

NEWSLETTER



n. 263 Marzo 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza e normativa: facciamo il punto

pag. 04

Si moltiplicano i provvedimenti d'urgenza in materia di energia, con norme frequentemente riscritte e emendate. Aiuti ai consumatori, garanzia della sicurezza del sistema, semplificazioni autorizzative e restituzione dei maggiori profitti i temi più caldi. Faticoso il recepimento, lenta l'attuazione.

02

MERCATO ELETTRICO

Il Capacity Market 2024 apre a una nuova fase della transizione

pag. 11

Nella fase d'asta riservata alla capacità esistente e alla capacità nuova già autorizzata, il mercato è risultato corto in tutte le aree, con uno spazio significativo per nuovi progetti creato dal completo phase-out del carbone. La forte partecipazione di progetti non autorizzati riduce i premi nella sessione finale, dove l'offerta dei sistemi di accumulo spiazza la nuova generazione a gas.

Box. La crisi spinge ARERA a rivedere le modalità di calcolo dello strike price

pag. 14

L'Autorità interviene sia sulla componente gas che su quella emissioni.

03

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Autorizzazioni: processi amministrativi e semplificazioni

pag. 17

Diversi provvedimenti stanno cercando di dare attuazione a una delle riforme centrali del PNRR, di recente ripresi e rafforzati dalla normativa emergenziale emanata a seguito della crisi energetica. La ricostruzione delle fasi e delle casistiche restituisce un quadro complesso, ma in via di forte ripensamento. Per il momento, i dati sul numero dei processi e delle autorizzazioni per Regione mostrano situazioni molto eterogenee, con tempi di approvazione a volte superiori ai 18-24 mesi.

Idrogeno: i primi bandi e il ruolo strategico delle Autorità portuali

pag. 22

Avviamo un'attività di monitoraggio dei bandi e dei progetti per lo sviluppo dell'idrogeno verde, con un primo approfondimento sul ruolo dei porti. La scalabilità economica raggiungibile attraverso i finanziamenti è di fondamentale importanza ai fini di una diffusione delle tecnologie oggi esistenti, ma in fase di sviluppo. Il ruolo delle Autorità portuali è chiave, passando da semplici gestori del demanio pubblico ad agevolatori per l'adozione di soluzioni innovative.

01

A landscape photograph featuring a single, vibrant red tree standing on a rolling green hill. The sky is filled with large, dramatic, grey and white clouds. The sun is visible as a bright spot behind the tree, creating a silhouette effect. The foreground shows the texture of the green field.

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza e normativa: facciamo il punto

Si moltiplicano i provvedimenti d'urgenza in materia di energia, con norme frequentemente riscritte ed emendate. Aiuti ai consumatori, garanzia della sicurezza del sistema, semplificazioni autorizzative e restituzione dei maggiori profitti i temi più caldi. Faticoso il recepimento, lenta l'attuazione.

L'emergenza di questi mesi ha portato al susseguirsi accavallando. Riassumiamo di seguito i principali di una serie di provvedimenti legislativi che si stanno provvedimenti che impattano sul settore energetico.

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	RECEPIMENTO	ATTUAZIONE
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	Congiuntamente con il maxi-emendamento AC 3522, approvato con fiducia (in fase di pubblicazione)	Delibera ARERA 35/2022 su oneri Q1
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		Attesa Delibera ARERA su taglia profitti
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	Confluisce nel Disegno di Legge AC 3491 di recepimento del DL 14/2022	Eventuali atti di indirizzo 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 Ucraina)	- 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	Disegno di Legge AC3495: estensione contratti <i>long term</i> a nuovi impianti PV, piattaforma PPA, estensione aree idonee	DM 14 marzo stoccaggi e navi spola, atteso incentivo per riempimento stoccaggi e Delibera ARERA su oneri Q2
DL 21/2022	21/03/2022	Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina (Decreto energia)	- Sostegno al trasporto stradale: rideterminazione accisa per benzina e gasolio - 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 - Taglia profitti: 10% su maggiori profitti per tutte le imprese energetiche		

Elaborazioni MBS Consulting

DECRETO-LEGGE 27 GENNAIO 2022, N. 4

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)

Il decreto aveva previsto una serie di misure in materia di:

- Riduzione degli oneri di sistema per il Q1 22 per i clienti industriali (>16.5 KW)
- Credito di imposta per le imprese energivore sui costi della materia prima di energia elettrica
- Rafforzamento del personale della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC
- Taglia profitti per le imprese rinnovabili, in una prima versione ([Newsletter 262](#)) poi superata (vedi commenti successivi)

Il DL 4/2022 è stato convertito in legge il 25 marzo, ed è in attesa di pubblicazione. Commentiamo qua il disegno di legge su cui è stata chiesta e ottenuta la fiducia dal Governo.

SOSTEGNO AI CLIENTI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

- Per le imprese non energivore, per il Q1-22, è previsto l'annullamento degli oneri di sistema (anche per illuminazione pubblica e ricariche elettriche, fino a una spesa di 1200 milioni di euro, finanziate attraverso i ricavi delle aste CO2)
- Sono introdotte agevolazioni per le famiglie e le persone che utilizzano presso la propria abitazione l'energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita
- Per le Imprese energivore, per il Q1-22, è introdotto un credito di imposta del 20% della spesa per materia prima, se la spesa media nel Q4 21 è aumentata più del 30% rispetto allo stesso periodo 2019. A questa misura sono allocati 540 milioni di euro per l'anno 2022, per lo più finanziari dalle aste CO2

TAGLIA PROFITTI

La legge riprende quasi per intero la versione del DL 13/2022, che da questa legge viene quindi abrogato.

DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 13 - ABROGATO

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

Nella nuova versione, la misura rimane in vigore da febbraio 2022 a fine anno, e il campo di applicazione è ristretto:

- agli impianti fotovoltaici con capacità superiore a 20 KW incentivati con il conto energia a premio fisso (conti a energia da 1 a 4)
- altri impianti rinnovabili non incentivati entrati in funzione prima del 2010 (sostanzialmente i grandi idroelettrici e il geotermico)
- entrambi, solo nel caso che abbiamo contratti di vendita dell'energia a prezzo indicizzato allo spot o a prezzo fisso ma elevato (ossia superiore al 10% di un prezzo di riferimento definito dal decreto stesso e riportato in **Tabella 2**)

TABELLA 2. PREZZI DI RIFERIMENTO PER ZONA (€/MWh)

CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD
58	57	58	61	75	56

Elaborazioni MBS Consulting

Questi impianti devono restituire (o nel caso hanno diritto a ricevere) la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo di riferimento dove:

- il prezzo di mercato può essere, a seconda dei casi, il prezzo medio orario zonale (quindi il *captured price* di borsa) o il prezzo dei contratti di vendita incluso nei contratti stipulati da ogni operatore, a seconda delle casistiche, riassunte in Tabella 2
- il prezzo di riferimento è zonale, e fissato dal legislatore, indicativamente pari alla media dei prezzi di borsa del periodo 2010-2020)

Le condizioni per il calcolo della restituzione sono riassunte nella **Tabella 3**.

La legge di conversione del DL 4/22 ha recepito questa norma, introducendo anche la garanzia del rispetto dei prezzi minimi garantiti per chi ne ha diritto.

TABELLA 3. CONTRATTI DI VENDITA E PREZZO DI MERCATO PER LA RESTITUZIONE

Contratti di vendita	Prezzo Indicizzato	Prezzo fisso <i>alto</i> *	Prezzo fisso <i>basso</i>
Stipulati prima del 27/01/2022	Prezzo contratto	Prezzo contratto	No restituzione
Stipulati dopo il 27/01/2022	Prezzo borsa	Prezzo di Borsa	Prezzo di borsa

* Superiore al 10% del prezzo di riferimento

Elaborazioni MBS Consulting

DECRETO-LEGGE 28 FEBBRAIO 2022, N. 16**Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina (Sicurezza del sistema nazionale del gas naturale - Riattivazione Carbone)****SICUREZZA DELL'OFFERTA**

Il decreto ha previsto che le misure del piano di emergenza del gas naturale possono essere adottate anche in assenza dello stato di emergenza, al fine di riempire gli stoccaggi, con atti di indirizzo del MiTE. Se il MiTE dovesse decidere di applicare la riduzione dei consumi del termoelettrico, Terna dovrà stabilire un programma di riattivazione degli impianti con potenza superiore a 300 MW alimentati a carbone e olio. Questi impianti verrebbero disacciati da Terna e assimilati agli impianti essenziali, e quindi sarebbero remunerati con un costo predefinito da ARERA, per tutto il periodo di durata dell'emergenza. A questi impianti si applicherebbero esclusivamente i valori limite di emissione nell'atmosfera e le regole sulla qualità dei combustibili previsti dalla normativa eurounitaria, in deroga a più restrittivi limiti eventualmente prescritti a livello nazionale in via normativa o amministrativa.

Non risulta che il MiTE abbia attivato l'emergenza, ma solo lo stato di preallarme, né che abbia emesso atti di indirizzo. Terna sta tuttavia raccogliendo le disponibilità degli operatori alle riattivazioni nonché a possibili riconversioni da gas a combustibili alternativi, tuttavia poco probabili per la maggior parte degli impianti a ciclo combinato.

DECRETO-LEGGE 1 MARZO 2022, N. 17**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 Ucraina)**

È uno dei principali provvedimenti con diverse misure.

SOSTEGNO AI CLIENTI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

- Utenze domestiche e non domestiche. Conferma l'annullamento degli oneri generali di sistema per l'energia elettrica per il Q2-22, per un budget di

3.000 milioni di euro, e la riduzione dell'IVA al 5%, insieme alla possibilità di ridurre gli oneri impropri, con un budget di 590 milioni di euro (per la misura sull'IVA) e di 250 milioni di euro (per il contenimento degli oneri impropri)

- Imprese energivore energia elettrica. Se i costi dell'energia elettrica sono aumentati del 30% rispetto al 2019, è concesso un credito di imposta del 20% sulla spesa del Q2-22, per 700 milioni di euro (modificato dal DL energia)
- Imprese energivore gas naturale (escluso termoelettrico). Sempre per il Q2-22, il credito di imposta è pari al 15% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media, riferita al Q1-22, dei prezzi di riferimento del Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) pubblicati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito al medesimo trimestre dell'anno 2019, per 522 milioni di euro (modificato dal DL energia)

SOSTEGNO AL TRASPORTO STRADALE

- Autotrasporto pesante diesel. Compensazione per costo componente AD blue per diesel (limite massimo di spesa di 29.6 milioni di euro)
- Autotrasporto pesante alimentato a GNL. È introdotto un credito di imposta del 20% della spesa per materia prima, fino a un budget massimo di 25 milioni di euro

SEMPLIFICAZIONI AUTORIZZAZIONI

- Sono previste agevolazioni per le rinnovabili di Ferrovie dello Stato e della Difesa

Per un approfondimento sul tema si veda l'articolo a pag. 17 di questa Newsletter.

EFFICIENZA ENERGETICA

- Imprese al Sud. Alle imprese che effettuano investimenti volti a ottenere una migliore efficienza energetica e a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili, fino al 30 novembre 2023 è attribuito un contributo sotto forma di credito d'imposta, nel limite

di 145 milioni di euro per ciascuno degli anni 2022 e 2023, nella misura massima consentita dai regolamenti europei (normalmente 40%). Le spese coperte dal contributo sono quelle per investimenti supplementari necessari per conseguire un livello più elevato di efficienza energetica e per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nell'ambito delle strutture produttive. I costi sono coperti dal fondo sviluppo e coesione.

- **Climatizzazione.** Sono stabilite le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ossia sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici e alla produzione di energia elettrica, prevedendo i casi in cui l'installazione può essere considerata attività edilizia libera, a condizione che tali impianti abbiano una potenza inferiore a 2 MW e scambino solo energia termica con il terreno, utilizzando un fluido vettore che circola in apposite sonde geotermiche poste a contatto con il terreno, senza effettuare prelievi o immissione di fluidi nel sottosuolo.

SICUREZZA DELL'OFFERTA

Contratti acquisto gas

- Il GSE avvia, su direttiva del Ministro della transizione ecologica, le procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale dai titolari di concessioni di coltivazione di gas, esistenti o nuovi per possibili sviluppi, per la stipula di contratti dal 2022 al 2031
- I contratti di acquisto di lungo termine hanno durata massima pari a dieci anni, con verifica dei termini alla fine del quinto anno. Condizioni e prezzi saranno definiti con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro della transizione ecologica e sentita l'ARERA, in modo da garantire la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e un'equa remunerazione, ferma restando la condizione di coltivabilità economica del giacimento.
- Il GSE, con una o più procedure, offre i volumi di gas acquistati alle condizioni e ai prezzi predefiniti, a clienti finali industriali, secondo criteri di assegnazione su base pluralistica, da definire da parte dei Ministeri, con riserva di almeno un terzo alle piccole e medie imprese.

Nuove coltivazioni gas

- Le concessioni che possono essere contrattualizzate, sono quelle i cui impianti di coltivazione ricadono in tutto o in parte in aree considerate idonee nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee, approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica del 28 dicembre 2021, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività. I procedimenti autorizzativi per questi progetti, si concludono entro sei mesi, e le procedure di valutazione ambientale sono svolte dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC

Stoccaggi gas

- Il MiTE adotta soluzioni per agevolare il riempimento degli stoccaggi e la disponibilità di gas da altre fonti

DISEGNO DI LEGGE AC3495 DI RECEPIMENTO

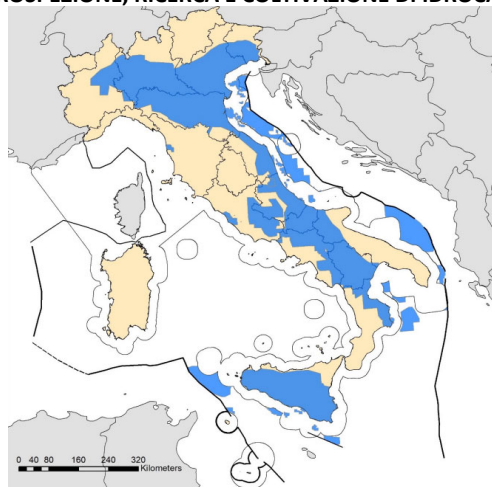
Conversione in legge del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali

In discussione in Parlamento, tra gli emendamenti più rilevanti vi sono quelli che prevedono l'estensione del sistema dell'acquisto diretto da parte del GSE ai fotovoltaici, introducendo anche una piattaforma per la negoziazione dei PPA con soggetti pubblici.

IL PITESAI

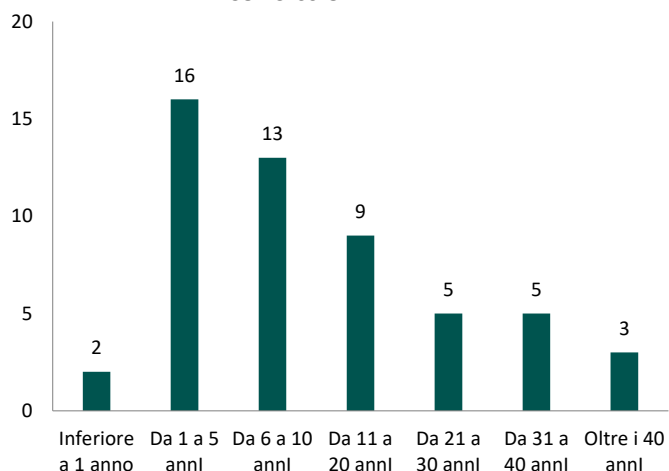
Il PiTESAI, Piano della transizione energetica sostenibile delle aree idonee, approvato il 28 dicembre con un decreto ministeriale, dopo un procedimento di VAS, individua le aree in cui è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, aprendo così la strada a nuovi investimenti, dopo la moratoria del 2019. Di fatto (**Figura 1**) si tratta di tutte le aree in cui sono presenti le riserve. Il Piano evidenzia che la produzione di idrocarburi è concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive e che le attività di ricerca degli idrocarburi hanno subito una contrazione a partire dagli anni '90. Sono vigenti a oggi 248 titoli minerari: 63 permessi di ricerca di cui 20 in mare, 36 in terraferma e 6 in Sicilia; 185 concessioni di coltivazione di cui 61 in mare, 111 in terraferma e 13 in Sicilia.

FIGURA 1. AREE IN CUI SONO CONSENTITE LE ATTIVITÀ DI PROSPEZIONE, RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI



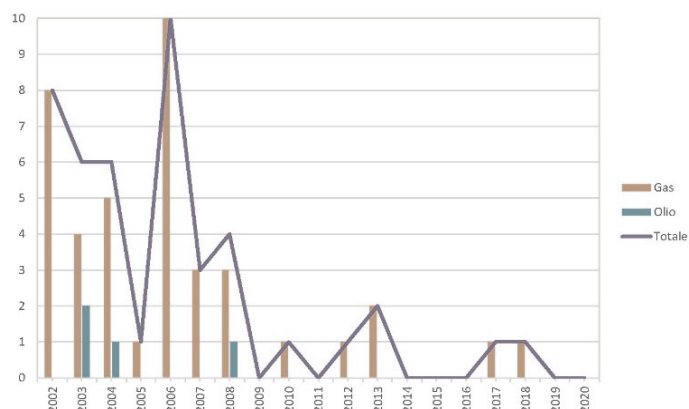
PiTESAI - Piano della transizione energetica sostenibile delle aree idonee

FIGURA 2. PERIODO DI IMPRODUTTIVITÀ DELLE CONCESSIONI ATTIVE



PiTESAI - Piano della transizione energetica sostenibile delle aree idonee

FIGURA 3. NUMERO DI RITROVAMENTI NEL PERIODO 2002-2020



PiTESAI - Piano della transizione energetica sostenibile delle aree idonee

Edison per servire il deposito *small scale* di Ravenna da poco inaugurato. Mentre scriviamo, le modalità di attuazione di questo servizio non sono state rese note da Snam, e la Ravenna Kuntsen risulta ancora ancorata nel porto di Ravenna.

DECRETO-LEGGE 21 MARZO 2022, N. 21

Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina (Decreto energia)

Il decreto, che supera il Decreto ministeriale 18 marzo 2022 - Riduzione delle aliquote di accisa applicate alla benzina al gasolio e ai GPL usati come carburanti, ritorna su una serie di misure a protezione dei consumatori finali.

SOSTEGNO AL TRASPORTO STRADALE

- Rideterminazione accisa per benzina e gasolio, fissate a: benzina: 478.40 euro per 1.000 litri; olio da gas o gasolio usato come carburante: 367.40 euro per 1.000 litri
- Queste modifiche sono valide solamente per 30 giorni, ossia fino al 22 aprile, ma potranno essere riviste successivamente
- Nel caso del trasporto pesante alimentato a gasolio, questa riduzione annulla il rimborso già previsto, riducendo quindi lo sconto, per questa categoria di consumatori, dal 40% al 9%

Gli oneri sono valutati in 588.25 milioni di euro per il 2022 finanziati in parte con il maggior gettito derivante dall'IVA., in parte grazie alla restituzione dei profitti da parte delle imprese energetiche (vedi sotto) in parte attraverso la riduzione dei fondi strutturali.

DECRETO MINISTERIALE DEL 14 MARZO 2022 RELATIVO ALLE MODALITÀ DI STOCCAGGIO PER IL PERIODO 2022-2023

Il consueto decreto annuale che regola le modalità di accesso agli stoccaggi, oltre a prevedere alcune misure che aumentano la flessibilità nella gestione degli stoccaggi - quali prezzi base per le allocazioni di capacità quasi nulli e possibilità di azioni in controflusso - al fine di ottimizzare l'utilizzo dei terminali di rigassificazione di gas naturale, prevede che Snam predisponga un servizio di collegamento tramite navi spola dal terminale di rigassificazione di Panigaglia con terminali di rigassificazione ubicati nel Mar Mediterraneo, che effettuino il servizio di reloading, in particolare con quelli della penisola iberica. La tariffa per il servizio è definita da ARERA. Le navi contrattualizzate per questo servizio potrebbero essere quelle già operative nel Mediterraneo, quali ad esempio la Ravenna Kuntsen, noleggiata da

SOSTEGNO AI CLIENTI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

- Imprese non energivore. Credito di imposta del 12% della spesa della materia prima energia elettrica e del 20% della spesa per gas naturale del Q2-22 se la spesa media nel Q1-22 è aumentata più del 30% rispetto allo stesso periodo del 2019. La spesa prevista è di 863.56 milioni di euro per l'energia elettrica e 237.89 milioni di euro per il gas
- Imprese energivore. Il credito di imposta previsto dal DL 17/2022 è aumentato al 25% per energia elettrica e 20% per il gas, per 460.12 milioni di euro
- Imprese con sede in Italia. Possono richiedere ai relativi fornitori la rateizzazione degli importi dovuti per i consumi energetici, relativi ai mesi di maggio e giugno 2022, per un numero massimo di 24 rate mensili. Per garantire la liquidità, SACE SpA rilascia garanzie in favore di banche, di istituzioni finanziarie nazionali e internazionali e di altri soggetti abilitati all'esercizio del credito entro un limite massimo di impegni pari a 9.000 milioni di euro

CONTROLLO DEI PREZZI

- Il Garante per la sorveglianza dei Prezzi, istituito (Legge 144 del 2008) presso il Ministero dello Sviluppo Economico che svolge la funzione di sovrintendere alla tenuta ed elaborazione dei dati e delle informazioni segnalate agli uffici prezzi delle Camere di Commercio, può chiedere alle imprese dati, notizie ed elementi specifici sulle motivazioni che hanno determinato le variazioni di prezzo. Il mancato riscontro, entro dieci giorni dalla richiesta, comporta l'applicazione di una sanzione pari all'1% del fatturato e comunque non inferiore a 2 mila euro e non superiore a 200 mila euro. Per questa funzione il Ministero può rafforzare l'organico, per una spesa di euro 512 mila per l'anno 2022 ed euro 878 mila annui a decorrere dall'anno 2023.
- I contratti di importazione di gas, esistenti e nuovi, devono essere inviati ad ARERA entro 15 giorni. L'organico ARERA è incrementato di 25 unità (costi in parte a carico del bilancio ARERA, in parte del bilancio statale)

TAGLIA PROFITTI

A tutte le imprese (produttrici, importatrici e venditrici di energia elettrica e gas) si applica un contributo straordinario calcolato come descritto di seguito.

- Base imponibile: è data dall'incremento della differenza tra valore delle vendite e degli acquisti a fini IVA (come riportate nelle liquidazioni IVA che includono tutti gli acquisti e le vendite, anche quelli fatti per investimenti, il che potrebbe portare a grosse distorsioni se in uno dei due periodi si sono fatti acquisti o vendite di cespiti), per il periodo ottobre 2021 - marzo 2022 (rispetto allo stesso periodo dell'anno prima).
- Chi è incluso: tutte le imprese operanti nel mercato energetico per cui tale incremento è maggiore di 5 milioni di euro.
- Contributo: è pari al 10% dell'incremento, da pagare sotto forma di tassa straordinaria una tantum, entro giugno 2022. Ci si attende un ritorno di 3.9 miliardi di euro.

Per evitare che il contributo sia traslato sui prezzi a valle, è richiesto l'invio all'Antitrust di tutti i contratti di acquisto e vendita dei prodotti energetici da aprile a fine anno.



02

MERCATO ELETTRICO

Il capacity market 2024 apre a una nuova fase della transizione

Nella fase d'asta riservata alla capacità esistente e alla capacità nuova già autorizzata, il mercato è risultato corto in tutte le aree, con uno spazio significativo per nuovi progetti creato dal completo phase-out del carbone. La forte partecipazione di progetti non autorizzati riduce i premi nella sessione finale, dove l'offerta dei sistemi di accumulo spiazza la nuova generazione a gas.

Il 21 febbraio scorso, si sono svolte le aste del Mercato della Capacità, finalizzate ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico italiano sull'anno di consegna 2024.

In attesa del rendiconto dettagliato che dovrà essere pubblicato da Terna, le dinamiche osservate sul mercato hanno offerto spunti interessanti sulla possibile futura evoluzione del parco di generazione italiano.

IL MERCATO CORTO CREA SPAZIO PER 4 GW DI NUOVA CAPACITÀ

COMPLETATO IL PHASE-OUT DEL CARBONE

A fronte di una domanda di adeguatezza abbastanza allineata a quella utilizzata per l'asta sull'anno di consegna 2023, la scarsità lato offerta è stata determinata principalmente da due fattori:

1. la capacità che era stata approvvigionata come nuova nelle scorse aste è stata considerata come passante in questa (essendo contrattualizzata per 15 anni), escludendo la capacità che non è riuscita a rispettare il termine autorizzativo fissato a fine ottobre. Tra i casi noti nella seconda fattispecie la riconversione a gas dell'impianto di La Spezia di Enel, il *peaker* di Sorigen a Lodi, il *peaker* di Metaenergia a Greve in Chianti, mentre la riconversione a gas di Fusina è probabilmente rientrata tra la capacità contrattualizzata e passante, grazie alla *comfort letter* inviata negli scorsi mesi dal MITE a Terna. Il risultato delle scorse aste, già insufficiente per garantire una piena adeguatezza del sistema, è stato quindi ulteriormente decurtato, accentuando la condizione di mercato corto
2. è stato completato il *phase-out* della capacità a carbone, considerato in uscita su tutto il territorio nazionale, inclusa la Sardegna. La capacità a carbone, pur non potendo partecipare esplicitamente al Mercato della Capacità a causa

dei limiti emissivi, contribuiva implicitamente a coprire una porzione della domanda di adeguatezza, ma nel bilancio domanda-offerta dell'ultima asta il carbone non è più stato conteggiato nell'offerta implicita, creando lo spazio per la propria sostituzione.

La capacità esistente che ha partecipato al meccanismo (34.2 GW) è stata, quindi, interamente contrattualizzata, chiudendo al premio *cap* di 33.000 €/MW/anno per l'anno 2024, ma la capacità nuova già autorizzata non è stata sufficiente a chiudere il *gap* rispetto alla domanda: 1.5 GW di progetti (di cui due terzi nella macro-zona Nord e un terzo nella macro-zona Sud) hanno ottenuto una contrattualizzazione al premio *cap* di 70.000 €/MW/anno per 15 anni di consegna.

NECESSARIA LA NUOVA CAPACITÀ PER RAGGIUNGERE IL LIVELLO MINIMO DI ADEGUATEZZA

A valle della partecipazione della capacità esistente e nuova già autorizzata, il mercato è risultato corto non solo rispetto al *target* di adeguatezza (punto C della curva di domanda, corrispondente a 3 ore di *Loss of Load Expectation* - LOLE), ma anche rispetto al livello di minima adeguatezza (punto B, corrispondente a 6 ore di LOLE). È stato pertanto necessario attivare la sessione extra dedicata alla nuova capacità non ancora in possesso delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio, per coprire il contingente residuo sulla domanda di adeguatezza.

In questa fase, Terna è riuscita ad approvvigionare ulteriori 2.3 GW di capacità (di cui 1.7 GW nella macro-zona Nord e 0.5 GW in Sardegna). In totale, la capacità nuova contrattualizzata ammonta a 3.8 GW e dovrà entrare in esercizio a partire dal 2024 (deroghe sull'entrata in esercizio fino a 11 mesi sono comunque già previste dalla disciplina, a fronte di penali mensili sul ritardo). Ciò dovrebbe aver permesso di raggiungere il livello di minima adeguatezza (punto B) in tutte le zone di mercato.

FORTE COMPETIZIONE TRA NON AUTORIZZATI

In quest'ultima fase la partecipazione è stata molto competitiva, con un elevato numero di progetti di capacità nuova non ancora autorizzata che si è presentato all'asta. Questo, unito al fatto che la sessione extra è strutturata come *single-round* e permette, quindi, un'unica offerta senza possibilità di rilancio, ha spinto gli operatori partecipanti a una forte riduzione del premio rispetto al *cap*.

Si è osservata la divisione del mercato in tre macro-zone:

- nella macro-zona Nord, costituita dalle aree Nord e Centro Nord, il premio marginale è stato fissato a 48.000 €/MW/anno
- nella macro-zona Sud, costituita dalle aree Sud, Centro Sud, Calabria e Sicilia, il ridotto contingente residuo a valle della prima fase d'asta e l'elevata presenza di nuovi progetti in concorrenza ha portato il premio marginale ad abbassarsi fino a eguagliare quello della capacità esistente, pari a 33.000 €/MW/anno
- in Sardegna si è registrato lo sconto minore con premio marginale fissato a 51.000 €/MW/anno, grazie a una minore competizione di progetti nuovi non autorizzati

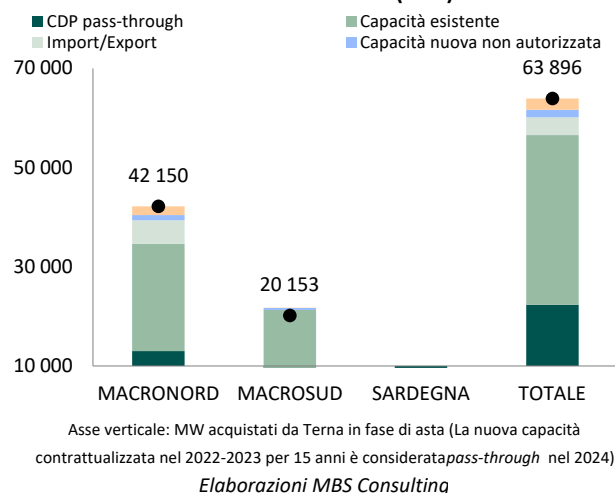
CONGESTIONATI I FLUSSI SU CENTRO ITALIA E TYRRHENIAN LINK

Nonostante l'uscita della capacità a carbone, la macro-zona Sud è stata la meno lontana dal raggiungimento dell'adeguatezza. Con l'intera capacità di esportazione sfruttata, sia verso il Nord, congestionando il limite di transito tra Centro Sud e Centro Nord, sia verso la Sardegna, passando dalla Sicilia con il tratto di Tyrrhenian Link considerato già per l'anno 2024, la macro-zona Sud è rimasta isolata, con una domanda interna limitata e una concorrenza molto forte tra i nuovi progetti.

La macro-zona Nord, pur ricevendo il contributo massimo dalla macro-zona Sud, ha avuto più spazio per la nuova capacità, grazie all'alta domanda locale di adeguatezza e alla mancata saturazione della capacità estera, che non è stata assegnata completamente rispetto al contingente disponibile. Rispetto alle scorse aste, in cui gli operatori erano stati disposti a scontare fino a livelli molto bassi la propria offerta per contrattualizzare capacità estera, questa volta la valutazione del rischio derivante dai recenti *trend* delle *commodity* ha probabilmente suggerito un approccio più prudente.

Infine, la Sardegna, pur ricevendo tutto il contributo possibile dalla macro-zona Sud attraverso il Tyrrhenian Link, è rimasta corta a causa del *phase-out* della capacità a carbone e della probabile dismissione di gruppi di generazione più obsoleti, risultando in un'unica zona corta e non dividendosi in due zone separate in Sardegna Nord da Sardegna Sud.

FIGURA 1. CAPACITÀ CONTRATTUALIZZATA NELLE ASTE CAPACITY 2024 (MW)



POCHE RINNOVABILI, TANTI ACCUMULI

MERCATO POCO APERTO ALLE RINNOVABILI

Come successo per le scorse aste 2022 e 2023, solo 1.5 GW di capacità rinnovabile esistente ha partecipato e si è aggiudicata una contrattualizzazione per l'anno 2024, con la maggiore concentrazione nelle zone Nord e Centro Nord, probabilmente riferita principalmente a capacità idroelettrica fluente.

Questa ha infatti più capacità già libera da incentivi e maggior probabilità di riuscire a rispettare l'obbligo di disponibilità rispetto ad altre tipologie di fonti non programmabili.

Le nuove rinnovabili contrattualizzate si trovano invece nelle zone Sud e Centro Sud, ma ammontano a soli 30-60 MW e fanno probabilmente capo a impianti fotovoltaici accoppiati a sistemi di accumulo. La revisione della disciplina a vantaggio della partecipazione delle rinnovabili (ridefinizione del corrispettivo variabile senza distinzione di tipologia), che avrebbe dovuto incentivare una maggior partecipazione per le rinnovabili inserite all'interno di un ampio portafoglio programmabile, non ha quindi avuto l'effetto sperato.

L'ACCUMULO SORPASSA IL GAS

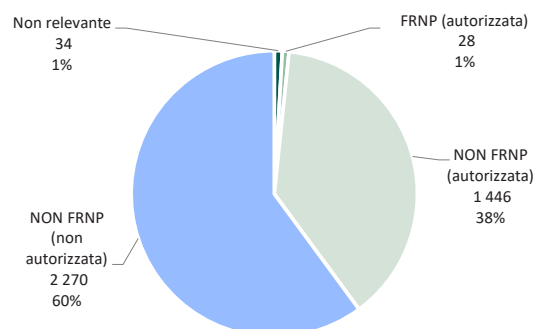
Se la nuova capacità è stata catturata da tecnologie programmabili, a differenza di quanto ci si poteva attendere, il gas ha avuto un ruolo più contenuto e concentrato quasi esclusivamente nella macro-zona Nord, con i progetti di A2A e EP.

Come dichiarato da Terna, ben 1.1 GW di capacità sono d'altra parte stati assegnati a sistemi di accumulo. Di questi, 500 MW circa sono entrati in Sardegna, puntando alla sostenibilità del sistema sardo in assenza di carbone e di impianti di generazione a gas (nessun operatore si è preso il rischio, scommettendo sulla realizzazione dell'infrastruttura di trasporto) e in cooperazione con il rinforzo della rete interna e delle interconnessioni con il continente.

L'altra metà della capacità di accumulo è distribuita nell'area peninsulare, probabilmente concentrata tra il Nord e il Centro Sud. Per ora, sembra ancora limitata la penetrazione di capacità di accumulo nel Sud e in Sicilia.

L'operatore principale di questa transizione è stato Enel, che ha dichiarato di aver contrattualizzato circa 1 GW di capacità di accumulo, a cui si sono aggiunte

FIGURA 2. TIPOLOGIA DI CAPACITÀ NUOVA AGGIUDICATA NELLE ASTE 2024 (MW, %)



Elaborazioni MBS Consulting

altre *utilities* e sviluppatori, con progetti di dimensioni minori.

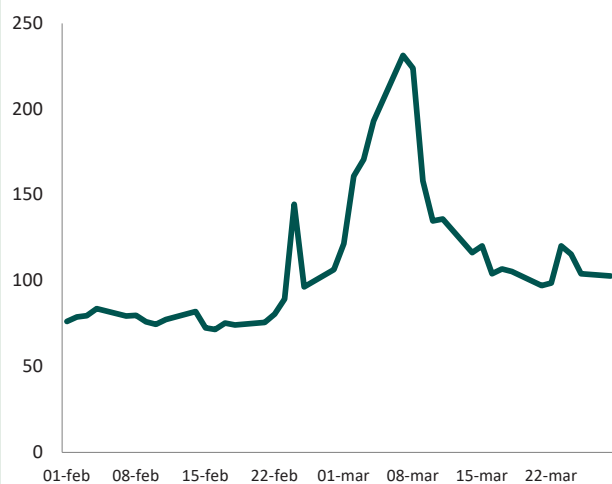
Visti i premi marginali bassi per la capacità nuova non autorizzata, è presumibile che l'offerta sui sistemi di accumulo sia stata molto competitiva e abbia spiazzato altri progetti di generazione a gas, dando avvio più rapidamente del previsto al processo di transizione e flessibilizzazione del sistema.

LA CRISI SPINGE ARERA A RIVEDERE LE MODALITÀ DI CALCOLO DELLO *STRIKE PRICE*

L'Autorità interviene sia sulla componente gas che su quella emissioni.

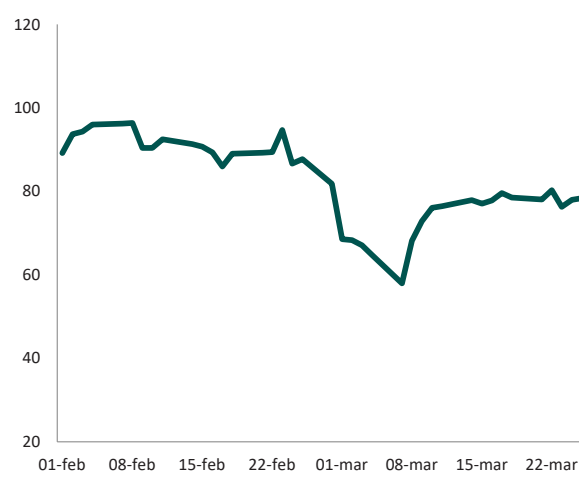
Il forte clima di incertezza e di tensione legato agli avvenimenti delle ultime settimane ha comportato un ulteriore aumento della volatilità sul mercato delle *commodities*, con nuovi massimi testati a inizio marzo dal gas naturale e una contestuale forte flessione del prezzo delle emissioni di CO₂ che si sono innestati sulle tendenze in atto (**Figure 1 e 2**).

FIGURA 1. PREZZO GAS - PSV (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Alba Soluzioni

FIGURA 2. CO₂ (€/tn CO₂)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Reuters

In questo contesto, l'indicizzazione mensile dello *strike price*¹ ha provocato un marcato disallineamento tra il costo di esercizio a cui gli operatori che partecipano al *Capacity Market* sono obbligati a biddare sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei servizi di Dispacciamento (MSD) per essere adempienti alle regole di offerta e per non incorrere nel rischio di restituzione del corrispettivo variabile ([Newsletter n. 262](#)) e l'effettivo costo variabile di generazione rappresentato principalmente dal costo del gas naturale. Come già analizzato nel precedente numero di Newsletter, un'indicizzazione giornaliera dello *strike price* avrebbe permesso agli operatori di neutralizzare il rischio di offrire a un prezzo inferiore al proprio costo di generazione.

Con la [delibera 83/2022/R/EEL](#) del 4 marzo, che ha modificato la metodologia per il calcolo dello *strike price*, l'ARERA è intervenuta tempestivamente per eliminare l'effetto distorsivo descritto sopra che, pur essendo enfatizzato dall'eccezionalità del momento, è indicativo dell'esistenza di un rischio non trascurabile, visto anche che condizioni di alta volatilità dei prezzi delle *commodities* stanno diventando piuttosto frequenti. Le modifiche dell'Autorità hanno riguardato il calcolo della componente gas e della componente emissioni. A una indicizzazione mensile del prezzo gas, basato sulle quotazioni *forward* mensili OTC presso l'*hub* TTF rilevate da ICIS-Heren, l'Autorità ha quindi sostituito il *System Average Price* (SAP) che rappresenta il valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

L'ARERA ha inoltre ridefinito le regole di calcolo per la componente emissioni, avendo risentito anch'esse della forte volatilità del prezzo delle *commodities*. I mercati e i prodotti di riferimento² non vengono modificati, ma il valore del parametro PEUA sarà calcolato su base giornaliera con riferimento al giorno precedente a quello considerato, sostituendo la precedente regola che utilizzava la media calcolata per

¹ Nell'ambito del *Capacity Market*, lo *Strike Price* è il costo di esercizio rappresentato dal costo variabile di generazione di un turbogas con un'efficienza al 32% alimentato a gas naturale. Lo *Strike Price* può essere considerato un prezzo soglia, superato il quale deve essere restituita a Terna la differenza tra i prezzi accettati o offerti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) o sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e lo *Strike Price* stesso.

² Il PEUA è calcolato come la media delle medie aritmetiche dei prezzi dei prodotti di chiusura giornalieri dei titoli EUA, complessivamente negoziati in ciascuno dei mercati di riferimento (Delibera 424/2020/R/eel), ponderata per i rispettivi volumi scambiati.

il periodo di osservazione compreso tra il 21° giorno del secondo mese antecedente il mese m-esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (estremi inclusi).

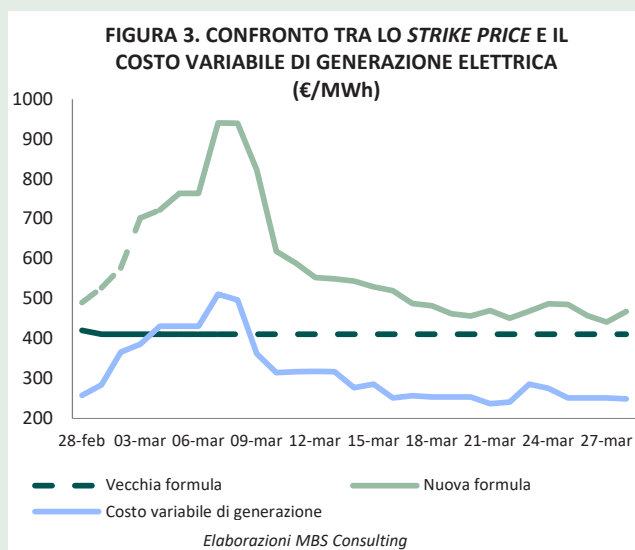
Nel caso in cui per un certo giorno non fosse disponibile il valore di riferimento, sia per la componente gas naturale sia per quella delle emissioni, farà da riferimento il valore dell'ultimo giorno disponibile.

Come si può notare dalla **Figura 3**, l'indicizzazione giornaliera riflette meglio quelli che sono i costi di esercizio soprattutto in un contesto caratterizzato da una forte volatilità delle *commodity*.

Nei giorni compresi tra il 4 e l'8 marzo, quando il prezzo del gas ha superato i 190 €/MWh, lo *strike price* calcolato con la formula originale, stimato nell'intorno dei 410 €/MWh per tutto il mese di marzo, sarebbe risultato, infatti, nettamente inferiore rispetto al costo variabile di generazione di un impianto con un'efficienza del 53% (stimato tra i 410 e i 510 €/MWh) e avrebbe comportato perdite rilevanti per i produttori di energia elettrica.

Il nuovo *strike price* calcolato su base giornaliera rappresenta invece più fedelmente il costo di esercizio della tecnologia meno efficiente³ (i prezzi sui mercati sono fissati, generalmente, da impianti a ciclo combinato con un'efficienza nell'intorno del 53%) e permette agli operatori di poter offrire a prezzi ben al di sopra del loro costo variabile di generazione.

La pubblicazione dello *strike price* non è tuttavia ancora prevista né dall'ARERA né dal TSO.



³ Identificata con un *peaker* con un'efficienza del 30%.

A photograph of three offshore wind turbines in a deep blue sea. The turbines are white with yellow bases and are arranged in a diagonal line from the bottom left towards the top right. The water is a vibrant blue, and the sky is not visible.

03

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Autorizzazioni: processi amministrativi e semplificazioni

Diversi provvedimenti stanno cercando di dare attuazione a una delle riforme centrali del PNRR, di recente ripresi e rafforzati dalla normativa emergenziale emanata a seguito della crisi energetica. La ricostruzione delle fasi e delle casistiche restituisce un quadro complesso ma in via di forte ripensamento. Per il momento, i dati sul numero dei processi e delle autorizzazioni per Regione mostrano situazioni molto eterogenee, con tempi di approvazione a volte superiori ai 18-24 mesi.

Il primo provvedimento volto alla semplificazione del quadro normativo nazionale allo scopo di facilitare il percorso verso il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale per la ripresa e la resilienza (PNRR), nonché dal Piano Nazionale degli Investimenti complementari e dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2030 (PNIEC) è la [legge n. 108/2021](#) che ha convertito, con alcune modifiche, il [DL 77/2021](#) (Semplificazioni Bis). Un ulteriore passo è stato compiuto con il [Dlgs 199/21](#) di attuazione della direttiva UE REDII (dell'11 dicembre 2018) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che prevede la data ultima (il 13 giugno 2022) per l'individuazione delle aree idonee.

IL PROCESSO DI AUTORIZZAZIONE DELLE RINNOVABILI NEL QUADRO NORMATIVO IN VIGORE

La realizzazione e l'esercizio di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili richiede l'ottenimento di vari permessi e autorizzazioni sia nella fase precedente i lavori, sia in fase di realizzazione e di entrata in esercizio. Gli iter procedurali dipendono dalla tecnologia, dalla taglia e dalla potenza.

L'Autorizzazione Unica (AU) è stata introdotta dal [Dlgs 387/2003](#). È l'autorizzazione principale per la realizzazione e l'esercizio di impianti FER e relative infrastrutture di connessione alla rete, è rilasciata dalle Regioni (o dalle Province, se delegate) a seguito di un'unica procedura, definita Conferenza dei Servizi, a cui partecipano tutte le amministrazioni interessate e costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto. Il procedimento dovrebbe avere durata massima di 90 giorni al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), laddove necessaria.

La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate.

Le soglie di potenza oltre le quali gli impianti devono essere soggetti ad AU dipendono dal tipo di fonte e sono le seguenti:

- Eolico >60 Kw
- Solare >50 Kw (la soglia è stata alzata dai precedenti 20 Kw con il D.LGS 77/21)
- Biomassa >200 Kw
- Biogas >250 Kw

Al di sotto di tali soglie, gli impianti rientrano nell'ambito della Procedura autorizzativa semplificata - PAS introdotta dal [Dlgs 28/2011](#) in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività, a cui si applica il meccanismo del silenzio-assenso: decorso il termine di 30 giorni dalla presentazione senza riscontri o comunicazioni da parte del Comune, i lavori possono iniziare - o della Comunicazione al Comune (solo per alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da FER, assimilabili ad attività edilizia libera). Le Regioni hanno comunque la possibilità di estendere il campo di applicazione della PAS a impianti fino a 1 MW.

Nonostante il procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi abbia una durata prevista massima di 90 giorni, il periodo per ottenere l'AU è stimato, nei casi non complessi, in 18/24 mesi, in funzione delle valutazioni di impatto ambientale e di eventuali richieste di integrazione documentale da parte delle amministrazioni interessate, sospensioni ai sensi della legge, opposizioni alla decisione finale delle autorità preposte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, dei beni culturali e della salute pubblica.

Per ottenere l'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto, il progetto è infatti sottoposto a una Verifica di Assoggettabilità a VIA, o VIA *Screening* (VA, come di seguito definita).

La procedura, di competenza regionale, è volta a determinare la necessità di una verifica del potenziale impatto sull'ambiente (VIA, come di seguito definita) e dura da 3 a 12 mesi. La tempistica dipende dalla

complessità del progetto o da eventuali osservazioni e/o obiezioni da parte di terzi interessati. Se la VA ha esito negativo, il progetto è sottoposto alla procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA). In questo caso, la Regione effettua la VIA nell'ambito della procedura unica finalizzata al rilascio della AU.

Per tale motivo la domanda di AU è accompagnata da uno studio preliminare sul possibile impatto ambientale. In considerazione delle specifiche caratteristiche dell'impianto FER, oltre al titolo autorizzativo alla costruzione all'esercizio dell'impianto, l'AU può quindi, di volta in volta, ricomprendere l'autorizzazione paesaggistica e il nulla osta idrogeologico, ove richiesti, il cambio di destinazione d'uso delle aree interessate dall'impianto, oltre al nulla osta del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) alla costruzione e all'esercizio delle infrastrutture di rete, accettando il preventivo per la soluzione tecnica minima generale ai fini della connessione e depositare (con l'istanza medesima) l'impegno sottoscritto a rilasciare idonea garanzia bancaria o assicurativa ai fini del corretto smantellamento dell'impianto. Soltanto dove non sia richiesta la VIA il procedimento può restare quindi al di sotto dei 9 mesi.

L'AU, inoltre, può contenere prescrizioni e condizioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto FER e, in alcuni casi, può anche richiedere l'ottenimento di ulteriori permessi, con la conseguenza che il richiedente sarà tenuto ad avviare nuovi procedimenti amministrativi, posticipando, così, l'inizio dei lavori.

Nel caso in cui si debbano apportare modifiche sostanziali al progetto (i.e. modifiche che comportino variazioni al perimetro o al volume delle opere o dei componenti, o un aumento dell'area destinata all'impianto, ecc.), è necessario richiedere una nuova AU.

I richiedenti hanno la scelta di attivare separatamente i processi ambientali e autorizzativi, generalmente attivando prima la VA/VIA e poi richiedendo un'autorizzazione. In alternativa, i richiedenti possono attivare il Provvedimento Autorizzato Unico Regionale (PAUR) che consente di raccogliere tutte le autorizzazioni necessarie ed effettuare parallelamente la VIA, velocizzando (in teoria) la durata della procedura.

In alcune Regioni l'utilizzo della PAUR come procedura autorizzativa è pressoché esclusivo. Il grande elemento di semplificazione della procedura PAUR è quello di contenere al suo interno la VIA,

garantendo così un più rapido tempo di esecuzione e completamento dell'intero iter autorizzativo.

Dopo le due procedure autorizzative, ovvero l'AU o la PAUR, che hanno autorizzato la costruzione e l'esercizio, gli adempimenti richiesti quali le operazioni di genio civile, alcune concessioni per l'occupazione stradale o la licenza di esercizio, di cui ai successivi paragrafi, possono considerarsi adempimenti esecutivi senza la discrezionalità degli enti, eliminando così la componente di opposizione che potrebbe invalidare l'intero iter autorizzativo di costruzione.

Per completare l'iter autorizzativo di un impianto FER è necessario ottenere ulteriori autorizzazioni o attivare ulteriori sotto procedure durante, e dopo, la fase di costruzione. In particolare:

- i permessi necessari per la regolare apertura del sito
- il collaudo statico della struttura (entro 60 giorni dal completamento dei lavori)
- le asseverazioni di ottemperanza alla normativa antisismica (possono essere già emanate nell'ambito della AU)
- il collaudo amministrativo e il certificato di agibilità.

Quanto alla procedura di connessione alla rete elettrica, questa inizia ancora prima della richiesta dell'AU, e prosegue fino all'entrata in esercizio dell'impianto FER.

Terna è responsabile dell'esecuzione della procedura di connessione alla rete e dell'assegnazione di un punto di connessione all'impianto qualora l'impianto abbia una potenza nominale pari o superiore a 10 MW o richieda un collegamento in alta tensione. Se l'impianto ha una potenza nominale inferiore a 10 MW, o richiede un allacciamento in media o bassa tensione, il gestore della rete di distribuzione locale è responsabile dell'allacciamento.

I tempi necessari per la connessione alla rete possono variare in base alle tempistiche di rilascio dell'AU, a eventuali richieste di integrazione documentale e agli eventuali ritardi nei lavori.

Inoltre, in base alle osservazioni della Conferenza dei Servizi, alle varianti richieste dalle amministrazioni coinvolte o semplicemente alla convenienza per il richiedente, nel corso del procedimento potrebbe essere necessario richiedere più di preventivo di allacciamento, con conseguente dilatazione dei tempi e dei costi.

RECEPIMENTO DELLA REDII E DECRETO SEMPLIFICAZIONI: VERSO UNO SNELLIMENTO

AREE IDONEE

La definizione di criteri e principi omogenei per l'individuazione di aree idonee prevista dal Dlgs 199/2021 ([Newsletter 259-260](#)) dovrebbe portare ad uno snellimento dei processi. La costruzione e l'esercizio di rinnovabili sulle aree idonee beneficia infatti dei seguenti vantaggi:

- insediamento autorizzazione dell'espressione dell'autorità competente in materia paesaggistica non è vincolante e nel caso in cui decorrano i termini per l'espressione di tale parere l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione
- i termini per le procedure di autorizzazione sono ridotti di un terzo

La capacità complessiva degli impianti che dovranno essere installati nelle aree idonee è almeno pari a quella individuata dal PNIEC come necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, minimizzando l'impatto ambientale e la massima porzione di suolo che può essere occupata dagli impianti (art. 20). Sarà realizzata da parte del GSE una piattaforma digitale con l'obiettivo di inserire tutte le informazioni e gli strumenti necessari alle Regioni e alle Province Autonome per collegare ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già esistenti, nonché in relazione a quelli autorizzati e in via di autorizzazione, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree (art. 21).

Il Decreto Legge n.17 del 1 marzo 2022 ([DL Energia](#)) ha inoltre introdotto un'ulteriore semplificazione attraverso l'articolo 12, prevedendo che, il già citato iter autorizzativo, laddove l'Autorità competente in materia paesaggistica assuma un ruolo non vincolante, comprenda anche il processo di Valutazione di Impatto Ambientale.

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

Il Decreto 77/2021 apporta alcune modifiche al [Dlgs 152/2006](#) (Codice dell'Ambiente) in materia VIA di competenza statale/regionale, nonché in materia di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Nell'ottica di accelerazione e semplificazione delle procedure,

viene introdotta una serie di regole relative alle verifiche di assoggettamento a VIA e VAS e alle procedure di verifica:

- Commissione Tecnica PNRR - PNIEC
Viene costituita un'apposita commissione per i progetti di competenza nazionale del PNRR e del PNIEC per lo svolgimento delle procedure VIA. La commissione è composta da professionisti dedicati ed essendo dedicata alla valutazione di tutti i progetti PNRR-PNIEC dovrebbe portare uniformità e razionalizzazione nelle valutazioni ambientali, riducendo la discrezionalità e la disomogeneità legate all'esistenza di più centri decisionali delocalizzati
- Riduzione dei tempi utili per lo *screening* e per la VIA

Nel caso di progetti legati al PNRR e al PNIEC *screening* e VIA non possono richiedere più di 130 giorni complessivi. I termini variano tra i progetti che sono compresi nel PNRR o nel PNIEC e quelli che non lo sono.

- progetti sottoposti a VIA di competenza statale, esclusi quelli compresi nel PNRR o PNIEC: l'autorità competente deve adottare il provvedimento di VIA entro 60 giorni (il termine è prorogabile di 30 giorni in caso di particolare complessità) dalla fase di consultazione, previo accordo del Ministero della Cultura (quest'ultimo ha 30 giorni per esprimersi)
- progetti inseriti nel PNRR o nel PNIEC: la Commissione PNRR-PNIEC deve predisporre lo schema di provvedimento VIA entro 30 giorni dalla consultazione e, comunque, entro un termine massimo di 130 giorni dalla data di pubblicazione degli atti, e nei successivi 30 giorni il MITE (Ministero della Transizione Ecologica) deve adottare il provvedimento VIA, previo parere del Ministero della Cultura
- Fase istruttoria facoltativa per il PAUR
Per i progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza regionale, il proponente può interagire con l'Autorità competente in merito alla documentazione da presentare, chiedendo, prima della presentazione della domanda, l'avvio di una fase istruttoria volta a definire le informazioni da inserire nello studio di impatto ambientale, il relativo livello di dettaglio e le metodologie da adottare per la sua predisposizione, nonché definire le condizioni

per l'ottenimento di autorizzazioni, accordi, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e approvazioni, comunque denominate, necessarie per la realizzazione e il funzionamento del progetto. La conferenza dei servizi preliminari si svolge con le modalità previste dall'art. 14-bis della [Legge 241/1990](#) (Conferenza semplificata) che riduce in modo significativo i termini entro i quali l'amministrazione si deve esprimere.

CONVERSIONE IN LEGGE DEL DECRETO SEMPLIFICAZIONI, LE ULTERIORI MODIFICHE

La legge 29 luglio 2021, n. 108 ha convertito Decreto 77/21 (Decreto Semplificazioni Bis) apportando le seguenti modifiche:

- In materia di accumuli
 - su siti rinnovabili esistenti o autorizzati è richiesta solo la PAS
 - i siti *stand alone* non sono soggetti a VA/VIA se sono presenti altri impianti industriali o energetici o se i sistemi di accumulo sono al di sotto della soglia di 10 MW
- introduzione di un termine per espressione del parere del Ministero della cultura (MiBACT), decorso il quale, l'amministrazione competente decide comunque sulla domanda di autorizzazione, precludendo al rappresentante del MiBACT la possibilità di attivare i rimedi previsti dalla normativa vigente contro la valutazione della Conferenza dei Servizi (misura questa particolarmente incisiva in quanto lo strumento di opposizione è stato spesso utilizzato per bloccare gli interventi nelle aree protette)
- In materia di solare
 - innalzamento della soglia da 10 MW a 20 MW per la PAS di impianti fotovoltaici in media tensione ubicati in aree ad uso industriale, produttivo o commerciale, nonché in discariche o lotti e cave chiusi e restaurati
 - innalzamento della soglia da 1 MW a 10 MW per VA per impianti fotovoltaici su tali aree
 - VIA sotto giurisdizione statale per impianti superiori a 10 MW non coperti dalle regole di cui sopra
 - soglia minima oltre la quale è richiesta una AU spostata da 20 kW a 50 kW, al di sotto della quale è sufficiente una semplice dichiarazione di inizio attività
- viene istituita una Commissione statale a tempo pieno per valutazioni VIA/VAS.

Con la conversione in legge si sono quindi compiuti ulteriori passi verso l'incentivazione degli investimenti in rinnovabili, che si aggiungono alla semplificazione dei procedimenti autorizzativi grazie all'introduzione di poteri sostitutivi dello Stato in caso di inerzia delle Regioni, all'istituzione della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC e alla riduzione dei tempi per l'espletamento della procedura di assoggettabilità a VIA.

DATABASE RINNOVABILI OSSERVATORIO ENERGIA

L'Osservatorio Energia monitora l'andamento dei processi autorizzativi gestendo un *database* proprietario che contiene i dati relativi ai procedimenti per impianti eolici e fotovoltaici dal 2018 a oggi, facendo riferimento sia a impianti nuovi sia al *revamping* di impianti già esistenti.

Le informazioni raccolte consentono di monitorare l'avanzamento dell'iter autorizzativo sia a livello nazionale che regionale e stimare il numero medio di giorni necessari per l'emanazione dei provvedimenti, a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso al pubblico fino al rilascio dell'approvazione da parte dell'organo competente, nei diversi *step*: verifica di assoggettabilità a VIA, valutazione di impatto ambientale (VIA) e provvedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR).

I grafici seguenti mostrano la distribuzione geografica dei procedimenti in corso a livello regionale e la durata media degli iter autorizzativi di ogni Regione per i progetti fotovoltaici.

I procedimenti in corso relativi a impianti fotovoltaici in Italia è attualmente pari a 604. Di questi, 293 sono di competenza della Regione, in quanto hanno una potenza inferiore a 10 MW, mentre a oggi, a seguito della conclusione dell'iter, sono state rilasciate 100 autorizzazioni.

L'Abruzzo è la Regione che ha autorizzato la percentuale più elevata di progetti relativi a impianti fotovoltaici rispetto a tutte le altre, ma in assoluto, il numero maggiore di autorizzazioni è stato concesso nel Lazio. Viceversa, la Puglia ha autorizzato poco più dell'1% dei progetti: solo 2 progetti sono stati autorizzati, mentre 24 richieste hanno avuto esito negativo.

Il Veneto impiega mediamente 707 giorni per emanare un'autorizzazione, seguito dalla Sicilia, con 629 necessari in media.

FIGURA 1. FOTOVOLTAICO: PROCEDURE IN CORSO

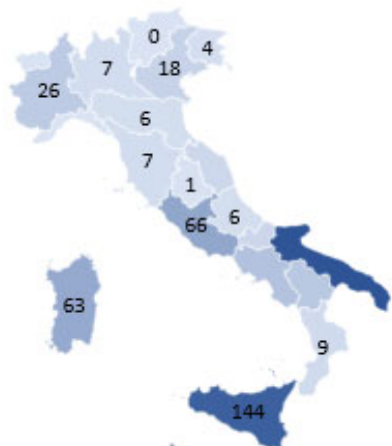


FIGURA 2. FOTOVOLTAICO: IMPIANTI AUTORIZZATI

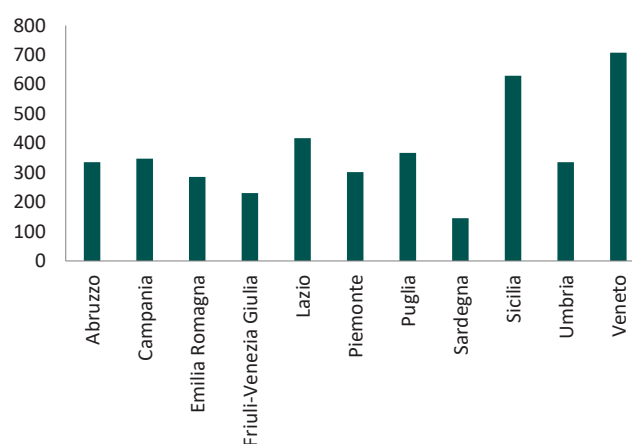


Elaborazioni MBS Consulting

REGIONE	Procedimenti totali	Procedimenti autorizzati	%
Abruzzo	16	5	31.3%
Basilicata	29	0	0.0%
Calabria	10	0	0.0%
Campania	44	6	13.6%
Emilia Romagna	21	4	19.0%
Friuli VG	13	5	38.5%
Lazio	143	44	30.8%
Lombardia	10	0	0.0%
Marche	14	0	0.0%
Molise	22	0	0.0%
Piemonte	51	4	7.8%
Puglia	183	2	1.1%
Sardegna	90	12	13.3%
Sicilia	197	12	6.1%
Toscana	12	0	0.0%
Umbria	5	1	20.0%
Veneto	27	5	18.5%

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 3. DURATA MEDIA PROCEDIMENTI AUTORIZZATI (GIORNI)



Elaborazioni MBS Consulting

La Sardegna invece è la Regione che approva i progetti più velocemente rispetto a tutte le altre, impiegando in media soltanto 145 giorni (a oggi sono stati approvati 12 dei 90 progetti presentati).

Il numero di procedure in corso per gli impianti eolici è pari attualmente a 279. Di questi, 163 fanno riferimento a impianti con una potenza superiore a 30 MW, prevalentemente in Basilicata e Puglia. Le autorizzazioni rilasciate sono in totale 33, prevalentemente in Puglia e Sicilia, di cui 20 emesse dagli organi regionali, per impianti di potenza inferiore a 30 MW.

Le autorizzazioni vengono rilasciate con tempistiche diverse a seconda della Regione. In media, la Basilicata, dal 2018 a oggi, ha impiegato 849 giorni

per autorizzare 4 impianti eolici, ma nessuno di questi ha una potenza superiore a 30 MW. In Puglia, invece, si ottiene un'autorizzazione mediamente in 726 giorni, di cui 542 per provvedimenti regionali ma ne sono serviti oltre 1000 in media per i provvedimenti nazionali.

Le Regioni più virtuose sono il Molise, con un'unica autorizzazione rilasciata in 134 giorni, e la Sardegna, con 3 autorizzazioni rilasciate in 301 giorni. Nonostante le tempistiche, rispetto alle altre Regioni, la Sicilia ha autorizzato finora oltre il 20% dei progetti presentati, mentre la Puglia meno del 10%, dove su 115 progetti soltanto 11 hanno ricevuto un esito positivo.

Idrogeno: i primi bandi e il ruolo strategico delle Autorità portuali

Avviamo un'attività di monitoraggio dei bandi e dei progetti per lo sviluppo dell'idrogeno verde, con un primo approfondimento sul ruolo dei porti. La scalabilità economica raggiungibile attraverso i finanziamenti è di fondamentale importanza ai fini di una diffusione delle tecnologie oggi esistenti, ma in fase di sviluppo. Il ruolo delle Autorità portuali è chiave, passando da semplici gestori del demanio pubblico ad agevolatori per l'adozione di soluzioni innovative.

L'idrogeno è un vettore ideale per la futura decarbonizzazione del settore energetico e il Governo italiano ne ha riconosciuto il potenziale, dedicando una parte del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) al suo sviluppo. Infatti, sono stati allocati oltre 3 miliardi di euro per promuovere la produzione, distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno in Italia.

Nell'ambito del PNRR, il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) ha pubblicato diversi avvisi pubblici di manifestazione di interesse per la formulazione di proposte progettuali, che prevedano l'utilizzo di tecnologie a idrogeno.

- Progetto [Green Ports](#): rilasciato dal MiTE nell'agosto 2021, prevede 270 milioni di euro di investimenti per gli anni 2021-2025 per ridurre l'impatto ambientale dei porti. I finanziamenti sono stati stanziati nell'ambito della terza missione del PNRR e sono destinati a progetti che abbiano l'obiettivo di ridurre del 20% le emissioni annuali di CO₂ nelle aree portuali entro il 2026, per contribuire all'abbattimento delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030. L'idrogeno e le relative tecnologie di produzione, stoccaggio e utilizzo rientrano tra gli interventi finanziabili.
- Produzione di idrogeno in [aree industriali dismesse](#): pubblicato dal MiTE a fine gennaio 2022, l'avviso pubblico ha la finalità di individuare le Regioni che sono interessate ad avviare dei progetti che prevedano la riconversione di aree industriali dismesse per la creazione di centri di produzione e distribuzione di idrogeno verde, ossia prodotto utilizzando energia rinnovabile. La dotazione finanziaria stanziata è pari a 500 milioni di euro, già prevista nell'ambito della seconda missione del PNRR.
- Progetti di ricerca e sviluppo: lo scorso 23 marzo 2022 il MiTE ha pubblicato due bandi, il [primo](#) dedicato a imprese che esercitano attività dirette alla produzione di beni o servizi, il secondo a [enti di ricerca e università finanziati al 100% con](#)

[fondi pubblici](#). L'obiettivo è assegnare i fondi del PNRR a progetti di ricerca e sviluppo in materia di idrogeno. Nel caso del bando dedicato alle imprese, la dotazione complessiva ammonta a trenta milioni di euro, mentre l'altro bando alloca 20 milioni di euro. L'iniziativa si pone l'obiettivo di sviluppare nuove conoscenze e prototipi per quanto riguarda la produzione di idrogeno verde, tecnologie innovative per lo stoccaggio e il trasporto, celle a combustibile per applicazioni stazionarie o di mobilità e un focus anche sull'aspetto digitale, con la promozione di sistemi intelligenti per la gestione delle infrastrutture a idrogeno. I finanziamenti vanno da un minimo di due milioni di euro fino a un massimo di quattro, con i progetti presentati da soggetti pubblici che saranno finanziati al 100% mentre quelli di imprese private dal 25 all'80%, a seconda della tipologia del progetto e dell'impresa.

Gli avvisi di manifestazione d'interesse sono tuttora aperti e in corso d'opera. Nel primo caso (*Green Ports*), il MiTE ha già ricevuto le proposte progettuali ed è in corso la valutazione delle migliori iniziative che potranno essere finanziate, mentre nel secondo caso le Regioni stanno rispondendo all'invito.

Avviamo con questo numero della Newsletter, un'attività di monitoraggio dei bandi e dei progetti per lo sviluppo dell'idrogeno verde, proponendo un approfondimento sul primo dei bandi finora usciti, sul ruolo dei porti, luoghi di elezione per lo sviluppo dell'idrogeno, e sulla *governance* dei fondi a disposizione per questo comparto.

IL PROGETTO GREEN PORTS

Il progetto *Green Ports* è rivolto a 9 Autorità Portuali dell'Italia centro-settentrionale e della Sardegna. I porti meridionali non sono stati presi in considerazione in quanto presso questi ultimi scali sono già in corso di realizzazione interventi sostenibili da un punto di vista ambientale ed energetico finanziati dal

Programma di azione e coesione Infrastrutture e Reti 2014-2020, in cui si prevede uno stanziamento di 170 milioni di euro. L'avviso pubblico del MiTE invita le AdSP selezionate a presentare dei progetti che abbiano il fine ultimo di rendere più sostenibile la vita nei porti e nelle città portuali riducendo le emissioni di CO₂. I progetti ammissibili possono riguardare varie tipologie di intervento, come la produzione di energia da fonti rinnovabili, l'utilizzo di modalità di trasporto sostenibili oppure una migliore efficienza energetica. Tra le possibili azioni è compreso l'impiego di idrogeno, considerato un elemento in grado di contribuire in maniera consistente alla decarbonizzazione dei sistemi portuali nazionali, al pari delle energie rinnovabili.

Nell'avviso pubblicato dal MiTE vengono presi in considerazione interventi per l'installazione di impianti di produzione (elettrolizzatori) e accumulo di idrogeno, la creazione di una *port grid* che sia in grado di aumentare l'efficienza della rete elettrica, l'acquisto di mezzi di servizio operanti nel porto alimentati

a idrogeno e la realizzazione di infrastrutture per l'alimentazione e la ricarica di mezzi a idrogeno. I finanziamenti messi a disposizione dal bando per le 9 AdSP coinvolte ammontano a un totale di 225 milioni di euro. La restante parte, rispetto ai 270 milioni di euro complessivamente stanziati, ovvero 45 milioni di euro, è destinata a concessionari e terminalisti per interventi che riguardano l'acquisto di mezzi elettrici o a idrogeno all'interno del porto. Anche in questo caso, i fondi sono comunque gestiti dalle AdSP che, in qualità di ente pubblico, sono tenute a pubblicare un bando aperto ai terminalisti/concessionari. Le proposte progettuali dei soggetti privati sono valutate dall'AdSP le quali, in base ai criteri di valutazione stabiliti nel bando stesso, conferiscono i fondi ai progetti migliori.

I finanziamenti del progetto *Green Ports* sono concessi sotto forma di sovvenzioni, con la possibilità di rimborso dei costi direttamente collegabili e funzionali alla realizzazione del progetto proposto.

Per ogni Autorità di sistema portuale è stata stanziata una quota del totale, calcolata sulla base di un coefficiente che tiene conto del volume dei traffici commerciali registrati nell'anno 2019. L'importo previsto per ogni Autorità è indicato in **Tabella 2** e ciascuna AdSP ha avuto la possibilità di presentare progetti per un totale non superiore al doppio della quota assegnata. Per ottenere i fondi del PNRR ogni AdSP è tenuta a presentare la propria candidatura, fornendo la descrizione puntuale del progetto e la tipologia di intervento e specificando il costo totale delle attività, il contributo richiesto e l'eventuale cooperazione con altri soggetti per la realizzazione dell'intervento.

PORTI: HUB STRATEGICI PER LA DIFFUSIONE E L'UTILIZZO DI IDROGENO VERDE

I porti e le aree industriali sembrano essere i luoghi favoriti per l'utilizzo e la diffusione di tecnologie per la produzione di idrogeno verde, con i primi finanziamenti per l'idrogeno, provenienti dal PNRR, destinati a tali aree.

La domanda di idrogeno rinnovabile all'interno dei porti è prevista in aumento nel corso dei prossimi decenni in Europa, supportata dall'interesse da parte dell'Unione Europea per la diffusione di questo vettore energetico, che ricoprirà un ruolo di primo piano per il raggiungimento di un'economia a zero emissioni.

TABELLA 1. TIPOLOGIE DI INTERVENTI AMMISSIBILI PER IDROGENO

Cat	Tipologia di intervento	Risorse (Mln/€)
1	Produzione di energia da fonti rinnovabili Include le tecnologie di accumulo e /o produzione di idrogeno	70
4	Mezzi di trasporto elettrici: Acquisto di mezzi di servizio operanti all'interno del porto, alimentati con elettricità o idrogeno	62
5	Interventi sulle infrastrutture energetiche portuali non efficienti: Interventi sulla rete elettrica o altri impianti per aumentare l'efficienza e la digitalizzazione, per la creazione di una port grid (accumuli, elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e impianti similari)	23
6	Realizzazione di infrastrutture per l'utilizzo di elettricità/idrogeno in porto	22

Elaborazioni MBS Consulting

TABELLA 2. FINANZIAMENTI PER ADSP

Autorità di Sistema Portuale	Quota base corretta e arrotondata (Mln/€)
Mar Ligure Occidentale	35
Mar Ligure Orientale	22
Mar Tirreno Settentrionale	33
Mar Tirreno Centro-Settentrionale	22
Mare Adriatico Centrale	20
Mare Adriatico Centro-Settentrionale	19
Mare Adriatico Settentrionale	22
Mare Adriatico Orientale	24
Mare di Sardegna	28
TOTALE	225

Elaborazioni MBS Consulting

I porti costituiscono una parte fondamentale nella maggior parte delle catene di fornitura per il trasporto di passeggeri, merci, *container* e materie prime e il sistema portuale costituisce un ecosistema ideale per la produzione, l'importazione e l'impiego di idrogeno verde. In particolare:

1. le zone industriali costiere si trovano vicino ai porti (raffinerie, acciaierie, industrie chimiche per la produzione di ammoniaca e metanolo) e costituiscono una delle principali fonti di domanda di idrogeno
2. l'idrogeno permette di gestire i picchi di produzione e di stoccaggio di una parte dell'energia rinnovabile *off-shore* prodotta in surplus
3. i porti svolgeranno una funzione importante di supporto al commercio internazionale di idrogeno attraverso il trasporto marittimo, in linea con quanto avviene attualmente con il trasporto di GNL e gli scali portuali avranno la necessità di realizzare nuove infrastrutture dedicate a questo nuovo tipo di attività
4. al fine di ridurre le emissioni all'interno del porto, i veicoli portuali dovranno essere alimentati con combustibili green, come l'idrogeno verde, attraverso le celle a combustibile
5. i principali porti costituiscono dei nodi fondamentali della rete TEN-T europea (la cui funzione è quella di creare una rete dei trasporti integrata a livello europeo, favorendo il mercato unico) e sono, quindi, collegati con il resto delle Regioni europee, grazie alla presenza di collegamenti intermodali, in particolare con le reti ferroviaria e stradale, che in futuro potranno essere attraversate da veicoli pesanti alimentati a idrogeno o da suoi derivati, stimolando la realizzazione di strutture di rifornimento di idrogeno negli scali portuali
6. navi e traghetti alimentati a idrogeno porteranno la necessità di effettuare operazioni di rifornimento all'interno del porto
7. la presenza di un contesto urbano vicino allo scalo portuale, come nella maggior parte dei porti italiani, comporta la necessità di ridurre le emissioni nocive provenienti dalle navi in sosta, dalle attività portuali o dalle attività industriali poste nelle vicinanze e l'impiego di idrogeno contribuirebbe a ridurre la *carbon footprint* degli scali stessi.

LE AUTORITÀ PORTUALI AL CENTRO DELLA TRANSIZIONE

La maggior parte dei finanziamenti saranno gestiti dalle AdSP, previa presentazione di progetti aventi come obiettivo la realizzazione delle tipologie di intervento previste dagli avvisi pubblicati dal MiTE.

In Italia, i porti ritenuti di rilevanza nazionale sono raggruppati sotto 16 Autorità di Sistema Portuale (AdSP), che sono enti pubblici non economici, dotate di autonomia amministrativa, organizzativa, regolamentare e finanziaria. Ai sensi della [Legge 84/1994](#), alle AdSP sono state conferite funzioni strategiche di indirizzo, programmazione, coordinamento, regolazione e controllo delle operazioni e dei servizi portuali, delle attività autorizzative e concessorie e delle altre attività commerciali ed industriali esercitate nei porti.

La pianificazione portuale è una delle attività principali esercitate dall'AdSP, attraverso la redazione di specifici piani strategici. Tra questi vi è il DEASP, che per la prima volta da qualche anno obbliga i sistemi portuali italiani a inserire dei criteri di sostenibilità energetica e ambientale nella pianificazione strategica.

Nella fase di elaborazione delle proposte progettuali, le Autorità Portuali possono decidere di collaborare con altri soggetti esterni, imprese private o enti di ricerca, attraverso accordi di cooperazione come il partenariato pubblico-privato (PPP), che consiste in una collaborazione tra un soggetto pubblico (l'AdSP)

FIGURA 1. AUTORITÀ DI SISTEMA PORTUALE



Elaborazioni MBS Consulting

e un privato su base paritaria per la realizzazione di opere e la gestione o fornitura di servizi.

Il partenariato pubblico-privato è uno strumento previsto dal Codice dei contratti ed è ammesso tra le procedure per affidare opere pubbliche. In generale, dando spazio al PPP a iniziativa privata, l'amministrazione pubblica beneficia delle competenze e del *know-how* del mondo delle imprese, che possono portare dei contributi significativi sia in termini progettuali che economici. Lo strumento del partenariato pubblico-privato è una soluzione per valorizzare il *know-how* delle imprese private, che potrebbe essere utilizzato per coinvolgere le aziende specializzate nella realizzazione di impianti di idrogeno rinnovabile oppure nelle applicazioni per le celle a combustibile. In relazione ai bandi europei o alle opere del PNRR già in programmazione, il PPP consente ai privati di formulare proposte alle amministrazioni pubbliche, come le AdSP, facilitando la preparazione e la realizzazione di eventuali opere pubbliche.

Nell'ambito di *Green Ports*, la partecipazione di soggetti esterni all'iniziativa progettuale rientra

tra i criteri di valutazione del MiTE, che considera positivamente eventuali accordi di cooperazione stipulati dalle AdSP con altri soggetti. Le Autorità Portuali, infatti, non possiedono le competenze necessarie per realizzare gli interventi e quindi le collaborazioni con enti di ricerca o imprese, come le *utilities*, diventano strategiche per la buona riuscita della proposta progettuale.

L'impulso economico allo sviluppo delle tecnologie di produzione/impiego di idrogeno è fondamentale per l'avvio della filiera dell'idrogeno. Alcune tecnologie sono infatti già presenti sul mercato, come gli elettrolizzatori e le celle a combustibile. L'AdSP è quindi tenuta ad assumere un ruolo proattivo, coinvolgendo i terminalisti e gli operatori portuali ed esaminando le possibili soluzioni per introdurre l'idrogeno all'interno del porto.

Le Autorità di Sistema Portuale diventano così istituzioni centrali nella diffusione del vettore energetico all'interno dei porti, in quanto si pongono come intermediari tra i terminalisti del porto e altre imprese come le *utilities*, che identificano le soluzioni migliori per introdurre l'impiego di idrogeno.

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

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale. Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di 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