento delle richieste di autorizzazione per i nuovi impianti e prevede investimenti per il rafforzamento della capacità di trasporto, sia attraverso nuove opere, che con l'utilizzo di tecnologie che permettono un migliore sfruttamento delle linee esistenti.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Facciamo il punto sugli iter autorizzativi per fotovoltaici ed eolici

pag. 8

Le semplificazioni dell'iter autorizzativo previste nei recenti provvedimenti legislativi di emergenza, con l'obiettivo primario di superare la lentezza e la complessità dei processi autorizzativi che sono state tra i limiti alla crescita delle rinnovabili, ne riconoscono il ruolo chiave per superare la crisi energetica e ridurre la dipendenza dalle forniture di gas dalla Russia.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Tariffe Gas & Power

pag. 13

Grazie all'azzeramento degli oneri di sistema, la spesa per i consumi elettrici nel terzo trimestre consolida la riduzione registrata nel secondo trimestre, ma soltanto per famiglie tipo e microimprese in Maggior Tutela. Rispetto al secondo trimestre, l'azzeramento degli oneri di sistema lascia invariata anche la spesa di famiglie e piccole imprese per i consumi di gas naturale nel terzo trimestre. I prezzi gas indicizzati al TTF (Pfor) sono tuttavia previsti in aumento sia nel terzo che nel quarto trimestre.

04

Monitoraggio GARE GAS

Aumento a maggio delle transazioni bilaterali e del relativo prezzo sul mercato dei TEE in concomitanza con la chiusura dell'anno d'obbligo 2021, ma i prezzi sono rientrati a giugno. Stabili sia volumi che prezzi sulla piattaforma GME. Pioggia di sospensioni e posticipazioni sui bandi di gara.

pag. 17

05

Monitoraggio IDROGENO

pag. 21

Idrogeno ed elettrolizzatori entrano nel piano europeo per le infrastrutture dell'energia TEN-E con la revisione del 3 giugno, guadagnando l'accesso ai finanziamenti dell'UE. Il MITE approva l'introduzione dell'idrogeno nei gasdotti e sblocca i fondi del PNRR per realizzare stabilimenti di produzione di elettrolizzatori.

01



MERCATO ELETTRICO

Le anticipazioni di Terna sul Piano di Sviluppo: più investimenti al Sud

Nel rapporto preliminare 2023, Terna tiene conto di uno scenario di concentrazione della crescita delle rinnovabili al sud e nelle isole delineato dall'andamento delle richieste di autorizzazione per i nuovi impianti e prevede investimenti per il rafforzamento della capacità di trasporto, sia attraverso nuove opere, che con l'utilizzo di tecnologie che permettono un migliore sfruttamento delle linee esistenti.

La pubblicazione del Rapporto Preliminare Ambientale, attualmente in consultazione, apre la procedura di Valutazione ambientale strategica (VAS) del Piano di sviluppo (PdS) 2023 di Terna. La VAS è un processo di valutazione delle attività che si svolgono sul territorio e che possono avere impatti significativi sull'ambiente. Il Rapporto Preliminare Ambientale è stato redatto congiuntamente allo sviluppo delle elaborazioni del PdS 2023 e pertanto la sua impostazione e la definizione dei suoi contenuti rispecchiano lo stato di avanzamento dello stesso. La sua lettura consente quindi di raccogliere alcune anticipazioni sul nuovo PdS. Di seguito ne analizziamo le più rilevanti:

- l'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica, affinché ne sia garantita sempre la copertura, nonché della generazione di energia e di possibili scambi con l'estero
- la previsione della domanda e dell'offerta relativamente allo sviluppo di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili
- la capacità disponibile da varie fonti (biomasse, idroelettrico, geotermico, eolico e fotovoltaico) nonché la capacità di scambio transfrontaliera

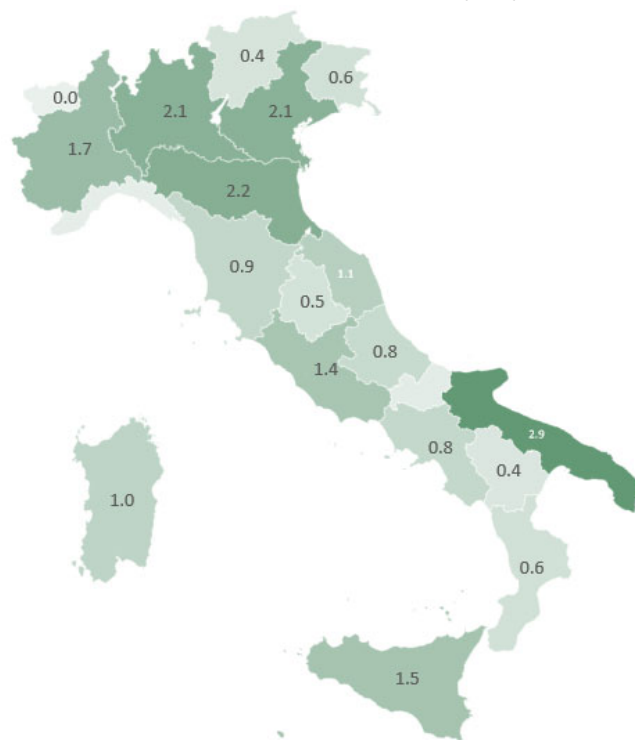
Il piano deve essere coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza: lo sviluppo della rete dovrà essere attuato garantendo la piena integrazione delle rinnovabili e creando un sistema che possa risolvere autonomamente problemi generati da cause esogene, come eventi meteorologici avversi.

In anticipo rispetto alla formalizzazione dei nuovi obiettivi coerenti con il FIT for 55, che prevede una quota media a livello europeo di rinnovabili pari al 65% del consumo interno lordo, Terna ha deciso di elaborare i piani di rete assumendo una crescita di 60-70 GW di capacità rinnovabile entro il 2030, in aumento rispetto ai 40 GW definiti dal PNIEC.

I piani decennali di Terna sono stati finora elaborati assumendo che l'aumento di capacità installata rinnovabile si sarebbe verificato prevalentemente

nelle regioni del Nord Italia, essendo basati essenzialmente sulle stime del PNIEC e sulla crescita storica degli impianti negli ultimi anni. Lombardia e Veneto sono per il momento le regioni con il maggior numero di impianti fotovoltaici, mentre è la Puglia la regione con la capacità installata più elevata (**Figura 1**) e, su questa base, Terna ha quindi previsto un aumento sostanziale delle richieste per la costruzione di tali impianti nelle regioni a maggior domanda di energia. Lo scenario National Trend Italia, redatto congiuntamente tra Terna e Snam, prevede al 2030 una crescita della potenza installata al Nord del 45%.

FIGURA 1. CAPACITÀ INSTALLATA (MW)



Elaborazioni MBS Consulting

L'effettiva evoluzione potrebbe tuttavia essere diversa. Coerentemente con gli alti livelli di radiazione, sono infatti le regioni del Sud Italia a registrare il maggior numero di richieste di connessione alla rete, in linea con il parallelo aumento in queste regioni delle

richieste di autorizzazione per progetti per impianti fotovoltaici, prevalentemente agri-voltaici, e per l'eolico, sia *onshore* che *offshore*.

Le regioni con maggiori richieste per gli impianti fotovoltaici sono Puglia, Sicilia, Sardegna, Basilicata, Campania, a cui si aggiunge il Lazio nel centro Italia. In tali regioni, si concentra il 90% delle richieste. Nonostante ci siano richieste anche in regioni del Nord come Veneto, Piemonte e Molise, è evidente una disparità della distribuzione degli impianti e della potenza su tutto il territorio.

Lo stesso andamento si osserva per gli impianti eolici: le regioni con le maggiori richieste per gli impianti eolici sono le stesse che per i fotovoltaici (con l'aggiunta della Calabria), sia in termini di numero di istanze presentate che di potenza totale, dove si concentra il 94% delle richieste.

L'eolico *offshore* ha una rilevanza significativa per il raggiungimento dei *target* di sviluppo delle rinnovabili, data la possibilità di installare in mare turbine eoliche con una potenza unitaria compresa tra i 15 e i 17 MW, grazie allo sviluppo e all'evoluzione della tecnologia *floating* sul mercato.

La crescita delle fonti rinnovabili concentrata nel Sud potrebbe comportare difficoltà di gestione per il sistema elettrico: all'aumentare della distanza tra le aree di produzione e le aree di consumo, aumenta il rischio di fenomeni quali le congestioni di rete e l'*over-generation*. Il Sud Italia e il Centro Sud hanno una rete più debole rispetto al Nord Italia, che rappresenta l'area più industrializzata del paese, ma con un minore potenziale di sviluppo di nuova capacità da fonti rinnovabili.

In considerazione dell'andamento delle richieste di autorizzazione per i nuovi impianti, Terna ha quindi elaborato uno scenario di sviluppo alternativo, indicato in **Figura 4** come Terna_NEW, centrato su:

- l'incremento della capacità di scambio tra le Isole e il resto del territorio italiano, aumentando l'efficienza della rete esistente
- l'incremento della capacità di trasporto della rete di trasmissione dal Sud verso il Nord.

Secondo quanto anticipato nel Piano Preliminare 2023, per permettere l'integrazione delle FER-E sono necessari rinforzi sulla rete altissima e alta tensione nell'area tra Campania e Basilicata, oltre ai due nuovi elettrodotti da 380 kV tra Campania e Basilicata volti alla raccolta della nuova generazione FER e all'aumento del limite di transito tra Sud e Centro Sud

FIGURA 2. IMPIANTI FOTOVOLTAICI: PROCEDIMENTI DAL 2018 A OGGI

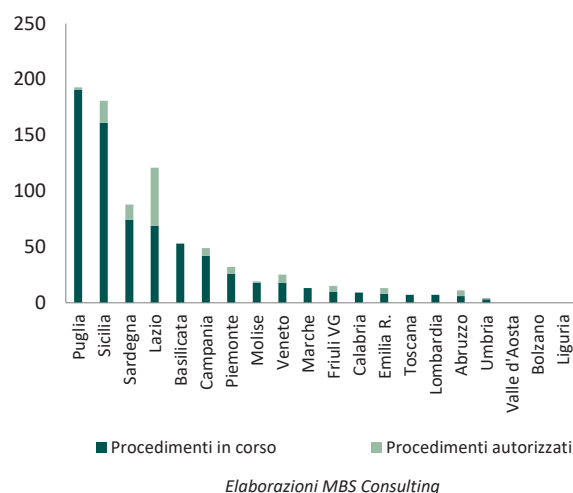
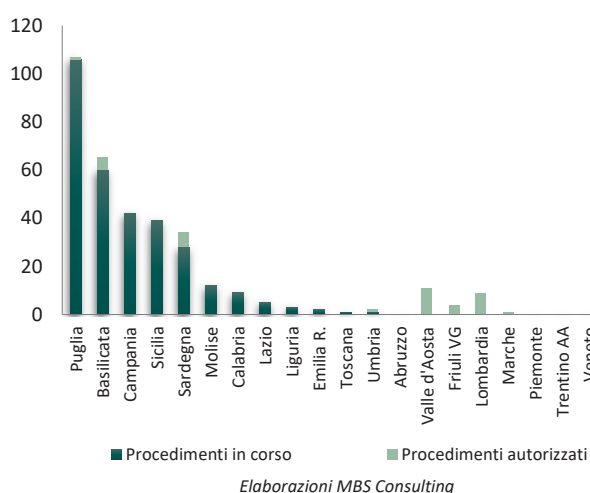


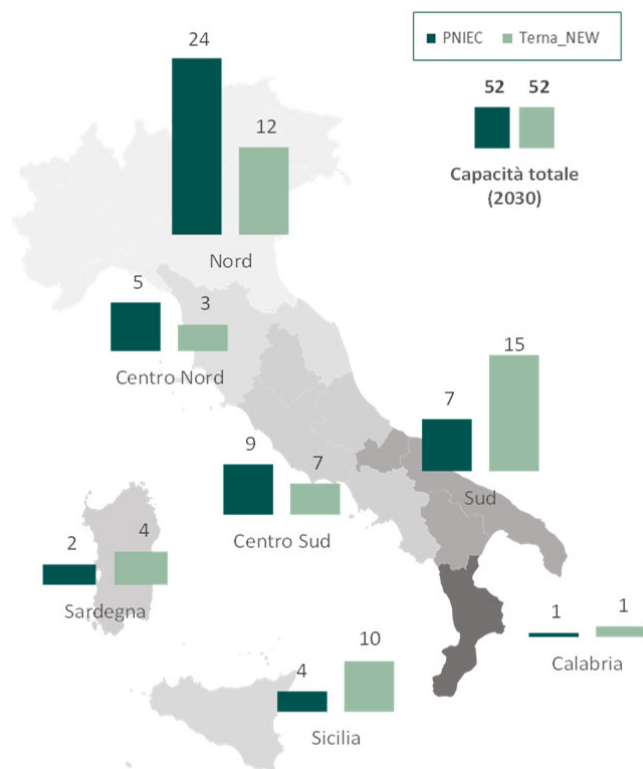
FIGURA 3. IMPIANTI EOLICI: PROCEDIMENTI DAL 2018 A OGGI



già presenti nel vecchio piano di sviluppo.

L'aumento della capacità di trasporto riguarda anche molti degli interventi previsti in Sicilia, una tra le regioni che riveste un ruolo chiave in quanto a potenza installata. La Sicilia, insieme a Sardegna e Campania è inoltre interessata dalla costruzione del Tyrrhenian link, per il rinforzo del collegamento delle isole con la penisola: il progetto ha l'intento di garantire una maggior integrazione delle rinnovabili, riducendo l'*over generation*, aumentando la capacità di scambio tra isole e continente e incrementando allo stesso tempo l'adeguatezza della rete di trasmissione.

Il centro Italia è caratterizzato da carenze nel versante adriatico, su cui gravano i flussi tra Sud e Nord, destinati ad aumentare con la messa in esercizio dei nuovi impianti eolici e fotovoltaici. Molti interventi sono quindi volti a un potenziamento della rete in tale

**FIGURA 4. CAPACITÀ FOTOVOLTAICA INSTALLATA:
TARGET PER IL 2030 (GW)**

Elaborazioni MBS Consulting

area. Il più rilevante è l'Adriatic link, che collegherà Abruzzo e Marche tramite un cavo sottomarino lungo 250 km, inserito nell'ultimo piano di sviluppo di Terna con l'obiettivo di facilitare il trasporto di energia attraverso la rete di trasmissione nazionale. Nel nuovo piano di sviluppo saranno previsti inoltre progetti per la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, con l'obiettivo di fornire un contributo all'attività di dispacciamento, alcuni dei quali sono

stati già implementati e sono in fase di monitoraggio. Con la maggiore integrazione delle FER e, soprattutto, con la loro allocazione prevalentemente al Centro Sud e al Sud, è plausibile immaginare diverse congestioni sulle direttrici AAT/AT Sud-Nord, specialmente quella Adriatica perché il flusso deve viaggiare verso il carico che è concentrato al Nord.

Con l'incremento di flussi imposti che derivano da un'alta produzione FER, TERNA deve rendere la rete sempre più flessibile introducendo tecnologie di gestione dei flussi transitanti sulle linee altissima e alta tensione come per esempio collegamenti a corrente continua (*High voltage direct current*, HVDC). Oltre a rinforzi volti a gestire flussi, con la progressiva dismissione delle macchine rotanti (*phase-out* carbone), sarà necessario installare macchine sincrone (compensatori) per garantire la stabilità della rete.

Il Piano preliminare di Terna incorpora il nuovo scenario di sviluppo delle FER anche da questo punto di vista, prevedendo oltre alle nuove opere in corrente continua (conversione di linee a corrente alternata esistenti in continua) e nuovi collegamenti. Terna ha infatti introdotto nel piano investimenti per incrementare lo scambio tra le zone introducendo la tecnologia *Dynamic Line Rating*, che permette di ottimizzare lo sfruttamento degli *asset* esistenti attraverso una gestione dinamica dei limiti di portata, massimizzando il caricamento delle linee quando le condizioni ambientali lo permettono e assicurando la sicurezza del sistema.

02



ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Facciamo il punto sugli iter autorizzativi per fotovoltaici ed eolici

Le semplificazioni dell'iter autorizzativo previste nei recenti provvedimenti legislativi di emergenza, con l'obiettivo primario di superare la lentezza e la complessità dei processi autorizzativi che sono state tra i limiti alla crescita delle rinnovabili, ne riconoscono il ruolo chiave per superare la crisi energetica e ridurre la dipendenza dalle forniture di gas dalla Russia.

PROCEDURE AUTORIZZATIVE: CAMBIANO I CRITERI PER I DIVERSI PERCORSI

La [legge 34/2022](#), di conversione del DL Bollette e Energia, la legge 51/2022, di conversione del DL Ucraina e il [DL 50/2022](#) (Decreto Aiuti) hanno modificato alcuni aspetti dell'iter autorizzativo per gli impianti di generazione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di semplificare il processo e di renderlo più efficiente, intervenendo sui parametri relativi a dimensione e localizzazione dei progetti sulla base dei quali sono richiesti i diversi tipi di adempimento.

Di seguito, i procedimenti a cui possono essere assoggettate costruzione ed esercizio degli impianti rinnovabili e le relative modifiche apportate dai DL Energia e Aiuti:

- **comunicazione relativa alle attività in edilizia libera:** prevede la possibilità di realizzare impianti fotovoltaici sugli edifici senza la necessità di richiedere un'autorizzazione. Con il DL energia, l'installazione sui tetti è considerata come manutenzione ordinaria e non è prevista alcuna comunicazione al Comune. Diviene inoltre possibile installare pannelli fotovoltaici anche su edifici presenti nelle zone A, ovvero aree a carattere storico, artistico e di pregio ambientale
- **dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA):** è richiesta quando vengono apportate modifiche a impianti esistenti e a progetti autorizzati senza incremento di area occupata dagli impianti e dalle opere connesse e a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento. Si prevede che siano realizzati mediante DILA anche nuovi impianti fotovoltaici con moduli collocati sulle coperture di fabbricati rurali, di edifici a uso produttivo e di edifici residenziali, nonché i progetti di nuovi impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione a coperture di fabbricati rurali e di edifici su cui è stata effettuata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto. Con il [DL](#)

[17/2022](#) (Decreto Bollette e Energia) la DILA è stata estesa anche alle opere connesse necessarie in caso di interventi di modifica non sostanziale che non prevedono un incremento dell'area occupata. Sono realizzati tramite DILA anche gli impianti fotovoltaici a terra fino a 1 MW in aree idonee, nonché le opere e le infrastrutture indispensabili per la messa in esercizio

- **procedura abilitativa semplificata (PAS):** consiste in una richiesta al Comune che deve essere presentata almeno 30 giorni prima dell'inizio dei lavori. Vale il principio del silenzio assenso: passati 30 giorni dalla richiesta, se il Comune non ha emesso parere contrario, possono essere avviati i lavori. Con il DL Energia sono state innalzate le soglie al di sotto delle quali la procedura è attivabile (**Tabella 1**), al fine di accelerare il processo di approvazione degli impianti grazie al silenzio-assenso dell'autorità competente
- **autorizzazione unica (AU):** viene rilasciata alla fine di un procedimento volto a verificare che l'impianto non abbia impatti significativi sull'ambiente al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate.

Le soglie previste, modificate dal DL Energia relativamente alla DILA e alla PAS per gli impianti da fonte rinnovabile sono riportati nella **Tabella 1**.

I DL Energia e Aiuti sono inoltre intervenuti su:

- l'ampliamento dei criteri per l'identificazione delle aree idonee
- la limitazione del parere dell'autorità competente in materia paesaggistica a parere non vincolante, dunque non ostativo del processo autorizzativo, non solo per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee, ma anche per le infrastrutture connesse.

TABELLA 1

Procedura	Fotovoltaico	Eolico
DILA	Fino a 1 MW, per gli impianti situati in aree idonee	*
	- Tra 1 MW e 20 MW, per impianti in area industriale, commerciale, discariche e cave, per alta e media tensione - Tra 1 e 10 MW per impianti da realizzare nelle aree idonee	Da 0 a 60 kW
PAS	Tra 1 e 10 MW per impianti fotovoltaici flottanti	
	agri-voltaici con soluzioni integrative innovative che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale	
AU	Per i casi che non rientrano nella PAS	>60 kW, a meno che non si tratti di singoli generatori eolici installati su tetti di edifici esistenti

* Non sono previste soglie, ma per gli impianti eolici si fa riferimento a interventi consistenti nella sostituzione della tipologia di rotore che comportano una variazione in aumento delle dimensioni fisiche delle pale eoliche

VALUTAZIONE DI ASSOGGETTABILITÀ E DI IMPATTO AMBIENTALE: POSSIBILE ITER ABBREVIATO

In funzione della dimensione del progetto, per ottenere l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, può essere necessario sottoporre il progetto a verifica di assoggettabilità (VA) alla valutazione di impatto ambientale (VIA).

La VA è una procedura finalizzata a valutare se un progetto può determinare impatti negativi significativi sull'ambiente e se è necessario che sia sottoposto alla valutazione di impatto ambientale.

Il procedimento può concludersi:

1. con la decisione di non sottoporre l'intervento a VIA, sia nel caso in cui non siano previsti effetti negativi che, nel caso sussista questo rischio, con l'indicazione delle condizioni ambientali necessarie per evitare o prevenire i possibili impatti negativi e significativi

2. con la sottoposizione alla VIA.

La VA non conferisce alcun titolo abilitativo, quindi il proponente dovrà successivamente ottenere tutte le altre autorizzazioni.

BOX. LE AREE IDONEE

La Legge 199/2021 prevede l'individuazione da parte delle Regioni delle aree idonee dove poter installare impianti rinnovabili entro dicembre del 2022. In queste aree per l'iter autorizzativo prevede un parere obbligatorio ma non vincolante delle soprintendenze e la diminuzione di un terzo dei tempi del processo autorizzativo. La legge 34/2022 e il DL Aiuti hanno ampliato i criteri per l'identificazione di aree considerate idonee per l'installazione di impianti eolici e fotovoltaici, apportando modifiche al DL 152/2006 e al DL 199/2021.

Sono inoltre ora considerate aree idonee ex-lege, quindi senza bisogno dell'approvazione delle regioni:

- le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152
- le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, i siti e gli impianti delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali
- le aree che non sono comprese nel perimetro di beni sottoposti a tutela, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela considerando una distanza di 7 chilometri per gli impianti eolici e di 1 chilometro per gli impianti fotovoltaici.

Esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra sono classificate come idonee:

- le aree agricole a non più di 300 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale
- le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti
- le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 150 metri

Alle aree idonee definite ex-lege se ne possono aggiungere altre identificate attraverso leggi regionali. In questo caso è introdotto stabilito il principio secondo cui avranno priorità le aree a destinazione industriale, artigianale, per servizi e logistica.

La VIA ha lo scopo di definire gli effetti che il progetto avrà sull'ambiente e si basa sulla valutazione della fattibilità tecnico-economica, dello studio di impatto ambientale e di una sintesi non tecnica che devono essere prodotte dal proponente.

Dopo aver elaborato i dati, l'autorità preposta emette un provvedimento di VIA, che prende in considerazione sia la documentazione riportata dal proponente sia i pareri espressi da altri enti e gli esiti delle consultazioni pubbliche.

Per le modifiche, le estensioni o gli adeguamenti tecnici, può essere prevista, su richiesta del proponente, una fase di pre-screening, in cui vengono inviati all'autorità competente alcuni documenti informativi ed entro 30 giorni l'autorità deve indicare a quale iter autorizzativo il progetto deve essere sottoposto.

Rispetto allo *screening*, la VA e la VIA prevedono un livello di dettaglio delle informazioni che devono essere prodotte sia dal proponente che dall'autorità competente progressivamente più elevato.

La valutazione di progetti sottoposti a VIA o VA può essere di competenza statale o regionale.

In tale contesto la commissione tecnica PNRR-PNIEC, insediata a gennaio, ha il compito di analizzare i progetti sottoposti a VIA di competenza statale, sia quelli compresi nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che quelli attuativi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Le soglie relative al processo amministrativo sono state più volte modificate rispetto a quelle definite nel testo unico ambientale del 2006. Le ultime variazioni, che vanno nel senso di accelerare il processo di autorizzazione, fanno riferimento al DL Energia e definiscono tali valori:

VA REGIONALE	VIA STATALE
▪ impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW ▪ Impianti fotovoltaici localizzati in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale con potenza complessiva superiore a 20 MW	▪ Impianti fotovoltaici localizzati in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale con potenza complessiva superiore a 20 MW ▪ impianti eolici per la produzione di energia elettrica su terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW ▪ impianti fotovoltaici con potenza complessiva superiore a 10 MW ▪ tutti i progetti relativi ad impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare ▪ opere di nuova realizzazione che ricadono interamente o parzialmente nelle aree naturali protette

Nel momento in cui l'iter autorizzativo viene avviato, sono previsti diversi passaggi, la cui durata varia in funzione dell'assoggettabilità del progetto all'analisi di organi regionali o statali. Di seguito ne vengono schematizzate le diverse fasi, dalla presentazione della domanda, all'avvio della procedura di valutazione fino ai provvedimenti di MiTE e Consiglio dei Ministri per la chiusura del processo (**Tabella 3**).

Il DL Aiuti interviene sulle ultime 3 fasi del processo di VIA di competenza statale, prevedendo la possibilità di passare direttamente alla delibera del consiglio dei ministri risparmiando quindi almeno 120 giorni di tempo. Ciò permette di superare eventuali contrasti tra le amministrazioni e le autorità che si esprimono per il rilascio della valutazione di impatto ambientale e che portano molto spesso a un prolungamento del processo autorizzativo.

Le province autonome di Trento e Bolzano definiscono con leggi e regolamenti interni la gestione e l'organizzazione amministrativa per i progetti sottoposti a VIA o VA.

PROVVEDIMENTO UNICO IN MATERIA AMBIENTALE E PROVVEDIMENTO UNICO REGIONALE

Per semplificare il processo e l'ottenimento di tutti i documenti necessari, le imprese possono attivare il provvedimento unico in materia ambientale (PUA), statale, o il provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR), regionale.

La PUA¹ raccoglie in un unico provvedimento tutte le autorizzazioni necessarie per la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto: autorizzazione integrata ambientale, autorizzazione paesaggistica, culturale, autorizzazione per gli scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee, autorizzazione antisismica, autorizzazione idrogeologica.

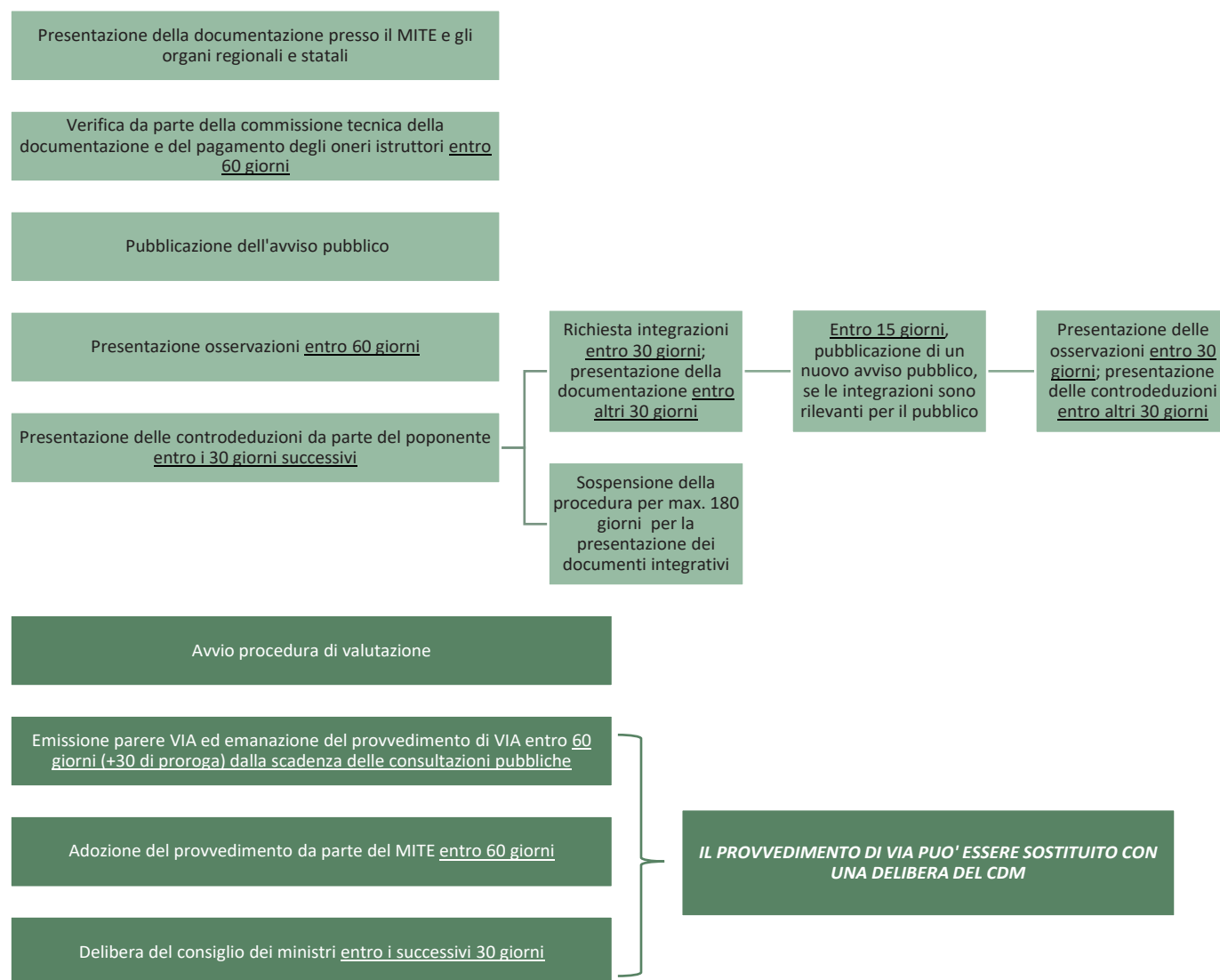
La PAUR racchiude tutti i titoli autorizzativi, non solo ambientali, necessari alla costruzione e alla messa in esercizio dell'impianto, il cui procedimento sia di competenza regionale.

Per entrambi i procedimenti, la VIA ha un ruolo rilevante, in quanto non verrà rilasciato il provvedimento unico nel caso in cui l'esito della VIA sia negativo.

Questi provvedimenti, presi nella situazione di emergenza, rappresentano un riconoscimento del ruolo che potrebbero avere le fonti rinnovabili per superare la crisi energetica e ridurre la dipendenza

¹ Decreto legislativo, 16/06/2017 n° 104.

TABELLA 3. SCHEMA ITER AUTORIZZATIVO



dalle forniture di gas dalla Russia, con l'obiettivo primario di superare la lentezza e la complessità dei processi autorizzativi che sono state tra i limiti alla crescita delle rinnovabili. Se da un lato silenzio assenso, divieto di vincoli e ampliamento delle aree idonee hanno il potenziale per portare ad un'effettiva accelerazione dell'iter autorizzativo, la sostituzione del provvedimento di VIA potrebbe sì sbloccare progetti ancora in corso di valutazione, ma

assoggettando la procedura ambientale a valutazioni di natura politica.

L'aspettativa è comunque di una crescita degli impianti installati nel prossimo futuro. Solo negli ultimi due mesi, sono state infatti presentate istanze per 46 impianti fotovoltaici, esclusi quelli sottoposti a PAS.



03

IMPRESSE E

ISTITUZIONI

Tariffe Gas & Power

Grazie all'azzeramento degli oneri di sistema, la spesa per i consumi elettrici nel terzo trimestre consolida la riduzione registrata nel secondo trimestre, ma soltanto per famiglie tipo e microimprese in Maggior Tutela. Rispetto al secondo trimestre, l'azzeramento degli oneri di sistema lascia invariata anche la spesa di famiglie e piccole imprese per i consumi di gas naturale nel terzo trimestre. I prezzi gas indicizzati al TTF (Pfor) sono tuttavia previsti in aumento sia nel terzo che nel quarto trimestre.

LE TARIFFE PER I CONSUMI ELETTRICI

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

L'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre 2022 riporta un calo del 10% della spesa per i consumi elettrici della famiglia tipo in Maggior Tutela (3 kW di potenza installata e consumi annui pari a 2700 kWh), rispetto al trimestre precedente, che si consolida nel terzo trimestre (si riporta un aumento limitato dello 0.4%). Nella bolletta sia per il secondo che per il terzo trimestre, la spesa per l'energia, il dispacciamento e la commercializzazione rappresenta il 90% del totale (tasse escluse), mentre il peso della spesa per l'utilizzo delle infrastrutture e la gestione del contatore è del 10%.

Nel terzo trimestre viene confermato l'azzeramento dei costi per la copertura degli oneri di sistema ([delibera 295/2022](#)). L'evoluzione delle dinamiche di mercato a partire da metà 2021, con la crescita dei prezzi per gas e CO₂, ha portato a una serie di misure per contenere l'incremento della spesa per l'energia. A partire dagli oltre 3 miliardi di euro stanziati dal Governo con il [Decreto-Legge 27 settembre 2021, n. 130](#) ("Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale"), destinati al contenimento della bolletta delle famiglie e delle microimprese, allocando 2.5 miliardi di euro all'azzeramento degli oneri generali e 500 milioni circa al potenziamento dei bonus. Il proseguimento delle dinamiche rialziste nei mesi successivi ha portato il Governo a stanziare con la [Legge Bilancio 2022](#), 3.8 miliardi di euro per il contenimento della bolletta delle famiglie e delle microimprese, allocando 1.8 miliardi di euro alla riduzione degli oneri generali di sistema per l'elettricità nel primo trimestre 2022, oltre a 912 milioni destinati al potenziamento dei bonus.

Per il secondo trimestre 2022 vista la situazione oggettivamente straordinaria, con un conflitto in atto e una volatilità mai registrata in precedenza sui mercati energetici l'Autorità ha deciso di adottare misure straordinarie a favore dei consumatori, sia per il tutelato che per il libero mercato. Con i decreti [decreto-legge n.17/22](#) e [decreto-legge n.80/22](#), il Governo ha stanziato le ulteriori risorse necessarie all'intervento, reso necessario dagli aumenti a livello internazionale delle materie prime.

I prezzi europei del gas sono cresciuti vertiginosamente a partire da settembre 2021. A titolo di confronto, si pensi che nel mese di settembre 2021 il prezzo medio di scambio del gas sul PSV valeva 63 €/MWh raggiungendo un massimo di 129€/MWh a marzo 2022, la media al mese di giugno 2022 si è attestata intorno ai 90€/MWh. Anche la CO₂ è cresciuta, con una media a giugno di 83€/tCO₂eq, +36% rispetto a settembre 2021.

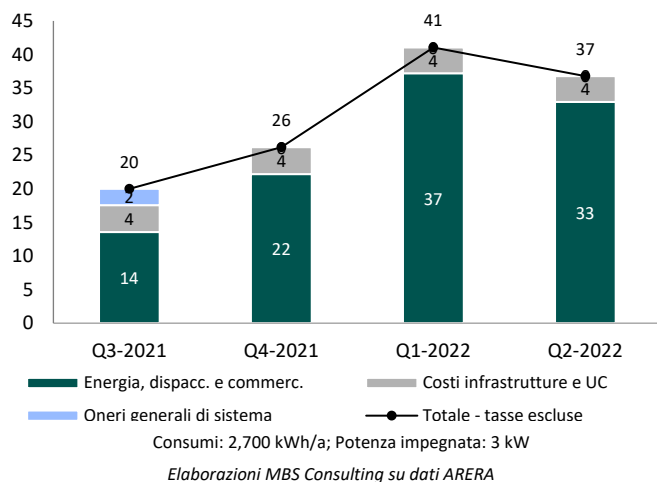
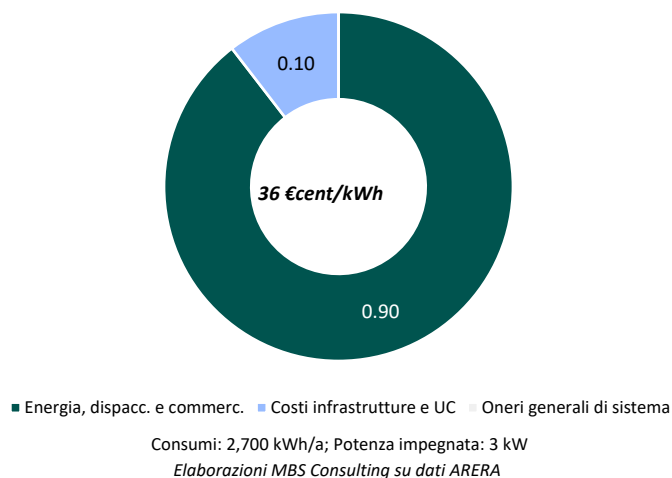
Questi incrementi si sono riflessi sul prezzo elettrico, portando il valore medio del PUN di giugno a 230 €/MWh, oltre 140€/MWh sopra ai livelli di giugno 2021. L'Autorità ha dovuto tener conto di queste dinamiche nel corso dei mesi, incrementando la componente PE¹ dai 10.7 €cent/kWh del terzo trimestre 2021 fino ai 25.6 €cent/kWh del secondo trimestre 2022. Ciò si è tradotto in un incremento del 143% rispetto al terzo trimestre 2021 della spesa per i costi di energia, dispacciamento e commercializzazione della famiglia tipo in Maggior Tutela, le componenti a copertura dei costi di dispacciamento si sono mosse in direzioni opposte (PD è aumentata di: 0.03 €cent/kWh; DISPbt è diminuita di: -0.03 €cent/kWh²).

LE MICROIMPRESE IN MAGGIOR TUTELA

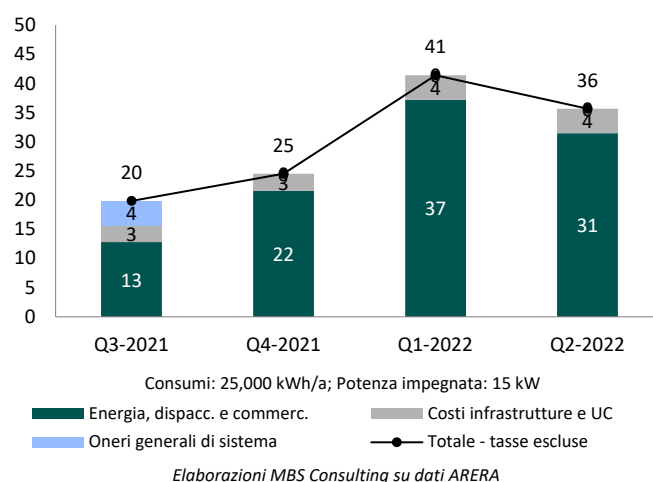
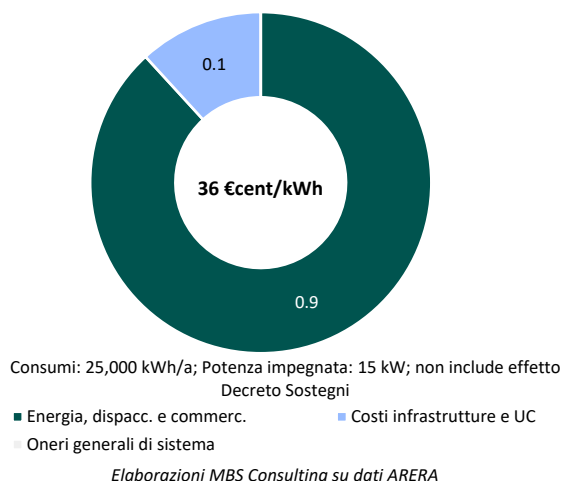
A partire dal quarto trimestre 2021, come per i domestici, la spesa per i consumi elettrici è cresciuta per le microimprese in Maggior Tutela (potenza

¹ La componente PE ("Prezzo Energia") è a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali (e delle annesse perdite di rete).

² Differenza in valore nominale per la bolletta della famiglia tipo tra il terzo trimestre 2021 e il secondo trimestre 2022.

FIGURA 1. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)**FIGURA 2. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA Q2-2022 (%)**

contrattualizzata pari a 15 kW e consumi annui pari a 25,000 kWh) per effetto degli aumenti della spesa per l'energia, il dispacciamento e la commercializzazione, in particolare della componente PE che è cresciuta del 129% rispetto al terzo trimestre 2021, raggiungendo i 25.6 €cent/KWh. Anche per questa categoria di utenti gli interventi dell'Autorità hanno permesso di ridurre il rialzo dei costi, azzerando a partire dal quarto trimestre 2021 gli oneri generali di sistema. Rispetto al primo trimestre il calo dei prezzi per l'energia, il primo dopo 6 trimestri, nel secondo trimestre ha ridotto la spesa per i consumi elettrici delle microimprese del 14%, per effetto di una riduzione della componente PE di 4.9 €cent/KWh. Nel terzo trimestre la componente PE è tornata a crescere (+3.05 €cent/KWh), ma è stata controbilanciata dalla riduzione della componente PPE (-2.15 €cent/KWh), lasciando la spesa per i consumi elettrici in Maggiore Tutela pressoché invariata.

FIGURA 3. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)**FIGURA 4. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA Q2-2022 (€cent/kWh)**

LE TARIFFE PER I CONSUMI DI GAS NATURALE

LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA

Nel secondo trimestre, la spesa per i consumi di gas naturale della famiglia tipo (con consumi annui pari a 1400 smc) in maggior tutela ha riportato una riduzione del 11% (tasse escluse) rispetto al trimestre precedente (-13 €cent/smc). La diminuzione è dovuta soprattutto alla riduzione degli oneri di sistema, che sono diventati negativi contribuendo ad abbassare i costi per la bolletta di 10 €cent/smc, grazie alla riduzione della componente UG2 relativa alla compensazione dei costi di commercializzazione della

vendita al dettaglio. Inoltre, vi è stata una diminuzione della spesa per la materia prima (-2%) dovuta alla

riduzione del corrispettivo Cmem, relativo ai costi di approvvigionamento (pari al -2.2%), mentre la parte fissa della componente di commercializzazione QVD è stata caratterizzata da una variazione positiva (+7%). La spesa per l'approvvigionamento e la vendita di gas della famiglia tipo ha pesato per il 95% della bolletta del secondo trimestre (+10 punti percentuali rispetto al primo trimestre). Il peso della componente relativa al trasporto è rimasto stabile al 6%, mentre è salita al 9% l'incidenza dei costi di distribuzione. Per quanto riguarda gli oneri di sistema c'è stata una riduzione al cliente pari al -8.2% del prezzo di riferimento.

Nel terzo trimestre del 2022 la spesa per i consumi di gas naturale della famiglia tipo rimarrà invariata rispetto al trimestre precedente, secondo i nuovi valori delle tariffe pubblicati dall'Autorità di Regolazione (ARERA) con le delibere 295/22 e [296/22](#) in attuazione del DL Bollette III trimestre. La spesa per la materia gas naturale aumenterà del 20%, a seguito dell'aumento del corrispettivo Cmem del 22% rispetto allo scorso trimestre, ma tale aumento sarà infatti bilanciato dalla riduzione della spesa per gli oneri di sistema legata alla riduzione della componente UG2, che contribuirà ad abbassare i costi per la bolletta di 33 €cent/smc.

LE ATTESE SULL'EVOLUZIONE DEI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO

Le attuali quotazioni dei futures TTF per il quarto trimestre 2022 e per il primo trimestre del 2023 incorporano il rialzo del prezzo di scambio spot degli ultimi mesi e, in particolare, delle ultime settimane, dovuto al taglio di una parte delle forniture di gas dalla Russia, prospettando quindi un aumento della spesa per l'approvvigionamento del gas nel corso dei prossimi trimestri. Sulla base delle quotazioni *forward* medie di maggio per il terzo trimestre dell'anno, il corrispettivo volto a coprire i costi per l'acquisto di gas al TTF, quindi l'indice Pfor, ha riportato un aumento del 23% tra il secondo e il terzo trimestre di quest'anno (+19 €cent/smc). Per il quarto trimestre 2022, il valore del Pfor è previsto salire ulteriormente del 14% rispetto al terzo trimestre, mentre le quotazioni TTF per i trimestri successivi comportano un ulteriore rialzo del 2% nel Q1-23, rispetto al Q4-22, e una riduzione del -24% nel Q2-23 rispetto al Q1-23.

FIGURA 5. COMPOSIZIONE TARIFFE GAS PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/smc)

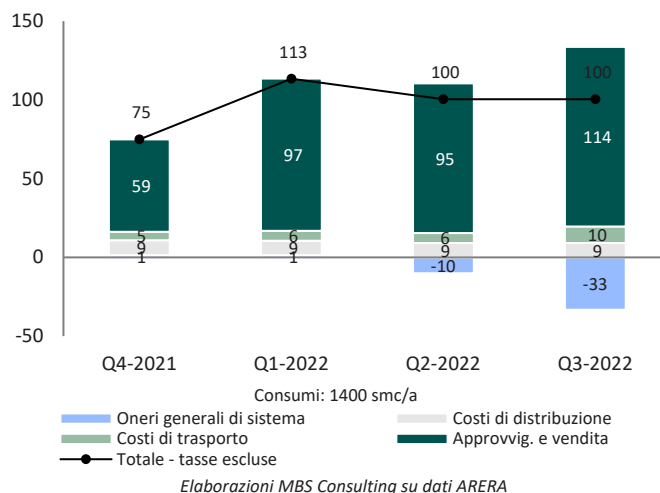


FIGURA 6. COMPOSIZIONE TARIFFE GAS PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (%)

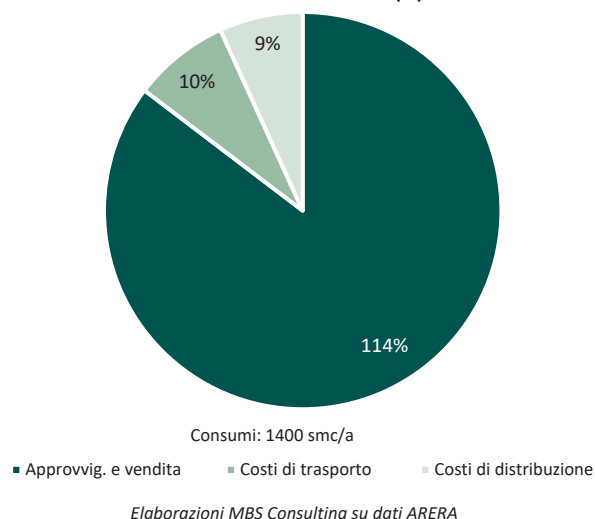
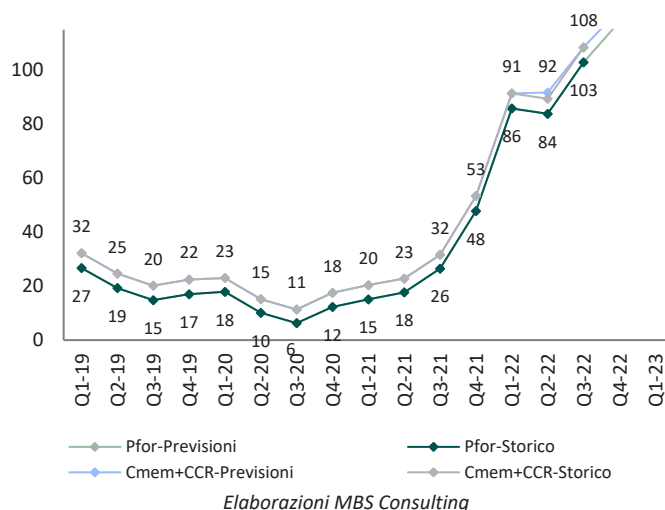


FIGURA 7. PFOR-STORICO E PREVISIONI (€cent/smc)





04

Monitoraggio GARE GAS

Monitoraggio gare gas

Aumento a maggio delle transazioni bilaterali e del relativo prezzo sul mercato dei TEE in concomitanza con la chiusura dell'anno d'obbligo 2021, ma i prezzi sono rientrati a giugno. Stabili sia volumi che prezzi sulla piattaforma GME. Pioggia di sospensioni e posticipazioni sui bandi di gara.

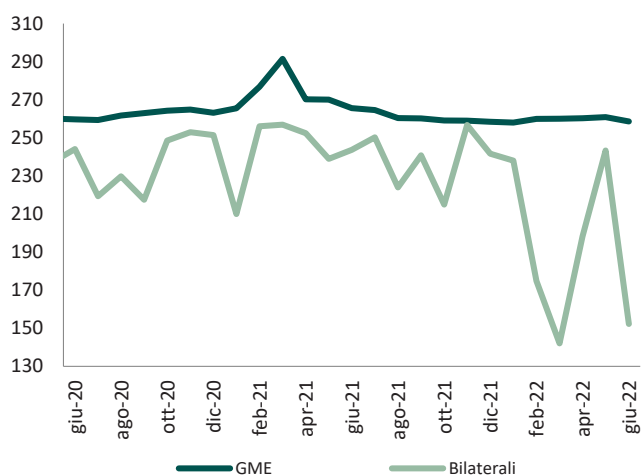
CERTIFICATI BIANCHI

- Nel mese di giugno, il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME è rimasto pressoché in linea (258 €/TEE) rispetto all'ultimo mese, mentre il prezzo delle transazioni bilaterali è diminuito di circa il 37% (152 €/TEE) rispetto a maggio.
- Nel mese di maggio, sia le quantità scambiate sulla piattaforma del GME che le transazioni bilaterali

hanno raggiunto un nuovo picco nell'anno d'obbligo 2021. Tale forte incremento è dovuto alla fine dell'anno d'obbligo fissata dal decreto ministeriale dell'11 gennaio 2017 al 31 maggio.

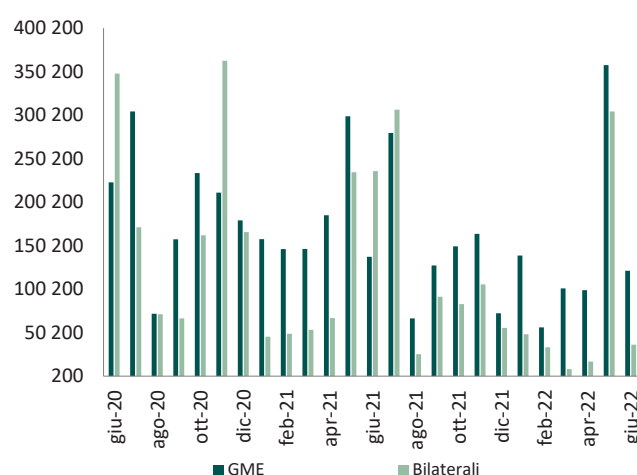
- Nel mese di giugno invece, sia le quantità scambiate sulla piattaforma del GME che le transazioni bilaterali hanno subito una forte riduzione, rispettivamente del -66% e del -88%.

FIGURA 1. PREZZO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (In nr. di TEE)

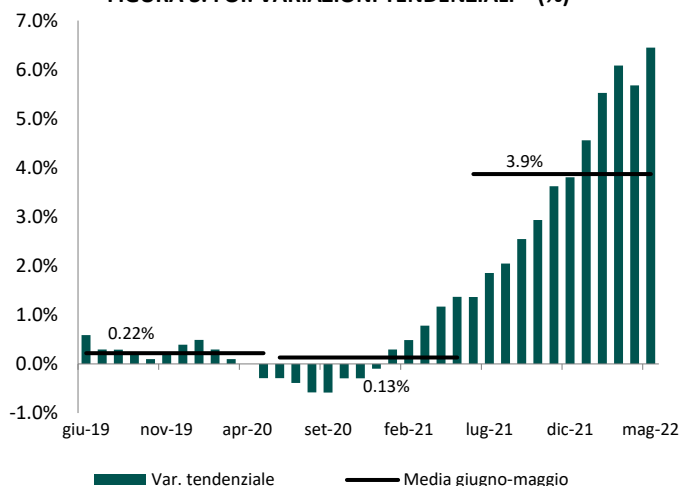


Elaborazioni MBS Consulting

BANDI DI GARA

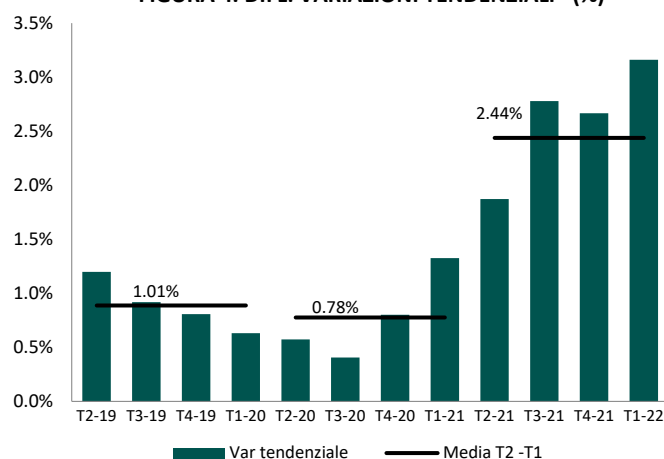
- Nel luglio 2022 il TAR dell'Emilia Romagna aveva accolto il ricorso di Gei Rete Gas annullando la gara per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'**ATEM RIMINI** per la mancanza di alcune informazioni rilevanti che avrebbero impedito una corretta formulazione delle offerte da parte degli operatori. Successivamente, nel novembre 2021, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso del Comune di Rimini e ha sbloccato la gara. Il 19 maggio 2022 il Consiglio di Stato ha poi respinto il ricorso del gestore uscente Adrigas, confermando nuovamente il proseguo del bando. L'**ATEM RIMINI** è composto da quasi 193 mila PDR distribuiti in 44 Comuni per un valore complessivo di 126 milioni di euro. Il principale operatore uscente, con una quota di mercato del 98%, è Adrigas (Gruppo Società Gas Rimini (SGR)).
- La stazione appaltante Cassano d'Adda ha sospeso la gara per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'**ATEM MILANO 4** fino alla verifica dell'ARERA dello scostamento *VIR/RAB*. L'**ATEM** è composto da quasi 240 mila PDR distribuiti in 69 Comuni. I principali operatori uscenti sono: Italgas, 2i Rete Gas e Cogeser con rispettivamente il 46%, il 20% e il 20% della quota di mercato
- Il bando di gara **VERONA 2** è stato sospeso per 12 mesi. Le motivazioni non sono specificate nell'avviso pubblicato dalla stazione appaltante. L'**ATEM** è composto da quasi 68 mila PDR distribuiti in 31 Comuni. Il principale operatore uscente è Italgas con il 76% della quota di mercato.
- Anche la gara per il servizio di distribuzione del gas naturale dell'**ATEM MILANO 3** è stata sospesa fino alla verifica dell'ARERA dello scostamento *VIR/RAB*. In questo caso, l'**ATEM** è composto da quasi 245 mila PDR distribuiti in 55 Comuni. I principali operatori uscenti sono: 2i Rete Gas, Aemme Linea Distribuzione e NED Reti Distribuzione con rispettivamente il 48%, il 15% e l'11% della quota di mercato
- La scadenza del bando **VARESE 2** inizialmente fissata per il 30 giugno 2022, è stata posticipata al 31 dicembre 2022. L'**ATEM** è composto da quasi 11 mila PDR distribuiti in 44 Comuni. I principali operatori uscenti sono 2i Reti Gas e Lereti con rispettivamente il 45% e il 40% della quota di mercato.
- La scadenza del bando **VICENZA 3** è stata posticipata di un anno, dal 30 giugno 2022 al 30 giugno 2023. L'**ATEM** è composto da quasi 102 mila PDR distribuiti in 49 Comuni. Il principale operatore uscente è AP Reti Gas Vicenza (gruppo Ascopiave) che detiene una quota di mercato pari a circa il 78%
- Essendo ancora in corso il procedimento di verifica dello scostamento *VIR/RAB* superiore al 10% da parte dell'ARERA, il Comune di Potenza, in qualità di stazione appaltante, ha rinviato la scadenza della presentazione delle domande per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale dell'omonimo **ATEM POTENZA 2** dal 30 giugno 2022 al 31 marzo 2024. L'**ATEM** è composto da quasi 59 mila PDR distribuiti in 59 Comuni. I principali operatori uscenti sono: Italgas e 2i Reti Gas con rispettivamente il 51% e il 24% della quota di mercato.

FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI * (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: giugno 2022
Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi
Edizione dati Istat: Maggio 2022
Fonte: elaborazioni REF-E

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), 2i Rete Gas (0.2%),	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	2i Rete Gas
6	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	AcegasApsAmga (93%), 2i Rete Gas (2%), Serenissima	AcegasApsAmga (Hera)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	
2	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	30/11/2021	BASSO

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	30/09/2022	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	30/09/2022	MEDIO
3	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2022	BASSO
4	BIELLA	245/2020/R/gas	485/2020/R/gas	24/12/2021	30/12/2022	MEDIO
5	TORINO 5	303/20218/R/gas	543/2020/R/gas	29/12/2021	04/02/2022	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	MILANO 3	NO		31/01/2020	Attualmente sospesa	ALTO
2	MILANO 4	NO		30/12/2019	Attualmente sospesa	MEDIO
3	VERONA 2	in corso		30/12/2016	Attualmente sospesa	ALTO
4	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2022	MEDIO
5	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2022	MEDIO
6	VICENZA 4	NO		01/04/2019	30/11/2022	ALTO
7	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2022	MEDIO
8	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/12/2022	ALTO
9	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/06/2023	MEDIO
10	POTENZA 2	NO		06/02/2020	31/03/2024	ALTO
11	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
12	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/gas	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Nr. COMUNI VIR/RAB >10%	% RAB VIR/RAB	Grado di competitività
1	ANCONA	in corso	76/2021/R/gas	27	60%	MEDIO
2	CATANZARO-CROTONE	in corso				MEDIO
3	COMO 3	in corso	108/2021/R/gas	17	20%	BASSO
4	CUNEO 1	in corso	571/2020/R/gas	45	93%	BASSO
5	FIRENZE 1	in corso				BASSO
6	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	3	18%	BASSO
7	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	7	3%	BASSO
9	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	6	17%	MEDIO
10	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	23	84%	MEDIO
11	MODENA 2	in corso				BASSO
12	PORDENONE	in corso	504/2020/R/gas	20	34%	BASSO
13	ROMA 1	650/2015/R/gas				BASSO
14	ROMA 2	in corso	502/2020/R/gas	6	21%	BASSO
15	ROMA 4	in corso	503/2020/R/gas	13	49%	BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
2	BIELLA	NO	485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annulata	MEDIO
5	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
8	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annulata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annulata	BASSO

Dati aggiornati al 22/06/2022

05



Monitoraggio IDROGENO

Monitoraggio idrogeno

Idrogeno ed elettrolizzatori entrano nel piano europeo per le infrastrutture dell'energia TEN-E con la revisione del 3 giugno, guadagnando l'accesso ai finanziamenti dell'UE. Il MITE approva l'introduzione dell'idrogeno nei gasdotti e sblocca i fondi del PNRR per realizzare stabilimenti di produzione di elettrolizzatori.

REGOLAZIONE

REVISIONE DEL REGOLAMENTO TEN-E

Il *Trans-European Networks for Energy* (TEN-E) stabilisce le regole per lo sviluppo delle infrastrutture dell'energia all'interno dell'Unione Europea attraverso l'individuazione di corridoi, aree prioritarie e grandi progetti infrastrutturali transfrontalieri (PCI) allo scopo di collegare le regioni attualmente isolate dai mercati energetici europei, rafforzare le interconnessioni transfrontaliere esistenti e contribuire all'integrazione delle energie rinnovabili.

Con la [revisione](#) del 3 giugno scorso le infrastrutture per l'idrogeno e gli elettrolizzatori sono entrati nel novero dei progetti prioritari della Commissione e del Parlamento Europeo, con l'individuazione di due corridoi (nell'Europa occidentale, HI West, e nell'Europa centro-orientale e sud-orientale, HI East) e di un piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico (BEMIP idrogeno).

La Commissione è favorevole sia all'uso dell'idrogeno puro nelle applicazioni in cui può sostituire completamente i combustibili gassosi fossili, che a miscelare l'idrogeno con il metano nella rete del gas naturale, seppure comporti minori benefici in termini di decarbonizzazione.

Tale uso richiede lo sviluppo di infrastrutture ad hoc e la riconversione di quelle del gas esistenti. Si vogliono, quindi, costituire dorsali integrate dell'idrogeno che colleghino i paesi delle regioni interessate e portino alla creazione di una rete per il trasporto dell'idrogeno a livello dell'Unione con un impatto atteso positivo significativo sugli obiettivi 2030 dell'Unione per l'energia e il clima e sul suo obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, e contribuendo in modo significativo alla sostenibilità del sistema energetico insulare e a quello dell'Unione. Il piano prevede inoltre il sostegno alla diffusione degli elettrolizzatori.

Il primo elenco di PCI basato sull'ultima revisione del TEN-E è previsto per l'autunno 2023.

Tali progetti potranno ricevere i finanziamenti dal

fondo dell'Unione Europea per il potenziamento delle infrastrutture energetiche, digitali e dei trasporti (CEF), che per il periodo 2021-2027 prevede un budget totale di circa 6 miliardi di euro per il settore energetico.

Ai progetti di interesse comune, che rientrano in categorie di infrastrutture energetiche specifiche, viene richiesto il soddisfacimento di criteri specifici:

- per le infrastrutture di trasporto dedicate all'idrogeno deve essere soddisfatto almeno uno tra i seguenti requisiti:
 - **integrazione del mercato**, collegando le reti di idrogeno esistenti o emergenti degli Stati membri o contribuendo altrimenti all'emergere di una rete a livello di Unione per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno e garantendo l'interoperabilità dei sistemi connessi
 - **sicurezza dell'approvvigionamento e flessibilità**, anche tramite connessioni adeguate e agevolando il funzionamento sicuro e affidabile del sistema
 - **concorrenza**, anche garantendo l'accesso a molteplici fonti di approvvigionamento e agli utenti delle reti in modo trasparente e non discriminatorio
- per gli elettrolizzatori devono essere soddisfatti tutti i seguenti criteri:
 - **capacità minima di 50 MW** (fornita da un singolo impianto o da una serie di elettrolizzatori che formano un unico progetto coordinato)
 - **sostenibilità**, la produzione deve rispettare l'obbligo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 70% rispetto a un combustibile fossile di riferimento, quindi favorire l'aumento della diffusione dell'idrogeno rinnovabile o a basse emissioni di carbonio, in particolare da fonti rinnovabili, come anche dei carburanti sintetici di questa origine
 - **sicurezza dell'approvvigionamento**, anche contribuendo al funzionamento sicuro, efficiente e affidabile del sistema oppure proponendo

soluzioni di stoccaggio, flessibilità, o entrambe, quali la gestione della domanda e i servizi di bilanciamento

- **flessibilità**, attraverso la realizzazione di servizi di modulazione dal lato della domanda e di stoccaggio e una maggiore integrazione del settore dell'energia intelligente
- per le reti del gas intelligenti (in cui rientrano idrogeno e biometano), ovvero infrastrutture volte a consentire e facilitare l'integrazione di una pluralità di gas rinnovabili o a basso contenuto di carbonio, deve essere soddisfatto almeno uno tra i seguenti requisiti:
 - **sicurezza della rete e qualità dell'approvvigionamento**, attraverso il miglioramento dell'efficienza e dell'interoperabilità dei sistemi di trasmissione, distribuzione o stoccaggio del gas nella gestione giornaliera delle reti, anche affrontando le sfide dovute all'iniezione di gas di varie qualità
 - **funzionamento del mercato e servizi ai clienti**;
 - **agevolazione dell'integrazione del settore dell'energia intelligente** mediante la creazione di collegamenti ad altri vettori energetici e settori e favorendo la modulazione dal lato della domanda.

SICUREZZA E SVILUPPO INFRASTRUTTURE

Pubblicato il 16 giugno in Gazzetta Ufficiale [l'aggiornamento](#) dell'allegato A del [DL 65/2018](#) (recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione) che **fissa al 2% il volume limite per l'immissione di idrogeno nelle reti**.

Il MiTE ha dunque optato per un primo valore limite cautelativo per l'immissione di idrogeno nelle reti che non comprometta il trattamento, lo stoccaggio e/o l'utilizzo del gas naturale, al fine di consentire l'avvio al più presto, come previsto dal PNRR, dell'immissione dell'idrogeno nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale garantendo al contempo i massimi livelli di sicurezza per gli utilizzatori, la popolazione e l'ambiente.

Il MiTE apre alla possibilità di innalzamento del limite di immissione in caso di esito positivo degli studi e delle verifiche in atto.

PNRR E ATTUAZIONE

SBLOCCATI I FONDI PER L'IDROGENO

Le iniziative sull'idrogeno in Italia proseguono in linea con le politiche europee e con le linee guida previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il MiTE ha recentemente sbloccato con il [DL 27/04/2022 \(pubblicato nella GU del 17/06/2022\)](#), di attuazione dell'investimento di 5.2 miliardi della missione 2 PNRR, i 450 milioni di euro destinati a sostenere la realizzazione di stabilimenti di produzione di elettrolizzatori, in modo da raggiungere una capacità produttiva complessiva annua di almeno 1 GW entro il 2026, ripartiti come segue:

- 250 milioni di euro a sostegno della realizzazione di importanti progetti di comune interesse europeo (IPCEI), in particolare per la realizzazione di stabilimenti per la produzione di elettrolizzatori
- ulteriori 100 milioni di euro dedicati alla realizzazione di stabilimenti per la produzione di elettrolizzatori (i progetti che verranno selezionati previa presentazione tramite avviso pubblico e lo stanziamento delle risorse avverrà attraverso bandi)
- 100 milioni di euro destinati alla realizzazione di programmi di investimento finalizzati allo sviluppo della filiera produttiva degli elettrolizzatori e della relativa componentistica. Sono compresi eventuali progetti di ricerca e sviluppo e di formazione del personale connessi a tali programmi di investimento.

Almeno il 40% delle risorse complessive è destinato a progetti nelle regioni del Mezzogiorno, comprese le Isole.

La **Tabella 1** riassume le principali iniziative del MITE per conferire i fondi del PNRR destinati all'idrogeno.

EVOLUZIONE DEI PROGETTI PILOTA IN EUROPA

Non si è ancora concluso il primo round di progetti di interesse comune (IPCEI) sull'idrogeno che la Commissione Europea ne ha già annunciato una nuova edizione.

Con il termine IPCEI si intendono grandi progetti innovativi e infrastrutturali transfrontalieri guidati dagli Stati membri, che possano contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi strategici dell'Unione Europea, generando effetti positivi a beneficio dell'economia europea.

TABELLA 1. FONDI PNRR DESTINATI ALL'IDROGENO

Missione PNRR	Investimento	Ambito	Descrizione	Fondi (milioni/€)	Ministero competente	Provvedimento	Stato	Competenza bandi
2	3.1	Produzione	Produzione in aree industriali dismesse	500	MITE	Avviso pubblico MITE	In attesa di pubblicazione bandi	Regioni
2	5.2		250 milioni per progetti IPCEI e 200 per altri progetti	450	MITE	Decreto 27/04/2022	In attesa di pubblicazione bandi	MITE
2	3.5	Ricerca e sviluppo	Bando per enti di ricerca e università	20	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Bando per imprese	30	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE
2	3.5		Accordo con Enea	110	MITE	Decreto 23/12/2021	Accordo siglato	
3	1.1	Progetto integrato	Green ports	270	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE e Adsp

Elaborazioni MBS Consulting

Gli IPCEI sono finanziati dagli stessi Stati membri, i quali si occupano di selezionare (solitamente a seguito di bandi o avvisi pubblici) le società partecipanti e concordare la *governance* del progetto. Il sostegno pubblico degli Stati membri ai progetti e alle società partecipanti all'IPCEI, che costituisce un aiuto di Stato, deve essere notificato alla Commissione per la valutazione e l'approvazione.

Il decreto MiTE entrato in vigore recentemente ripartisce una parte delle risorse proprio per progetti IPCEI sull'idrogeno.

Nel corso del mese di giugno, gli Stati membri hanno comunicato formalmente alla Commissione la selezione di oltre 40 progetti per la prima edizione dedicata agli IPCEI Idrogeno.

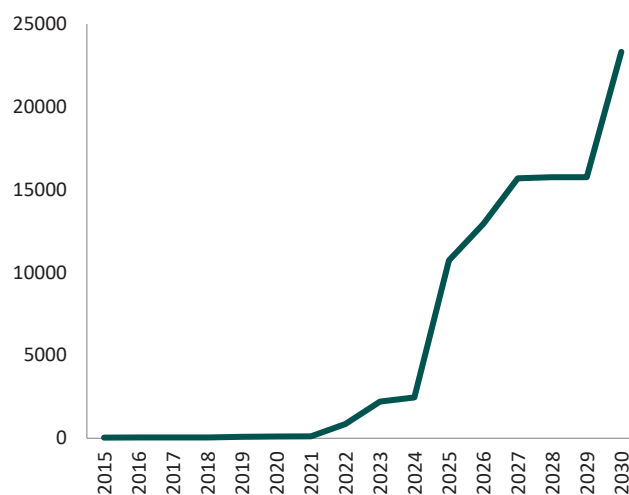
Le iniziative riguardano lo sviluppo della capacità produttiva di elettrolizzatori, di celle a combustibile, di tecnologie per il trasporto pesante a idrogeno e per lo stoccaggio del vettore energetico. Il processo di revisione della Commissione sarà breve (dovrebbe concludersi nel giro di sei settimane) per favorire un passaggio rapido alla fase realizzativa e lasciare spazio al secondo IPCEI Idrogeno in partenza a settembre.

In base ai progetti recensiti, entro il 2030 dovrebbero essere operativi almeno 23 GW di elettrolizzatori (**Figura 1**), pari al 57.5% dell'obiettivo totale di 40 GW definiti dalla strategia europea per l'idrogeno, che garantirebbero la produzione di dieci milioni di tonnellate di idrogeno.

Oltre il 75% dei progetti si trova in Germania, Olanda, Spagna, Regno Unito, Danimarca e Italia (**Figura 2**).

Se si prendono in considerazione la quantità di MW generati, Germania, Olanda e Regno Unito costituiscono oltre il 50% dell'intera capacità di

FIGURA 1. POTENZA PREVISTA AL 2030 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. PROGETTI PILOTA IN EUROPA (MW)



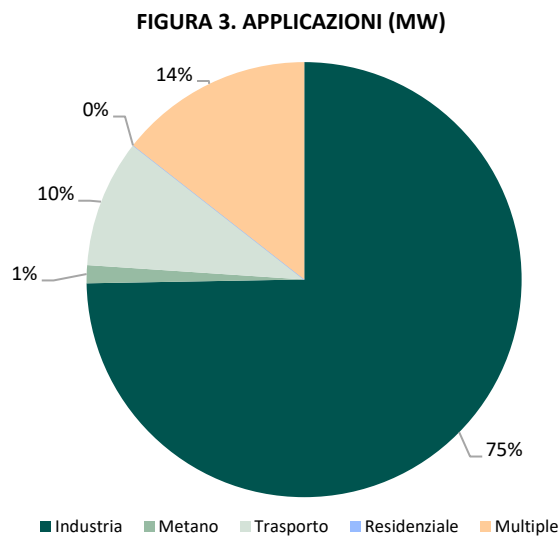
Elaborazioni MBS Consulting

elettrolisi, con i paesi del Nord Europa che hanno colto numerose opportunità offerte dai finanziamenti europei.

La maggioranza dei progetti pilota (75% del totale) si concentra nel settore industriale (industria siderurgica, chimica, raffinerie, produzioni di cemento e ceramica, **Figura 3**).

Una buona percentuale, circa il 21%, è costituita da progetti integrati che prevedono molteplici campi di applicazione.

Molti di essi si trovano all'interno di vere e proprie *Hydrogen Valleys*, aree geografiche definite in cui sussistano le condizioni ideali per la nascita di un ecosistema integrato dell'idrogeno, che ricopra tutte le fasi della catena del valore del vettore energetico.



Elaborazioni MBS Consulting

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

MBS Consulting Practice Energy

Editore

MBS Consulting S.p.A.

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 89096061

E-mail: d.imperatori@mbsconsulting.it

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEA ENERGIA SPA, ACEGAS APS AMGA, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA ENERGIE SRL a s.u., DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG SPA, F2i SGR, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SORGENIA SPA, SR INVESTIMENTI, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di MBS Consulting. Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà MBS Consulting a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso. MBS Consulting e/o gli autori della presente pubblicazione non rilasciano alcuna dichiarazione in merito all'esattezza e all'eshaustività dei contenuti ivi riportati e, pertanto, non assumono alcuna responsabilità derivante dall'utilizzo da parte dei lettori del materiale e/o delle informazioni in essa contenute. Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

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

www.ref-e.com - www.mbsconsulting.com

MBS Consulting S.p.A.

Società diretta e coordinata da Cerved Group S.p.A.

via degli Olivetani 10/12
20123 Milano