

NEWSLETTER



n. 267 Luglio 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO GAS NATURALE

L'Europa si prepara a un inverno complicato

pag. 4

La proposta europea per il contenimento, a partire da agosto, della domanda di gas naturale, prevede eccezioni rispetto al disegno iniziale, riducendo la portata dei tagli richiesti per i paesi più periferici, più virtuosi e per le categorie di consumo più deboli. Il tasso di riempimento degli stoccaggi alimenta un cauto ottimismo dei Governi, incluso quello italiano, ma molto dipenderà dall'andamento effettivo della domanda.

Cambia il mercato del gas: la nuova CMEM

pag. 6

L'ARERA allinea la tutela gas a quanto oramai diffuso sul mercato libero: i prezzi saranno da ottobre completamente legati al mercato spot al PSV. Più volatilità per i consumatori domestici, con l'intento di salvare i fornitori dal default. Rimane tuttavia il rischio liquidità, mentre si prospetta un AU del gas per garantire la modulazione invernale.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

La tassonomia europea include gas e nucleare

pag. 9

L'inclusione del gas e del nucleare nella tassonomia ha sollevato numerose critiche, sostenute da argomenti che vanno dall'indebolimento del valore della tassonomia stessa come guida per gli investimenti green alla penalizzazione dei Paesi, come l'Italia, in cui il phase-out del carbone è in uno stadio avanzato. La partita rimane quindi aperta, con ricorsi già presentati e azioni annunciate da associazioni ambientaliste.

Autorizzazioni: numerosi nuovi progetti presentati a giugno

pag. 13

I provvedimenti per la semplificazione delle procedure di autorizzazione incentivano la presentazione di nuovi progetti. Un'accelerazione in particolare si registra per gli eolici in Sardegna e per i fotovoltaici in Friuli-Venezia-Giulia, mentre il Consiglio dei Ministri inizia a usare i nuovi poteri: ha infatti concesso la VIA per diversi parchi eolici in Basilicata, in Puglia e in Sardegna.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 16

Il DL Aiuti è stato convertito in legge dopo un difficile percorso, al prezzo della crisi di Governo. Per il contenimento dei prezzi nel terzo semestre il testo conferma l'annullamento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema e la riduzione dell'IVA per gas in uso civile e industriale. Presenti anche ulteriori semplificazioni e interventi per la sicurezza energetica.

04

Monitoraggio GARE GAS

Definito il contributo tariffario per la copertura dei costi dei certificati bianchi, mentre l'ARERA ribadisce l'opportunità del tetto ai costi riconosciuti per le aree di nuova metanizzazione che appartengono ai Comuni montani o al Sud Italia, messo in discussione dal legislatore. Italgas si riorganizza in Sardegna, dove procede la metanizzazione.

pag. 18

05

Monitoraggio IDROGENO

pag. 23

Procede lo stanziamento dei finanziamenti per lo sviluppo e la diffusione dell'idrogeno sia a livello europeo che nazionale, con l'approvazione da parte della Commissione Europea del primo IPCEI sull'idrogeno: partecipano sei aziende italiane. Il MIMS ha inoltre sbloccato i fondi per la sperimentazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti.

01



MERCATO GAS NATURALE

L'Europa si prepara a un inverno complicato

La proposta europea per il contenimento, a partire da agosto, della domanda di gas naturale, prevede eccezioni rispetto al disegno iniziale, riducendo la portata dei tagli richiesti per i paesi più periferici, più virtuosi e per le categorie di consumo più deboli. Il tasso di riempimento degli stoccaggi alimenta un cauto ottimismo dei Governi, incluso quello italiano, ma molto dipenderà dall'andamento effettivo della domanda

LA RIDUZIONE DEI FLUSSI DALLA RUSSIA E LA DECISIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA

La recente forte riduzione dei flussi di gas in arrivo in Europa attraverso il NordStream 1 a seguito del prolungarsi delle manutenzioni delle turbine di compressione del sito di Portovaya ha fatto crescere ulteriormente la tensione sul mercato, portando al fortissimo aumento dei prezzi gas nel mese di luglio (+60% agli *hub* europei, che hanno raggiunto una media di 170 €/MWh).

La minaccia di un'interruzione completa dei flussi russi ha spinto la Commissione a proporre al Consiglio Europeo l'adozione di un [regolamento](#) che inviti gli Stati Membri a ridurre la propria domanda del 15% tra agosto e marzo, in modo da affrontare l'eventuale crisi in maniera coordinata e solidale. Il risparmio sarebbe di circa 45 Bcm.

Tale proposta deriva dai risultati dell'analisi¹ svolta da ENTSO-G su richiesta della Commissione sull'impatto di un azzeramento dei flussi in arrivo dalla Russia sui vari Stati membri. I più impattati risultano quelli del blocco est (Balcani, Polonia, paesi Baltici e Finlandia)

che oltre a una maggiore quota di domanda non coperta, avrebbero serie difficoltà a riempire gli stoccaggi nel corso del prossimo periodo estivo, per cui la necessità di riduzione della domanda persisterebbe fino all'inverno 23/24. Il contributo maggiore in termini di richiesta di riduzione dei consumi sarebbe quello di Germania (oltre i 10 Bcm) e Italia (8.3 Bcm), seguiti da Francia, Olanda e Spagna (questi 5 paesi insieme contribuirebbero per circa 31 Bcm).

PROPOSTA APPROVATA DAL CONSIGLIO EUROPEO, MA CON REVISIONI CHE NE LIMITANO L'APPLICABILITÀ

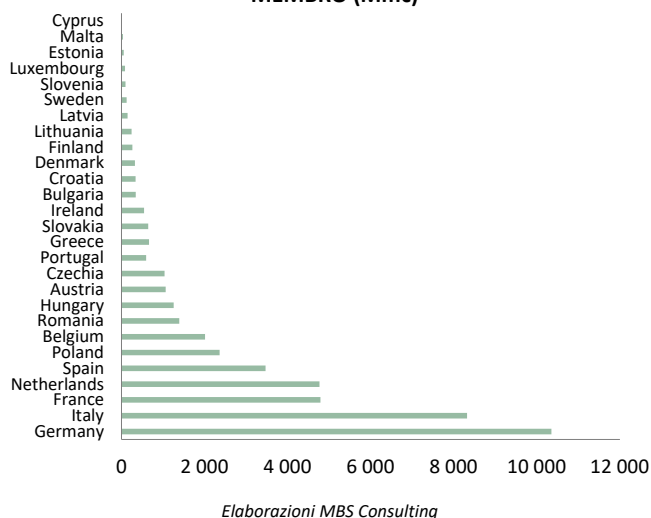
Nella [revisione](#) del Consiglio Europeo, a cui ha fatto seguito, il 27 luglio, l'approvazione della proposta della Commissione, è stata introdotta una serie di esenzioni e limitazioni, legate all'esigenza di tenere conto dei legittimi interessi dei diversi Stati, che comportano una riduzione dell'entità del taglio dei consumi in diversi paesi membri.

Nel [regolamento](#) approvato dal Consiglio i paesi non interconnessi con la rete gas europeo (Irlanda, Cipro, Malta) o quelli con il sistema elettrico non sincronizzato con il resto della rete europea (paesi baltici) sono automaticamente esentati dal taglio della domanda gas.

Possono beneficiare di un taglio di minore entità rispetto al 15% paesi come Spagna e Portogallo, ma potrebbe rientrare anche l'Italia, purché abbiano le seguenti due caratteristiche:

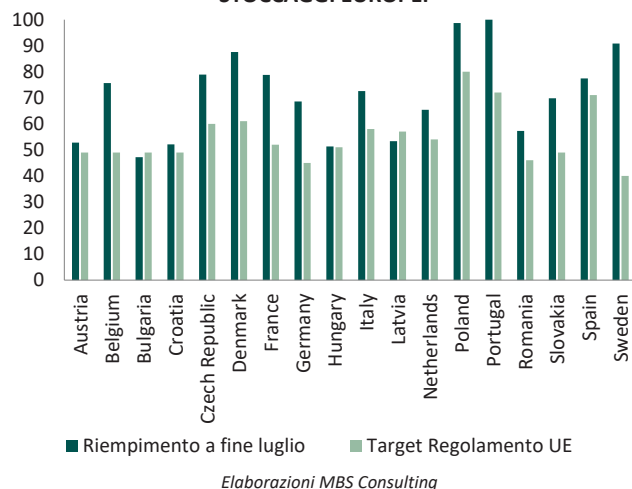
1. capacità di esportazione limitata e comunque utilizzata al massimo oppure che il suo mancato utilizzo dipenda da una mancanza di domanda dall'estero
2. i terminali di GNL possono essere utilizzati per re-indirizzare volumi verso altri paesi membri; in questi casi il taglio può essere ridotto dell'8%.

FIGURA 1. RIDUZIONE DEI CONSUMI PER LO STATO MEMBRO (Mmc)



¹ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-07/SO0036-22_Yearly_Supply_Outlook_2022-2023_2.pdf

FIGURA 2. CONFRONTO TRA VALORE ATTUALE E OBIETTIVO INTERMEDIO DI RIEMPIMENTO DEGLI STOCCAGGI EUROPEI



Vengono inoltre scorporati dal computo del consumo totale di gas a cui viene applicato il taglio del 15%, limitando così l'ammontare di riduzione dei consumi:

- il consumo diretto di gas da parte delle industrie (riduzione che coinvolge principalmente Germania, Olanda, Polonia e Belgio)
- la quota di stoccaggio che al 1 agosto 2022 eccede quella indicata nel Regolamento 2017/1938 approvato a fine giugno (per l'Italia un livello di riempimento superiore al 70% rispetto all'obiettivo del 58% significherebbe una riduzione del taglio di circa 400 Mmc)

I tagli alla domanda diventeranno obbligatori nel momento in cui il Consiglio Europeo, su proposta della Commissione, dichiarasse lo stato di allarme. In assenza di questa dichiarazione i tagli vengono fatti da ciascuno Stato membro su base volontaria, ma verrebbero contati nel computo dei tagli obbligatori se scattasse lo stato di allarme.

Ogni Stato è libero di scegliere le azioni da promuovere per il taglio dei consumi. Entro il 31 ottobre 2022 ogni paese dovrà rivedere i piani di emergenza approvati negli anni scorsi, inserendovi le misure che verranno messe in atto per ridurre i consumi. Tali misure non dovranno mettere a repentaglio la fornitura ai clienti protetti, ossia i clienti civili, i servizi essenziali, le piccole e medie imprese e il teleriscaldamento che serve clienti civili.

Per quanto riguarda l'Italia, il ministro Cingolani ha affermato che l'attuale regolamento consentirebbe di prevedere un taglio del 7% (quindi di poco inferiore i 4 Bcm) e che tale piano sarà raggiungibile con interventi non particolarmente invasivi: un aumento

dell'utilizzo degli impianti a carbone per la produzione di elettricità e una riduzione della temperatura di riscaldamento e del periodo di riscaldamento, in linea con la valutazione sull'effetto di una serie di possibili misure per ridurre il consumo di gas recentemente pubblicata² da ENEA che comprendono:

- la riduzione di un grado della temperatura,
- la riduzione di un'ora al giorno dell'accensione dei caloriferi
- la riduzione di due settimane, tra ottobre e aprile, del periodo di accensione.

Queste misure potrebbero consentire un taglio della domanda di 2.7 Bcm.

La riduzione dei consumi sarà inoltre almeno in parte legata ai prezzi elevati. In base ai dati storici analizzati, il rialzo dei prezzi potrebbe, infatti, avere un impatto di 1-1.5 Bcm nel prossimo inverno. Tale valutazione non prende in considerazione la recente revisione del calcolo della CMEM approvata da ARERA (si veda *articolo a pag. 6*), per cui l'impatto finale potrebbe essere superiore a quello stimato.

L'Italia, nonostante una situazione di partenza delicata, ha sfruttato la maggiore diversificazione delle rotte di approvvigionamento rispetto ad altri paesi, su tutti la Germania, aumentando i contratti con l'Algeria, massimizzando lo sfruttamento della capacità del TAP e gli arrivi di GNL. Grazie all'intervento di operatori istituzionali come Snam e GSE, sta inoltre raggiungendo un rassicurante *trend* di riempimento degli stoccaggi. Non va però sottovalutato che una parte rilevante della riduzione dei flussi a Tarvisio è stata compensata dall'aumento delle importazioni a Passo Gries, che, in caso di completo azzeramento delle esportazioni russe, non è garantito possano essere mantenute ai livelli attuali. In una situazione di allarme, azioni di contenimento della domanda sono quindi scontate e le nostre analisi indicano un range tra i 2 e i 10 Bcm di riduzione necessaria in funzione della durata della crisi, delle tempistiche di avvio dei nuovi rigassificatori e della disponibilità su scala mondiale di GNL.

² <https://www.enea.it/it/seguici/events/conferenza-stampa/AzioniperlariduzionedelFabbisognoNazionalediGasdef.pdf>

Cambia il mercato del gas: la nuova CMEM

L'ARERA allinea la tutela gas a quanto oramai diffuso sul mercato libero: i prezzi saranno da ottobre completamente legati al mercato spot al PSV. Più volatilità per i consumatori domestici, con l'intento di salvare i fornitori dal default. Rimane tuttavia il rischio liquidità, mentre si prospetta un AU del gas per garantire la modulazione invernale

Alla fine, dopo alcuni mesi di attesa, l'indicazione legislativa che invitava a una revisione delle modalità di fissazione del prezzo in tutela del gas, e dopo numerosi interventi legislativi che hanno consentito per quanto possibile il contenimento della spesa per le famiglie in tutela ([Newsletter 266](#)), ARERA allinea completamente il prezzo della tutela alle condizioni *spot* al PSV ([Delibera 374/2022/R/gas](#)). Contemporaneamente segnala al legislatore le motivazioni, nonché i numerosi rischi legati a questa decisione, forse obbligata (come tante decisioni difficili di questo periodo), ma comunque non priva di conseguenza ([Segnalazione 375/2022/I/gas](#)).

IL CONTESTO: UNA MODIFICA A SORPRESA

Il provvedimento arriva un pò a sorpresa e con tempi di preavviso inferiori al normale: non è infatti stato preceduto da alcun documento di consultazione, come ci si aspetterebbe data la portata e l'impatto atteso su tutta la filiera, ed entrerà in vigore già dall'inizio di ottobre.

A valle dell'indicazione legislativa (art. 18bis della legge di conversione del decreto-legge n. 17/21) che invitava ARERA a tenere conto oltre che dell'andamento del mercato, anche del reale costo di approvvigionamento della materia prima, le valutazioni effettuate ([Segnalazione 252/2022/I/gas](#)) sembravano confermare l'adequatezza della metodologia attuale di fissazione dei prezzi per le famiglie, oltre a valutare una eventuale riforma troppo vicina alla fine della regime di tutela, attualmente prevista per l'inizio 2023. C'è tuttavia da dire che il mese di luglio ha visto un ulteriore peggioramento delle condizioni di mercato, con un contenimento dei flussi in consegna dalla Russia e relativa riduzione della liquidità e impennata dei prezzi sul mercato all'ingrosso italiani ed europei. E in effetti la decisione di ARERA va in direzione contraria all'indicazione legislativa, aumentando, invece di mediare, la corrispondenza dei prezzi in tutela e le condizioni di breve del mercato *spot*. Fino a oggi, infatti, i prezzi in tutela facevano sì riferimento ai prezzi del mercato

all'ingrosso, ma fissando le condizioni in anticipo, per tre mesi, sulla base delle quotazioni *forward*, e indicizzando prezzi e andamenti al TTF, con *spread* TTF-PSV bloccato attorno a 2 €/MWh. Lo *spread* veniva, infatti, aggiornato annualmente in base all'aggiornamento delle tariffe di *entry* in Italia, ma non in base alle tariffe di trasporto internazionali, che pure hanno subito diversi aggiornamenti negli ultimi anni.

LE MODIFICHE: AUMENTA L'ESPOSIZIONE AI PREZZI SPOT PER I CLIENTI

Le modifiche apportate al metodo di formazione del prezzo della maggior tutela, e in particolare per la componente CMEM, in vigore da ottobre sono dunque le seguenti:

- l'aggiornamento diventa mensile anziché trimestrale
- il riferimento è al PSV invece che al TTF
- i prezzi si basano sulle quotazioni *spot* del mese (media dei prezzi *day-ahead* e delle quotazioni week-end per i giorni festivi) invece che sui *forward* a tre mesi, quotati nel mese precedente l'aggiornamento
- conseguentemente, l'aggiornamento diviene *ex-post*, quindi i prezzi del mese si sapranno all'inizio del mese successivo, finora era invece *ex-ante*

Non cambia invece il riferimento per le quotazioni, che non sono quotazioni di borsa ma rilevazioni del mercato OTC fatte dall'agenzia Icis-Heren, una delle maggiormente usate in Europa, che rileva normalmente i prezzi prevalenti in *bid* e *ask* al momento della chiusura dei mercati, ossia attorno alle 17 del pomeriggio, ritenuto il momento più significativo delle transazioni. I report giornalieri di Icis-Heren sono disponibili solo a pagamento, ma ARERA pubblicherà le medie mensili di riferimento per il calcolo della CMEM appena disponibili a inizio di ogni mese per quello precedente.

Le conseguenze riguardano non solo i clienti in tutela, ma anche tutti coloro che hanno contratti

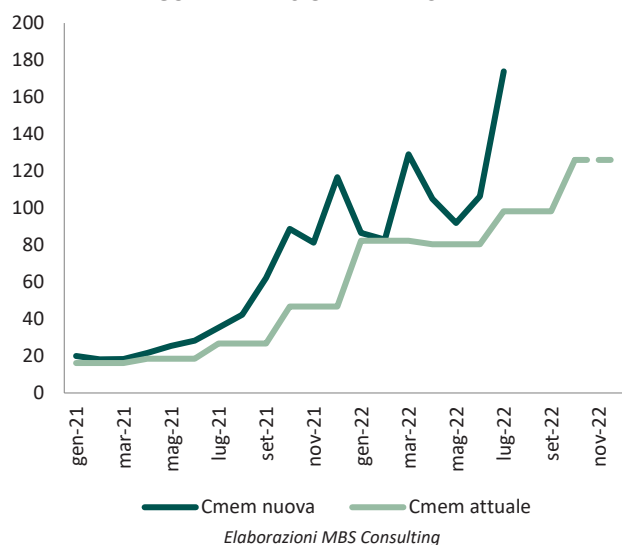
indicizzati alle condizioni della tutela, alla CMEM o più spesso alla componente PFOR, che non esisterà più a partire da ottobre. Ciò accade per molti contratti di teleriscaldamento, o per i servizi calore offerti dalle Esco alle pubbliche amministrazioni o a grandi consumatori come ospedali o piscine. Molto spesso, tuttavia, questi contratti non fanno riferimento esplicito alle componenti CMEM o PFOR, ma riportano descrizioni delle componenti che ricalcano quelle ARERA. In questo caso, si può sottolineare che ARERA dovrebbe continuare a pubblicare un indicatore del tutto identico all'attuale PFOR, utilizzato per l'aggiornamento delle offerte PLACET (parametro P_INGT) e disponibile sul sito ARERA, utilizzabile quindi per ufficializzare il calcolo. Anche molti contratti del mercato libero erano indicizzati alle condizioni della maggior tutela. Tuttavia, sia per il gas sul mercato libero che per altri servizi calore, a oggi quasi tutti i fornitori hanno già modificato i contratti di vendita per indicizzarli proprio al mercato *spot* PSV ex-post. In questo senso ARERA, probabilmente anche su segnalazione dei fornitori stessi, ha adeguato la maggiore tutela alle condizioni oramai prevalenti sul mercato libero.

Se la nuova CMEM si fosse applicata in questi mesi i clienti finali avrebbero avuto prezzi sensibilmente più alti e più volatili rispetto a quelli effettivamente applicati, come si vede chiaramente in **Figura 1**. Tuttavia ARERA, pur segnalando al legislatore il pericolo che i prezzi della tutela da ottobre risultino più alti, fino a raddoppiare rispetto a quelli attuali (già elevati), spera in provvedimenti sui mercati all'ingrosso (*price cap* o razionamenti della domanda) che portino a contenimenti dei prezzi. Un vantaggio del nuovo metodo è che questi contenimenti sarebbero trasferiti immediatamente ai clienti finali. Al momento, dato il peggioramento del contesto internazionale e la difficoltà nell'implementare *cap* al prezzo all'ingrosso, un impatto al rialzo sembra tuttavia più probabile.

I FORNITORI: RISCHI RIDOTTI... MA RIMANE L'INCERTEZZA PER L'INVERNO

Impatti rilevanti si avranno anche per i fornitori. La nuova formulazione della CMEM riduce sicuramente i rischi di approvvigionamento: il rischio *spread*, adesso implicito nella formula indicizzata al TTF, viene eliminato, e il riferimento è al prodotto *day-ahead* che al momento è quello più liquido sul mercato.

FIGURA 1. REVISIONE DELLA CMEM



Le difficoltà di approvvigionamento alle condizioni attuali sono infatti oramai note e comuni a tutti gli operatori. Che la nuova formula possa portare a una maggiore liquidità del mercato è tuttavia in dubbio. Permane, quindi, un elevato rischio volume per gli operatori legato alla volatilità infra-mese sia dei prezzi che dei volumi. Vi potrebbero essere anche problemi legati alla fatturazione, che dovrà essere modificata in breve tempo. Come già detto, comunque, la decisione di ARERA allinea probabilmente le condizioni di tutela alle condizioni prevalenti sul mercato libero e tutela i fornitori che, non riuscendo a trovare coperture, già oggi acquistano al PSV *day-ahead* e pertanto hanno costi di acquisto superiori ai prezzi di rivendita alla tutela. A determinare le condizioni del mercato del prossimo inverno interverrà anche un altro elemento. Il gas in stoccaggio è stato acquisito quasi totalmente da Snam: gli incentivi al riempimento degli stoccaggi da parte degli operatori non hanno avuto successo, non eliminando del tutto i rischi e non potendo compensare la mancanza di liquidità per gli operatori necessaria per acquistare il gas ai prezzi estivi. Le modalità in cui questo gas verrà messo a disposizione del mercato determineranno in parte i prezzi per l'inverno. ARERA sembra suggerire, nella segnalazione al Parlamento, l'istituzione di una sorta di Acquirente Unico del gas, che potrebbe mettere a disposizione il gas in stoccaggio agli operatori che riforniscono i clienti domestici, a condizioni predefinite. In questo contesto, appare sempre più difficile che a gennaio si riesca a eliminare la tutela gas, come sarebbe previsto per legge: ARERA stessa ne raccomanda la conferma almeno per tutto il 2023.

02



ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

La tassonomia europea include gas e nucleare

L'inclusione del gas e del nucleare nella tassonomia ha sollevato numerose critiche, sostenute da argomenti che vanno dall'indebolimento del valore della tassonomia stessa come guida per gli investimenti green alla penalizzazione dei Paesi, come l'Italia, in cui il phase-out del carbone è in uno stadio avanzato. La partita rimane quindi aperta, con ricorsi già presentati e azioni annunciate da associazioni ambientaliste.

LA CLASSIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ SOSTENIBILI

La Tassonomia dell'Unione Europea è stata introdotta con il [Regolamento \(UE\) 2020/852](#), pubblicato nel 2020, che stabilisce criteri comuni per determinare in modo univoco la sostenibilità di investimenti e attività economiche.

A giugno 2021 è stato pubblicato il [Regolamento delegato \(UE\) 2021/2139](#), che stabilisce i criteri tecnici per gli obiettivi di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. Il [Regolamento delegato complementare \(UE\) 2022/1214](#) sul clima, approvato lo scorso 9 marzo e pubblicato il 15 luglio, inserisce infine nella Tassonomia il nucleare e il gas naturale, stabilendo condizioni rigorose per la loro ammissione tra le attività transitorie verso la neutralità climatica ed entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2023.

Per raggiungere gli obiettivi europei in materia di clima ed energia al 2030 nonché quelli del *Green Deal*, garantendo che l'Europa sia neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050, non saranno infatti sufficienti gli investimenti pubblici, ma saranno necessari importanti investimenti privati: per questo, è necessario orientare tali investimenti verso attività economiche che siano rispettose dell'ambiente.

La tassonomia si propone come strumento di trasparenza per le aziende e gli investitori, per guidare gli investimenti verso la transizione, evitando l'ecologismo di facciata (c.d. *greenwashing*).

La tassonomia non deve, quindi, essere considerata come una lista vincolante di attività economiche in cui investire, a livello pubblico o privato, né come un insieme di requisiti da adempiere da parte delle aziende per raggiungere una sostenibilità ambientale, ma deve essere usata come un sistema di classificazione che traduce gli obiettivi europei in tema di cambiamento climatico e ambiente in criteri per valutare le diverse attività economiche e individuare cosa possa essere ritenuto sostenibile ai fini degli investimenti.

Il regolamento è destinato a una vasta platea di soggetti, dai Governi, che possono definire obblighi o stanziare incentivi per perseguire obiettivi di *policy*, ai partecipanti ai mercati finanziari, che devono indicare quanto sia il grado di sostenibilità di un prodotto finanziario, passando per le aziende, che devono presentare relazioni di impatto ambientale.

La definizione di un linguaggio comune dovrebbe aiutare tutti i soggetti coinvolti, creando sicurezza per gli investitori, aiutando le imprese a diventare più rispettose dell'ambiente, mitigando la frammentazione del mercato e contribuendo a spostare gli investimenti dove sono più necessari.

COSA È SOSTENIBILE?

La tassonomia indica che un'attività economica è considerata ecosostenibile se contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più degli obiettivi ambientali individuati, se non arreca danno a nessuno di questi obiettivi, se rispetta le clausole minime di salvaguardia definite nel Regolamento e se è conforme ai criteri di vaglio tecnico fissati dalla Commissione nei Regolamenti Delegati.

Gli obiettivi ambientali individuati dall'Unione sono sei:

1. la mitigazione dei cambiamenti climatici
2. l'adattamento ai cambiamenti climatici
3. l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine
4. la transizione verso un'economia circolare
5. la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento
6. la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

I primi due obiettivi, in particolare, fanno riferimento ai cambiamenti climatici.

La tassonomia definisce che un'attività contribuisce alla mitigazione dei cambiamenti climatici se ha un ruolo sostanziale nello stabilizzare la concentrazione dei gas a effetto serra nell'atmosfera, coerentemente con l'obiettivo di temperatura a lungo termine

dell'accordo di Parigi, evitando o riducendo le emissioni, o favorendone l'assorbimento. L'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici, invece, definisce un'attività sostenibile se contribuisce a prevenire o a ridurre i rischi di effetti negativi del clima attuale o del clima previsto per il futuro sulle persone, sulla natura e sulle attività economiche.

Le energie rinnovabili (produzione, trasmissione, stoccaggio, distribuzione e uso), l'efficienza energetica, la mobilità pulita, la cattura e lo stoccaggio (o cattura e utilizzo) del carbonio, l'assorbimento del carbonio nel sottosuolo, le infrastrutture per la decarbonizzazione, la produzione di combustibili puliti ed efficienti possono contribuire al raggiungimento di questi obiettivi.

Se per un'attività economica non esistono alternative a basse emissioni di carbonio tecnologicamente ed economicamente praticabili, come nel caso del gas e del nucleare, questa può essere considerata sostenibile se ci si impegna a eliminarne gradualmente le emissioni e a patto che si consideri la migliore prestazione al momento disponibile (in termini di emissioni), che non si ostacoli l'ingresso di tecnologie a più basse emissioni e che questo non comporti una dipendenza di lungo termine da attività ad alta densità di carbonio.

GAS E NUCLEARE COME ATTIVITÀ DI TRANSIZIONE

Ai fini di un'applicazione concreta della tassonomia, la Commissione era incaricata di elaborare un elenco di attività considerate ecosostenibili, di cui siano definiti dei criteri di screening (c.d. criteri di vaglio tecnico) per ciascuno degli obiettivi ambientali.

La Commissione ha quindi pubblicato a giugno 2021, con applicabilità a partire da gennaio 2022, il primo Regolamento Delegato incentrato sui primi due obiettivi ambientali, ossia la mitigazione e l'adattamento ai cambiamenti climatici, in cui vengono stabiliti i criteri per individuare il contributo di ogni attività economica inclusa nella tassonomia al raggiungimento di uno o più obiettivi ambientali, misurando l'impatto sia di breve che di lungo termine, nel rispetto della neutralità tecnologica.

Vengono inoltre stabilite delle prescrizioni minime, sia di tipo qualitativo che quantitativo, proporzionate alla natura e alla dimensione dell'attività economica, che assicurino di non danneggiare nessuno degli altri obiettivi ambientali, tenuto conto del potenziale impatto sui mercati della transizione.

Tra le attività economiche considerate di transizione nel primo regolamento, ossia attività non ancora al di sotto della soglia per essere considerate ecosostenibili, ma necessarie per un periodo di tempo limitato (in quanto le alternative a bassa emissione di carbonio non sono ancora tecnologicamente ed economicamente sostenibili oppure non sono ancora disponibili su larga scala in misura sufficiente a garantire la copertura della domanda di energia in modo continuo e affidabile), non venivano trattate le attività legate ai settori del gas e del nucleare. Al contrario, le attività di produzione di energia elettrica basate su combustibili fossili, quali il carbone, erano già indicate come non sostenibili.

Negli scenari considerati dalla Commissione Europea, il gas dovrebbe, tuttavia, continuare a giocare un ruolo rilevante nei settori del consumo e della produzione almeno fino al 2030, per poi decrescere progressivamente fino al 2050, per cui, dopo una lunga e travagliata discussione negli ultimi mesi, si è arrivati il 15 luglio alla pubblicazione del Regolamento complementare, che entrerà in vigore da gennaio 2023, in cui si definiscono le condizioni per l'inclusione nella tassonomia delle attività legate al gas e al nucleare.

TRANSIZIONE VERSO GAS A BASSE EMISSIONI

Tra le attività legate al gas, la tassonomia ne individua tre:

1. la produzione di energia elettrica da combustibili fossili gassosi
2. la cogenerazione ad alto rendimento di energia elettrica e calore/freddo da combustibili fossili gassosi
3. la generazione di calore/freddo da combustibili fossili gassosi all'interno di sistemi efficienti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

I criteri di vaglio tecnico fissati sono pressoché allineati per le tre attività.

Gli impianti autorizzati entro il 2030 devono rispettare una soglia di 270 grammi di CO₂ per kWh prodotto, oppure limitare il proprio funzionamento per non superare la soglia di 550 kilogrammi di emissione media di CO₂ per kW di capacità installata nell'arco di vent'anni.

Questo requisito è molto stringente rispetto alle prestazioni, attuali e attese, degli impianti di generazione di energia elettrica da gas, anche per le migliori tecnologie disponibili sul mercato (impianti a ciclo combinato di classe tecnologica H).

Considerando il contributo di carbonio del gas naturale, l'efficienza di generazione dovrebbe infatti essere superiore al 70% per rispettare la soglia stabilita, a fronte del 60% circa di rendimento garantito dalle nuove tecnologie.

Si rende quindi necessario l'abbattimento delle emissioni di CO₂, attraverso un sistema di cattura e stoccaggio del carbonio o con l'utilizzo combinato di gas rinnovabili o a basso contenuto di carbonio. L'attività di abbattimento può infatti essere considerata nella valutazione del rispetto della soglia. Un impianto a ciclo combinato di tecnologia esistente dovrebbe riuscire a ridurre le emissioni tra il 20% (per gli impianti più avanzati) e il 30% (per gli impianti meno recenti, rappresentativi del parco esistente italiano), tramite *carbon capture o blending* di combustibile.

La seconda possibilità è la limitazione di funzionamento dell'impianto, che, per rispettare il vincolo integrale di emissioni medie nell'arco dei 20 anni, dovrebbe attestarsi a non più di 1.500-1.600 ore equivalenti annue, un valore decisamente basso rispetto al funzionamento previsto per queste centrali in fase di progetto.

Per poter essere considerato sostenibile, oltre al soddisfacimento del requisito quantitativo di cui sopra, è necessaria la dimostrazione che l'investimento in capacità di generazione a gas sostituisca una capacità di generazione da fonte fossile solida o liquida in un Paese che si è impegnato a un graduale *phase-out* dal carbone, non superando di più del 15% la capacità sostituita. Va inoltre dimostrato che non sia possibile, da un punto di vista tecnologico ed economico, sostituire la fonte fossile in oggetto con generazione da fonte rinnovabile.

La capacità di generazione a gas dovrà inoltre essere progettata e costruita in modo da poter utilizzare combustibili gassosi rinnovabili o a basse emissioni di carbonio, con l'obiettivo di passare interamente a questi entro la data ultima fissata al 2035.

La capacità autorizzata dopo il 2030 dovrà rispettare un vincolo ancora più stringente, fissato a 100 grammi di CO₂ emessa per kWh prodotto, una soglia che non è possibile raggiungere con un'alimentazione a gas naturale. Per rispettare il parametro di sostenibilità sarà quindi necessario un *blending* minimo con combustibili gassosi rinnovabili per almeno il 70%. Si traccia quindi un percorso di transizione netto verso l'abbandono del gas naturale a favore di gas rinnovabili o a basso contenuto di carbonio, da completare entro il 2035.

Per le attività di cogenerazione ad alto rendimento di energia elettrica e caldo/freddo, potrebbe essere più facile rispettare le soglie previste, grazie al raggiungimento di un'efficienza complessiva più elevata di processo, determinata dalla produzione di energia termica in aggiunta all'energia elettrica. Come vincolo aggiuntivo, l'attività di cogenerazione dovrà tuttavia permettere di risparmiare almeno il 10% di energia primaria rispetto ai valori di riferimento per la generazione separata di energia elettrica e di calore.

NUCLEARE IN RISPETTO DI SICUREZZA E AMBIENTE

Dal punto di vista delle emissioni di carbonio, l'energia nucleare viene considerata a basso impatto, con emissioni paragonabili (o addirittura più basse) a quelle delle fonti energetiche rinnovabili, considerate nell'intero ciclo di vita. Quindi, il nucleare può contribuire alla transizione verso la neutralità climatica, a patto di rispettare condizioni rigorose dal punto di vista della sicurezza e dell'ambiente, in modo da evitare di arrecare un danno significativo a uno degli altri obiettivi ambientali.

Per poter essere considerate sostenibili dalla tassonomia, le attività legate al nucleare devono quindi soddisfare altri criteri:

- date di scadenza per accelerare la transizione verso tecnologie avanzate
- impianti di smaltimento per i rifiuti a bassa radioattività già in funzione
- piano dettagliato dello Stato Membro per la realizzazione di impianti di smaltimento per i rifiuti ad alta radioattività, che devono essere operativi entro il 2050.

Il perimetro di attività a cui si estendono queste condizioni non è quindi solo la generazione elettrica da impianti nucleari esistenti o di nuova generazione, ma anche e soprattutto l'attività di ricerca e sviluppo su tecnologie nucleari avanzate che minimizzino la quantità di rifiuto radioattivo, migliorando al contempo gli standard di sicurezza.

IL RUOLO DELLA TASSONOMIA NELLA TRANSIZIONE

L'ACCESO DIBATTITO SULL'INCLUSIONE DI GAS E NUCLEARE

L'inclusione del gas e del nucleare nella tassonomia è stato oggetto di lunga discussione tra le istituzioni europee.

Negli scorsi mesi, le Commissioni Economia e Ambiente del Parlamento europeo hanno presentato una mozione per bocciare l'adozione di questo atto delegato. Pur riconoscendo il ruolo del gas e del nucleare nell'assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti di energia durante la fase di transizione, si indicava un possibile rischio di creare confusione negli investitori, inserendo tali attività tra quelle ecosostenibili, indebolendo di conseguenza il valore della tassonomia stessa come guida per gli investimenti.

In particolare, la Germania ha evidenziato la non opportunità di dare un'etichetta green alle attività legate al gas e al nucleare, contraddicendo l'idea stessa della tassonomia.

Per motivi diversi, anche associazioni di imprese operanti nel gas si sono schierate contro la proposta di regolamento. L'associazione italiana Anigas, concorde nel riconoscere il ruolo del gas nella transizione, ha evidenziato come i criteri proposti potessero penalizzare il sistema energetico italiano, con particolare riferimento alla generazione elettrica a gas. Se, infatti, l'ecosostenibilità viene riconosciuta esclusivamente alla capacità a gas che entra in sostituzione del carbone, questo può avvantaggiare Paesi che dipendono ancora molto dalla generazione da combustibili fossili solidi, penalizzando chi si trova in uno stadio di phase-out più avanzato, con poca capacità residua a carbone da dover sostituire.

Nonostante il regolamento delegato sia stato approvato e pubblicato con minime variazioni apportate nella fase di discussione (eliminazione dei *target* intermedi al 2026 e al 2030 per la sostituzione del gas con combustibili a basse emissioni di carbonio e rafforzamento delle norme sulla trasparenza, per identificare immediatamente i prodotti finanziari legati al gas e al nucleare), la partita rimane comunque aperta, visti i ricorsi presentati da alcuni Stati membri (Austria e Lussemburgo) alla Corte di Giustizia europea e la possibilità di azioni annunciate da altre associazioni ambientaliste.

UN NUOVO EQUILIBRIO NELLA TRANSIZIONE

La tassonomia non è uno strumento di politica energetica, in quanto non impone nessun investimento e non preclude nessun settore dal ricevere investimenti, ma vuole mantenere un approccio neutrale, che non favorisca lo sviluppo di fonti di energia in regioni specifiche.

Le decisioni di investimento devono rimanere decisioni commerciali, basate su una molteplicità di fattori economici e finanziari e i Governi degli Stati membri rimangono responsabili delle proprie scelte di politica energetica, essendo chiamati a trovare un giusto equilibrio tra sicurezza dell'approvvigionamento, stabilità dei prezzi e impegno alla decarbonizzazione.

La tassonomia, aumentando la trasparenza nei mercati finanziari sugli investimenti sostenibili, potrebbe comunque aiutare il sistema, favorendo gli investimenti che sostengono la transizione energetica e riducendo di conseguenza la forte dipendenza dall'utilizzo dei combustibili fossili, di cui si sono osservati gli effetti sul prezzo dell'energia nel corso degli ultimi mesi.

Anche l'Italia quindi dovrà fare delle scelte di politica energetica, valutando le possibili alternative, da un punto di vista sia economico che sociale, per ridurre la dipendenza dall'estero (sia in ottica di approvvigionamento del gas per la generazione elettrica interna, sia di importazione di energia elettrica da fonte nucleare dall'estero) senza prescindere dalla sicurezza dell'approvvigionamento e cercando di creare un sistema più resiliente anche alla forte volatilità destinata a caratterizzare i prezzi dell'energia nel prossimo futuro.

Autorizzazioni: numerosi nuovi progetti presentati a giugno

I provvedimenti per la semplificazione delle procedure di autorizzazione incentivano la presentazione di nuovi progetti. Un'accelerazione in particolare si registra per gli eolici in Sardegna e per i fotovoltaici in Friuli-Venezia-Giulia, mentre il Consiglio dei Ministri inizia a usare i nuovi poteri: ha infatti concesso la VIA per diversi parchi eolici in Basilicata, in Puglia e in Sardegna.

Tra giugno e luglio sono state presentate 24 nuove istanze, 15 relative a impianti fotovoltaici, di cui più della metà agri-voltaici, e 9 per impianti eolici, di cui alcune per impianti *offshore*.

Quasi un terzo delle nuove istanze presentate per il fotovoltaico è localizzato in Friuli-Venezia Giulia, per una potenza totale pari a 98 MW. La restante parte è distribuita tra Puglia, Basilicata, Piemonte, Sicilia, Lazio, Veneto e Campania, per una potenza complessiva pari a 530 MW.

Metà delle richieste per l'eolico è stata presentata in Sardegna, di cui tre per impianti eolici *offshore* di grandezza rilevante (oltre 1.6 GW e 117 turbine eoliche) e per cui i proponenti stanno definendo i contenuti dello studio di impatto ambientale da presentare al Ministero della Transizione Ecologica. Gli altri 3 impianti sono localizzati in Campania, Emilia-Romagna e Puglia.

Nello stesso periodo sono state rilasciate 10 autorizzazioni, 7 per progetti eolici e solo 3 per progetti fotovoltaici.

Le autorizzazioni rilasciate per impianti eolici sono concentrate nel sud Italia, ovvero in Puglia, Sardegna, Campania e Basilicata. Tra questi figurano parchi eolici per un totale di 418 MW il cui iter autorizzativo è stato sbloccato dal Consiglio dei Ministri a marzo, con successivo rilascio a fine maggio della Valutazione di impatto ambientale (VIA) con esito positivo e notifica della fine del procedimento a giugno.

Si iniziano, quindi, a vedere i primi effetti degli ultimi provvedimenti messi in atto dal Governo per la semplificazione delle procedure di autorizzazione e l'accelerazione dello sviluppo delle rinnovabili.

Negli ultimi mesi non sono tuttavia mancati pareri di VIA negativi, per un totale di 7 impianti eolici, che comportano il diniego al rilascio dell'autorizzazione. Per altri procedimenti di competenza nazionale, le regioni, tenute a esprimersi durante l'iter, hanno inoltre rilasciato pareri di VIA sfavorevoli.

Questo non comporta necessariamente il diniego finale dell'autorizzazione, ma può influenzare

negativamente le decisioni degli organi competenti.

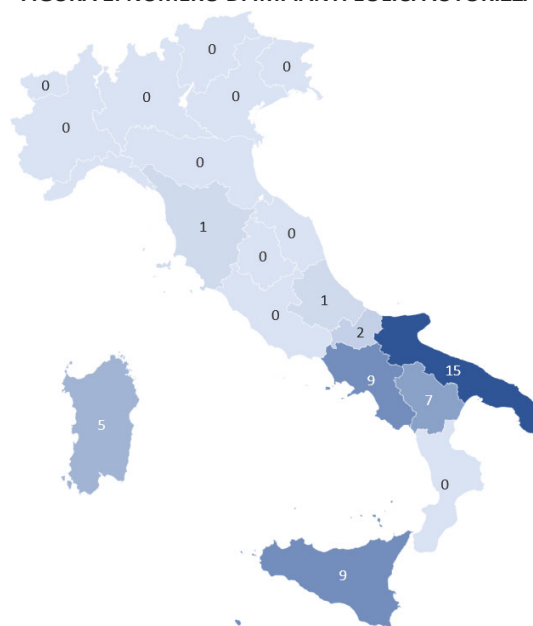
La distribuzione aggiornata degli impianti eolici autorizzati è illustrata in **Figura 1**.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, sono stati emessi 6 provvedimenti negli ultimi due mesi, di cui solo 3 hanno ricevuto parere positivo per la costruzione e l'esercizio dei nuovi impianti.

La regione Puglia ha emesso parere negativo per tutti e tre gli impianti su cui è stata chiamata a esprimersi, tutti situati in provincia di Brindisi, per una potenza complessiva di 19 MW. Gli altri 3 impianti, che sono stati invece autorizzati, si trovano nel Veneto, in provincia di Rovigo, in Sicilia, in provincia di Siracusa, e in Sardegna, in provincia di Sassari.

Per i primi due è stata rilasciata l'autorizzazione alla fine di un processo di provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR), mentre l'ultimo ha ottenuto l'autorizzazione unica, un anno dopo la fine del procedimento che aveva decretato la non assoggettabilità a VIA.

FIGURA 1. NUMERO DI IMPIANTI EOLICI AUTORIZZATI



Elaborazioni MBS Consulting

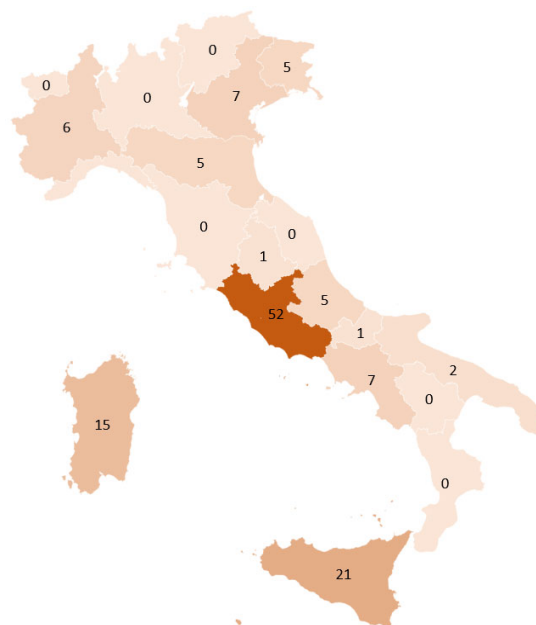
La distribuzione aggiornata degli impianti fotovoltaici autorizzati è rappresentata in **Figura 2**.

La distribuzione, sia per l'eolico che per il fotovoltaico, è sostanzialmente invariata. A eccezione dell'impianto fotovoltaico autorizzato in Veneto, prevalgono le regioni del Centro-Sud Italia.

Con 52 autorizzazioni rilasciate dal 2018 a oggi, il Lazio resta la regione con la potenza complessiva autorizzata più elevata, pari a circa 2100 MW.

Per l'eolico prevale invece la Puglia, con 15 procedure concluse con esito positivo.

FIGURA 2. NUMERO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI AUTORIZZATI



Elaborazioni MBS Consulting



03

IMPRESA E

ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

Il DL Aiuti è stato convertito in legge dopo un difficile percorso, al prezzo della crisi di Governo. Per il contenimento dei prezzi nel terzo semestre il testo conferma l'annullamento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema e la riduzione dell'IVA per gas in uso civile e industriale. Presenti anche ulteriori semplificazioni e interventi per la sicurezza energetica.

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO LUGLIO 2022

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	RECEPIMENTO
DL 4/2022	27/01/2022	Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico (Sostegni-Ter)	- Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas per il Q1-22 - Taglia profitti per rinnovabili, prima versione	Legge 25/2022
DL 13/2022	25/02/2022	Misure urgenti per il contrasto alle frodi e per la sicurezza nei luoghi di lavoro in materia edilizia, nonché sull'elettricità prodotta da impianti da fonti rinnovabili (Taglia profitti)	- Taglia profitti per rinnovabili, seconda versione	
DL 14/2022	25/02/2022	Disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina. (DL Ucraina)	Misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale: programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione a carbone e olio combustibile	Legge 28/2022
DL 16/2022	28/02/2022	Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina (Sicurezza del sistema nazionale del gas naturale - Riattivazione Carbone)	- Sicurezza dell'Offerta: poteri speciali MITE	
DL 17/2022	01/03/2022	Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali (Decreto energia e bollette)	- Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas per il Q2-22 - Sostegno al trasporto stradale di GNL - Semplificazioni autorizzazioni rinnovabili - Efficienza energetica: Sud e pompe di calore - Sicurezza dell'Offerta: contratti <i>long term</i> per nuovi giacimenti gas, incentivi per riempimento stoccaggi	Legge 34/2022
DL 21/2022	21/03/2022	Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina (Decreto Ucraina)	- Sostegno al trasporto stradale: rideterminazione accisa per benzina e gasolio e IVA al 5% per GNL - Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas: incremento supporto e rateizzazione bollette - Controllo dei prezzi: rafforzati poteri e personale Garante dei Prezzi e ARERA - autorizzazione incremento produzione energia elettrica da biogas - taglia profitti: contributo solidaristico del 25% sull'incremento del saldo tra operazioni attive e passive nel periodo ottobre aprile	Legge 51/2022
DL 50/2022	17/05/2022	Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina. (Decreto aiuti)	- ridefinizione bonus sociale energia elettrica e gas - azzeramento oneri impropri e riduzione IVA gas Q3-22 - aumento credito d'imposta per imprese e autotrasportatori - ampliamento contributo straordinario utilities - riempimento ultima istanza stoccaggio - garanzie pubbliche per finanziamenti a imprese a corto di liquidità per effetto guerra e per acquisto stoccaggio - disposizioni per la realizzazione di nuove FSRU - semplificazioni autorizzazioni per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili - comunità energetiche rinnovabili - efficienza energetica: proroga parziale del 110% - più flessibilità acquisti AU	Legge 91/22

Elaborazioni MBS Consulting



04

Monitoraggio GARE GAS

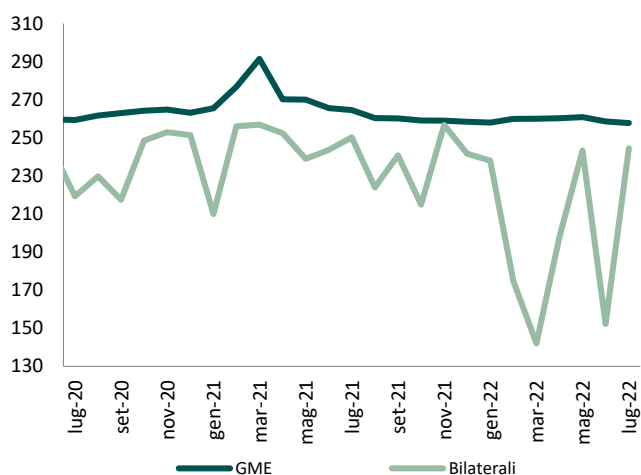
Monitoraggio gare gas

Definito il contributo tariffario per la copertura dei costi dei certificati bianchi, mentre l'ARERA ribadisce l'opportunità del tetto ai costi riconosciuti per le aree di nuova metanizzazione che appartengono ai Comuni montani o al Sud Italia, messo in discussione dal legislatore. Italgas si riorganizza in Sardegna, dove procede la metanizzazione.

CERTIFICATI BIANCHI

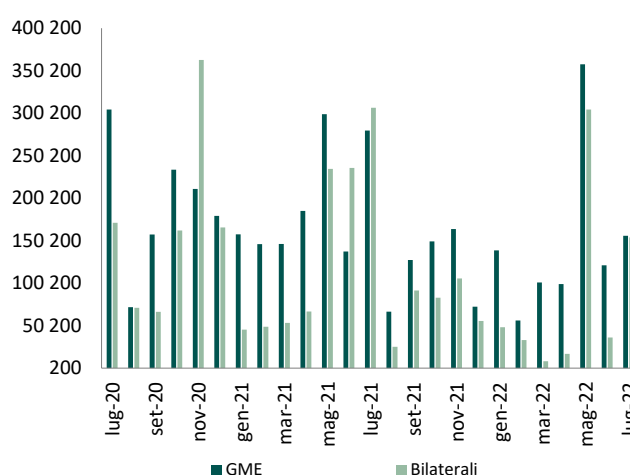
- Nel mese di luglio, il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME è rimasto in linea (258 €/TEE) con quello di giugno, mentre il prezzo medio delle transazioni bilaterali è aumentato di circa il 60% (244 €/TEE).
- Nel mese di luglio, sia le quantità scambiate sulla piattaforma del GME che le transazioni bilaterali sono aumentate rispetto a giugno. Tale incremento è stato maggiore nel caso delle transazioni bilaterali (+324%) rispetto a quello dei certificati bianchi scambiati sulla piattaforma del GME, che sono aumentati di circa il 60%.

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



Elaborazioni MBS Consulting

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



Elaborazioni MBS Consulting

Il 28 giugno 2022, l'ARERA ha pubblicato la [delibera 292/2022/R/efr](#) in cui ha definito il valore del contributo tariffario e del corrispettivo addizionale da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas naturale nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2021. Il contributo tariffario, che rappresenta il costo riconosciuto in bolletta agli operatori per l'acquisto

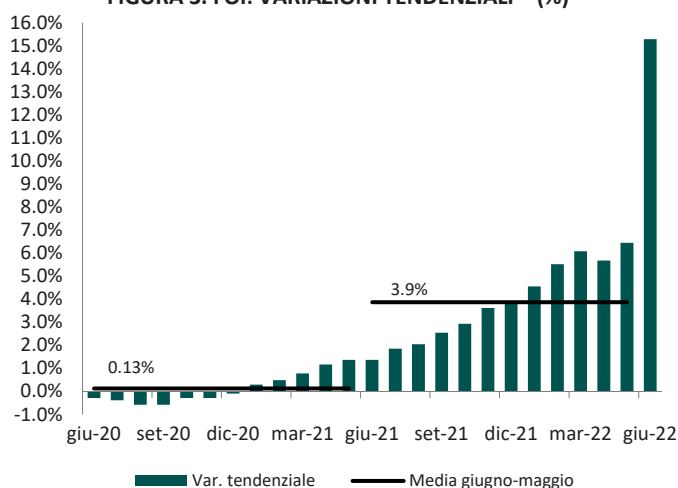
dei TEE, è stato fissato al suo tetto massimo, pari a 250/TEE, a fronte di un prezzo medio dei titoli scambiati pari a 258.77 €/TEE. Il corrispettivo addizionale, che viene riconosciuto solo se il prezzo medio di scambio dei TEE risulta superiore al tetto di 250 €/TEE del contributo tariffario, è stato fissato a 3.44 €/TEE. Il contributo tariffario totale per l'anno d'obbligo 2020 è quindi pari a 253.44 €/TEE.

REGOLAZIONE TARIFFARIA

- Con il Documento di Consultazione [337/2022/R/gas](#), l'ARERA ha ribadito il suo parere negativo, già espresso nella Segnalazione al Parlamento e al Governo del 27 ottobre 2020, nei confronti dell'art. 114-ter del Decreto Legge 34/2022 sulle Misure Urgenti in Materia di salute, Sostegno al Lavoro e all'Economia emanato per far fronte all'emergenza da Covid-19 a maggio 2020. Tale decreto Legge aveva imposto la rimozione del tetto ai costi riconosciuti per le aree di nuova metanizzazione che appartengono ai Comuni montani (Zona Climatica F) o alle zone del Sud Italia, esonerando tali investimenti dalla necessità di presentare

un'analisi costi-benefici con esito positivo. Tale tetto era stato introdotto da ARERA con la Delibera [704/2016/R/gas](#) al fine di riconoscere in bolletta solo i costi riferiti a investimenti supportati da adeguate analisi costi-benefici. Nel documento di Consultazione, l'ARERA ritiene quindi di dover disapplicare tale norma in quanto, oltre a essere in contrasto con le direttive europee che impongono agli stati membri di non comprimere l'autonomia delle Autorità di Regolazione in tema tariffario, risulta essere irragionevole nell'attuale contesto di crisi energetica in cui si vuole ridurre la dipendenza dall'import di gas russo.

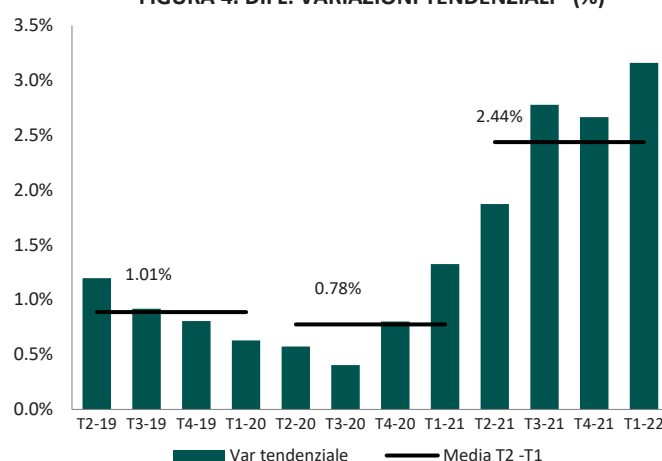
FIGURA 3. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI * (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: luglio 2022

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 4. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: luglio 2022

Fonte: elaborazioni REF-E

BANDI DI GARA

- Secondo alcune indiscrezioni giornalistiche, l'*incumbent operator* Italgas, starebbe per vincere la gara d'ambito per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **LA SPEZIA**. La sua offerta tecnica avrebbe infatti ottenuto un punteggio superiore rispetto a quelle degli altri due contendenti 2i Rete Gas e Ireti (Gruppo Iren). Per quanto riguarda l'offerta economica, i 3 operatori avrebbero invece offerto lo stesso importo. Il valore del bando ammonterebbe a circa 206 milioni di euro. L'ATEM è composto da quasi 111 mila PDR distribuiti in 30 Comuni.
- La gara per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **RIMINI** potrebbe ufficialmente ripartire dopo che il Consiglio di Stato ha respinto

anche il ricorso¹ di Gei -Gestione Energetica Impianti che era stato accolto dal TAR Emilia Romagna a Luglio 2021. Il Tribunale ha ritenuto illegittima la documentazione in quanto i dati necessari alla valutazione del Valore di Rimborso (VIR), così come definito dal [D.M. n.22/2011](#), non erano aggiornati al periodo t-1 corrispondente all'anno anteriore a quello di pubblicazione del bando. Il Consiglio di Stato ha respinto tale motivazione accogliendo le ragioni della stazione appaltante. Secondo il Comune di Rimini (stazione appaltante del bando di gara), il rispetto della regola del t-1 dipenderebbe dal periodo di adozione dell'aggiornamento tariffario da parte dell'ARERA, di solito previsto per il mese di aprile, dal quale decorrono poi 6 mesi per la pubblicazione dei valori. Se il termine semestrale fosse effettivamente rispetto, la stazione appaltante

¹ Il 19 maggio 2022 il Consiglio di Stato aveva respinto anche il ricorso del gestore uscente Adrigas ([Newsletter 266](#)).

avrebbe a disposizione soli gli ultimi due mesi per determinare il Valore di Rimborso (VIR) da riconoscere al gestore uscente. Periodo abbastanza limitato se si considerano la complessità del calcolo del VIR e il fatto che i gestori uscenti tendono a ritardare la consegna della documentazione necessaria alla stazione appaltante. L'impossibilità di rispettare il criterio t-1 appare quindi legata all'adozione tardiva della delibera di ARERA sullo scostamento *Vir/Rab* e alla trasmissione altrettanto tardiva della documentazione da parte dei quattro gestori uscenti.

M&A

- Medea (gruppo Italgas), attiva nella distribuzione del gas in Sardegna, ha firmato un accordo di investimento con Energetica per l'ingresso nel capitale di Energie Rete Gas, l'operatore di trasporto del gas del gruppo Energetica. L'ingresso

nel capitale sociale di Energie Rete Gas è il risultato di un'operazione mista di conferimento e cessione di un ramo d'azienda che comprende gli *asset* e le attività gestite da Medea come il 63 gas naturale liquefatto criogenico (GNL) e le relative attrezzature per il servizio di distribuzione del gas nel bacino in concessione. L'*enterprise value*, attribuito al ramo d'azienda ceduto da Medea, è pari a 53 milioni di euro, a fronte di una partecipazione del 49% nel capitale di Energie Rete Gas e di un corrispettivo monetario di 30 milioni di euro. Il *closing* dell'operazione avverrà al verificarsi di alcune condizioni sospensive, come il buon esito di tutte le procedure di verifica (Golden Power) e il perfezionamento degli accordi di finanziamento. Secondo Italgas, tale operazione accelererà ulteriormente il processo di metanizzazione della Sardegna.

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 (95%)	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 Gas (5%)	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 >10%	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 SOSPESSE

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	Annullata	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	Annullata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO

Dati aggiornati al 22/06/2022

05



Monitoraggio IDROGENO

Monitoraggio idrogeno

Procede lo stanziamento dei finanziamenti per lo sviluppo e la diffusione dell'idrogeno sia a livello europeo che nazionale, con l'approvazione da parte della Commissione Europea del primo IPCEI sull'idrogeno: partecipano sei aziende italiane. Il MIMS ha inoltre sbloccato i fondi per la sperimentazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti.

REGOLAZIONE

LA COMMISSIONE EUROPEA APPROVA IL PRIMO IPCEI SULL'IDROGENO

La Commissione Europea ha approvato il primo dei due importanti progetti di comune interesse europeo (IPCEI) legati all'idrogeno, denominato [Hy2Tech](#), a sostegno dello sviluppo della filiera tecnologica. Un secondo programma sugli usi industriali dell'idrogeno dovrebbe partire a settembre. Con il termine IPCEI si fa riferimento a grandi progetti innovativi guidati dagli Stati membri, che contribuiscono in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi strategici dell'Unione, generando effetti positivi a beneficio dell'economia europea. I progetti che rientrano nel programma IPCEI sono finanziati dagli Stati membri. L'approvazione dell'IPCEI Hy2Tech da parte della Commissione ha, quindi, seguito un processo di revisione delle iniziative oggetto del programma, valutate in base alle norme europee in materia di aiuti di Stato. Le proposte presentate nell'ambito dell'IPCEI Hy2Tech potranno infatti contribuire al raggiungimento dell'obiettivo comune di decarbonizzazione dichiarato nel *Green Deal*, attraverso progetti ambiziosi che mirano a sviluppare tecnologie e processi che consentiranno di realizzare una catena del valore dell'idrogeno, strategica per la sostenibilità all'interno dell'Unione Europea. I risultati del progetto saranno inoltre condivisi dalle aziende partecipanti con la comunità scientifica e le industrie europee, generando generare effetti positivi in tutta l'area. L'IPCEI Hy2Tech ha visto la partecipazione di 15 Stati membri, tra cui l'Italia, i quali erogheranno fino a 5.4 miliardi di euro di finanziamenti pubblici, che dovrebbero sbloccare altri 8.8 miliardi di euro di investimenti privati. Al programma parteciperanno 35 imprese europee, per un totale di 41 progetti, che copriranno un'ampia parte della catena del valore delle tecnologie a idrogeno, tra cui le tecnologie di produzione (come gli elettrolizzatori), le celle a combustibile, le tecnologie per lo stoccaggio, distribuzione e trasporto, fino ad

arrivare alle tecnologie per usi finali, in particolare nel settore della mobilità. Si prevede che tali iniziative contribuiranno allo sviluppo di importanti scoperte tecnologiche, inclusi nuovi materiali per elettrodi altamente efficienti, celle a combustibile più performanti e tecnologie di trasporto innovative, generando circa 20.000 posti di lavoro diretti secondo la Commissione Europea. All'Italia spettano fondi per oltre un miliardo di euro, con 6 imprese partecipanti, a cui si aggiungono i 2 enti di ricerca Enea e Fondazione Bruno Kessler. In base a quanto dichiarato dal Ministero dello Sviluppo Economico gli investimenti serviranno per la realizzazione di una filiera della componentistica dedicata allo sviluppo di elettrolizzatori, celle combustibili, tecnologia per lo stoccaggio, trasmissione e distribuzione dell'idrogeno, fino agli elementi da utilizzare nel settore dei trasporti. Nella categoria "tecnologie per la generazione di idrogeno", i progetti italiani ammessi al programma IPCEI sono stati promossi da Ansaldo Energia (che tramite Ansaldo Green Tech intende realizzare un sito per la produzione di elettrolizzatori, con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva pari a 600 MW all'anno), da De Nora (anch'essa intenzionata a costruire una *gigafactory* di elettrolizzatori, prevista dal PNRR, in partnership con il suo azionista Snam) ed Enel (verosimilmente con il progetto per l'*hub* di produzione di idrogeno green a Carlentini, in Sicilia).

Per quanto riguarda i progetti relativi allo sviluppo della tecnologia delle *fuel cell*, le iniziative italiane ammesse sono state promosse da Ansaldo Energia, De Nora e Fincantieri. Per le tecnologie relative allo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione di idrogeno, l'unica azienda italiana selezionata è Enel, mentre nella categoria delle tecnologie per usi finali le aziende italiane ammesse sono state Fincantieri, Alstom Italia e IVECO Italia. Per avere certezza di quali siano effettivamente i progetti selezionati e per conoscerne le caratteristiche in dettaglio, sarà necessario aspettare la pubblicazione completa da parte della Commissione Europea.

PNRR E ATTUAZIONE

SBLOCCATI DAL MIMS I FONDI PER LA SPERIMENTAZIONE DELL'IDROGENO NEL SETTORE DEI TRASPORTI

Il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile (MIMS) ha emanato due decreti che allocano nuove risorse per complessivi 530 milioni di euro, a valere sul PNRR, per la sperimentazione dell'uso di idrogeno nel trasporto ferroviario e stradale (in particolare il trasporto pesante), che include la realizzazione di 40 stazioni di rifornimento di H₂, come previsto dal PNRR. Le misure fanno riferimento alla seconda missione del PNRR e per entrambi gli interventi è destinata una quota pari ad almeno il 40% per progetti da realizzare nelle regioni del Mezzogiorno.

Il [DL 198/22](#) stanziava 300 milioni di euro per la sperimentazione sull'idrogeno per il trasporto ferroviario, con lo scopo di decarbonizzare i servizi regionali o locali attualmente effettuati con treni a gasolio o altri combustibili fossili.

Il passaggio all'idrogeno consentirebbe di saltare la fase di elettrificazione delle linee, con un notevole risparmio sui costi e sulle tempistiche per le nuove infrastrutture, evitando quindi la sospensione del servizio.

I finanziamenti coprono tutta la filiera, dalla produzione dell'idrogeno (elettrolizzatori) allo stoccaggio (idruri metallici o liquidi), all'acquisto di *fuel cell* e alla realizzazione di dieci stazioni di servizio, che dovranno essere ultimate entro il 30 giugno 2026, con l'assegnazione delle risorse entro il 31 marzo 2023.

La localizzazione degli investimenti tiene conto in via prioritaria delle aree e dei servizi individuati nel PNRR e in altri provvedimenti per l'implementazione dell'idrogeno, tra cui la Valcamonica e il Salento, la ferrovia Circumetnea e quella Adriatico Sangritana, le linee ferroviarie regionali Cosenza-Catanzaro, il collegamento ferroviario tra la città di Alghero e l'aeroporto, la tratta Terni-Rieti-L'Aquila-Sulmona. I beneficiari delle risorse sono le Regioni e le Province Autonome che svolgono il servizio ferroviario oggetto degli interventi innovativi.

Alle richieste di finanziamento dovranno essere allegate le proposte dei progetti, la cui modalità di presentazione sarà definita con un decreto della Direzione generale per il trasporto pubblico

locale e la mobilità pubblica sostenibile del MIMS, includendo una valutazione quantitativa integrata della filiera industriale e di quella operativa relativa alla conversione a idrogeno della linea ferroviaria, oltre a un'analisi di fattibilità tecnico-economica della trasformazione dei servizi di trasporto locale e/o regionale con alimentazioni alternative.

Il [DL 199/22](#) del MIMS stanziava 230 milioni di euro per la sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale, stabilendo le modalità per attuare gli investimenti.

L'obiettivo è quello di sostenere la sperimentazione dell'idrogeno e realizzare almeno 40 stazioni di rifornimento per veicoli leggeri e pesanti entro il 30 giugno 2026. La notifica dell'aggiudicazione degli appalti è prevista entro il 31 marzo 2023.

Per la localizzazione delle stazioni di rifornimento si considerano come prioritarie le aree strategiche per i trasporti stradali pesanti, come le zone vicine a terminal interni, le rotte chiave per il transito di mezzi per il trasporto delle merci a lungo raggio e i collegamenti ai sistemi di trasporto pubblico locale con mezzi alimentati a idrogeno.

Le stazioni di rifornimento dovranno essere distribuite prevalentemente sull'asse stradale del Brennero, del corridoio est-ovest da Torino a Trieste, dei corridoi delle reti europee Ten-T e delle Hydrogen Valleys, con le relative infrastrutture di trasporto.

Anche per i progetti delle stazioni di servizio sulla rete stradale, le proposte progettuali dovranno presentare un'analisi quantitativa integrata delle filiere industriale e operativa, con particolare riferimento alle fasi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

Le modalità di presentazione delle domande di accesso ai finanziamenti, che devono comunque pervenire entro il 30 ottobre 2022, verranno definite con un successivo decreto della Direzione generale per le strade e le autostrade l'alta sorveglianza sulle infrastrutture stradali e la vigilanza sui contratti concessori autostradali del MIMS.

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

TABELLA 1. FONDI PNRR DESTINATI ALL'IDROGENO

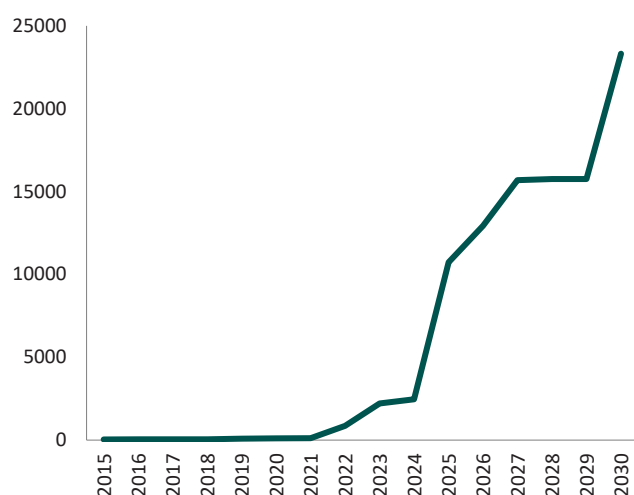
Missione PNRR	Investimento	Ambito	Descrizione	Fondi (milioni/€)	Ministero competente	Provvedimento	Stato	Competenza bandi
2	3.1	Produzione	Produzione in aree industriali dismesse	500	MITE	Avviso pubblico MITE	In attesa di pubblicazione bandi	Regioni
2	5.2		250 milioni per progetti IPCEI e 200 per altri 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	
2	3.3	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	230	MIMS	Decreto n. 199 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
2	3.4	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300	MIMS	Decreto n.198 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
3	1.1	Progetto integrato	Green ports	270	MITE	Avviso pubblico MITE	Bando terminato	MITE e Adsp

Elaborazioni MBS Consulting

EVOLUZIONE DEI PROGETTI PILOTA IN EUROPA

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 10 milioni di tonnellate di idrogeno.

FIGURA 1. POTENZA PREVISTA AL 2030 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. PROGETTI PILOTA IN EUROPA (MW)



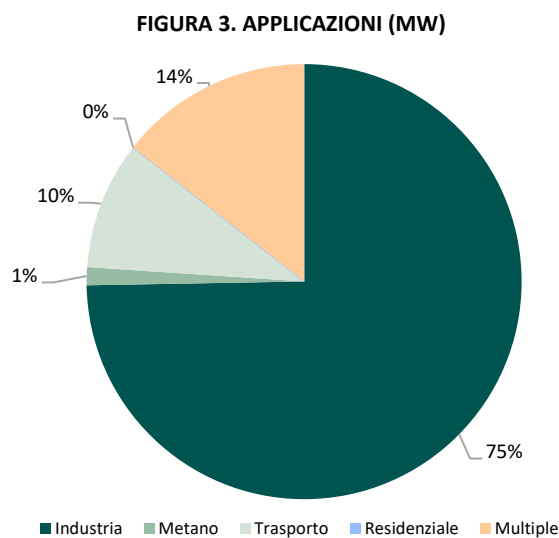
Elaborazioni MBS Consulting

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 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, 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