

NEWSLETTER



n. 268 Settembre 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Nuovo mercato storage: la giusta via per gli accumuli?

pag. 4

I progetti pilota hanno stimolato gli investimenti, ma i progetti di accumulo sono ancora poco remunerativi e privi di certezze. La risposta di ARERA, chiamata a implementare un meccanismo di programmazione di lungo termine, in cui Terna potrà approvvigionare le risorse di flessibilità, è una centralizzazione delle decisioni di ottimizzazione, che lascia poco spazio al mercato.

Le aste di servizi in tutela graduale: le microimprese

pag. 9

L'incertezza sugli scenari futuri, la possibilità di migrazione degli utenti al mercato libero, la complessità del disegno d'asta, rendono la maledizione del vincitore un rischio concreto per gli operatori che partecipano alle aste, ma le opportunità che l'STG offre favoriscono comunque la competizione e incentivano strategie più aggressive.

Le terre rare: i nuovi driver del prezzo dell'energia elettrica

pag. 13

Iniziamo un ciclo di articoli dedicato all'analisi del mercato delle terre rare. Queste rappresentano una delle voci di costo fondamentali per la definizione dell'LCOE delle rinnovabili, candidato a divenire il nuovo riferimento di prezzo per l'energia elettrica in un contesto decarbonizzato o in caso di decoupling. Capiamone di più.

L'eolico alla guida della transizione europea

pag. 16

La riduzione dei vincoli per la costruzione turbine on-shore sblocca i fondi europei in Polonia, dove sono inoltre previste aste incentivanti che nei prossimi cinque anni dovrebbero portare allo sviluppo di oltre 20 GW di RES. In Germania la semplificazione dell'iter autorizzativo mira a sostenere la crescita dell'eolico, mentre la Cooperazione energetica dei mari del Nord stabilisce il primo obiettivo comune di 260 GW al 2050.

02

MERCATO GAS NATURALE

Il mercato del GNL small-scale travolto dall'aumento dei prezzi del GNL

pag. 19

Nel corso del primo semestre dell'anno stimiamo un calo nei consumi di GNL small scale, principalmente legato alla perdita di competitività del combustibile rispetto al gasolio. Ciononostante il settore resta vitale e punta al rilancio, sulla spinta di nuovi progetti infrastrutturali, nuovi ordini nel comparto marittimo e la componente di Bio-GNL che resta in crescita.

03

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Autorizzazioni: si concludono dodici procedimenti

pag. 23

Si riduce il numero di nuove istanze presentate, complice la pausa estiva. Il Sud continua a detenere il numero più alto di procedimenti attivi, ma, fatta eccezione per la Sardegna, anche la durata media più alta per arrivare alla conclusione dell'iter autorizzativo.

04

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 26

Proseguono i provvedimenti per affrontare la crisi del caro energia.

05

Monitoraggio GARE GAS

pag. 31

L'ARERA introduce un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out e approva il Regolamento di applicazione del meccanismo tariffario a sostegno dell'innovazione delle infrastrutture del settore del gas. Conclusi i bandi per Belluno e La Spezia, probabilmente assegnati a Italgas, che firma anche un accordo per l'acquisto di reti di distribuzione e vendita di GPL in dodici Comuni della Sardegna.



01

MERCATO ELETTRICO

Nuovo mercato *storage*: la giusta via per gli accumuli?

I progetti pilota hanno stimolato gli investimenti, ma i progetti di accumulo sono ancora poco remunerativi e privi di certezze. La risposta di ARERA, chiamata a implementare un meccanismo di programmazione di lungo termine, in cui Terna potrà approvvigionare le risorse di flessibilità, è una centralizzazione delle decisioni di ottimizzazione, che lascia poco spazio al mercato.

FORTE NECESSITÀ DI RISORSE FLESSIBILI

I nuovi obiettivi di decarbonizzazione delineati dall'Unione Europea a luglio dello scorso anno (*Fit for 55*)¹ impongono la necessità di accelerare gli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile (FRNP). L'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e il progressivo *decommissioning* degli impianti termoelettrici comporterà, inevitabilmente, una maggior volatilità sul sistema elettrico, con sempre maggior occorrenza di *overgeneration*² e congestioni zonali.

In tale contesto, un contributo fondamentale per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico potrà essere fornito dai sistemi di accumulo, sia elettrochimici sia idroelettrici, in grado di rispondere in tempi rapidissimi alle esigenze della rete.

LIMITATO SVILUPPO ATTUALE DELLO STORAGE ELETTROCHIMICO

Lo sviluppo della capacità di accumulo elettrochimico sul territorio italiano è abbastanza limitato, comprendendo essenzialmente i progetti contrattualizzati con le aste del *Capacity Market*³ e della *Fast Reserve*⁴, che possono contare su un premio fisso in capacità, integrativo alla remunerazione derivante dalla partecipazione ai mercati *spot*.

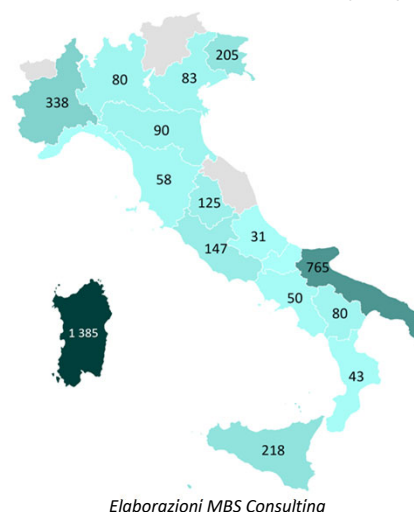
Dall'asta della *Fast Reserve*, svolta a dicembre 2020, sono risultati assegnati circa 250 MW di sistemi di accumulo elettrochimico, distribuiti tra l'area peninsulare e la Sardegna. I requisiti tecnici richiesti agli operatori per partecipare a tale progetto pilota hanno incentivato la partecipazione, soprattutto, di batterie di piccola taglia (tra 5 e 10 MW) con una ridotta durata (mediamente 1 ora di accumulo).

Il meccanismo del *Capacity Market*, le cui aste si sono svolte a febbraio di quest'anno, ha visto invece l'assegnazione di circa 1.7 GW di batterie, di cui circa 700 MW installate in Sardegna. In questo caso, i vincoli più stringenti hanno indirizzato gli investimenti degli operatori in batterie di taglia maggiore (anche superiore ai 50 MW) con una durata intorno alle 4 ore.

Un'ulteriore *pipeline* di 1.7 GW potrebbe essere pronta a entrare nel mercato nei prossimi anni, come risulta dagli iter autorizzativi in corso di valutazione al Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), includendo batterie di grande taglia con un elevato rapporto energia/potenza⁵.

Nei prossimi anni si potrebbe arrivare, quindi, a oltre 3.6 GW di *storage* elettrochimico installato, con circa 12 GWh di capacità energetica (**Figura 1**).

FIGURA 1. PIPELINE PROGETTI STORAGE INCLUSI QUELLI ASSEGNATI NELLA FR E NEL CM (MW)



¹ L'Unione Europea dovrà abbattere le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

² Eccesso di generazione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto alla domanda, che non può essere assorbito dal sistema, portando a un taglio della produzione.

³ Mercato attraverso cui Terna si approvvigiona della capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

⁴ Progetto pilota per l'approvvigionamento di risorse per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, in grado di migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, a oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

⁵ Il rapporto energia/potenza rappresenta la durata dello stoccaggio.

Pur considerando la quota di accumuli idroelettrici attualmente presenti su tutto il territorio Italia, circa 7.2 GW⁶, lo sviluppo è ancora lontano dal fabbisogno definito da Terna e Snam nel loro ultimo scenario congiunto. Secondo i due TSO, il fabbisogno di accumulo addizionale rispetto ai pompaggi esistenti necessario per supportare la penetrazione delle FRNP⁷ è di 95 GWh, di cui 16 GWh da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti, 8 GWh già assegnati nelle aste del *Capacity Market* e i restanti 71 GWh da impianti di grande taglia che dovranno essere supportati da un meccanismo di remunerazione *long-term*.

RIMANGONO BARRIERE ECONOMICHE E REGOLATORIE

L'impennata dei prezzi delle materie prime e dei costi legati alle catene di approvvigionamento hanno avuto un'inevitabile ripercussione sui CAPEX delle FRNP e dei sistemi di accumulo, aumentando la rischiosità degli investimenti in tali tecnologie. Secondo nostre stime, basate su interviste tra gli addetti del settore e su informazioni pubbliche reperibili dai report delle principali agenzie internazionali (IEA, IRENA), i costi d'investimento degli stoccaggi elettrochimici sono aumentati di circa il +37% rispetto al 2021, passando da 360 k€/MW a 500 k€/MW⁸.

Il framework regolatorio, ancora in fase di evoluzione, di fatto limita la partecipazione ai mercati dell'energia, soprattutto per le batterie di più piccola taglia⁹.

I ritorni sugli investimenti associati a una remunerazione *energy-only*¹⁰, su un orizzonte temporale di circa 15 anni¹¹, sono quindi estremamente incerti, con significative differenze da una zona all'altra.

I segnali di mercato sembrano avvicinare la sostenibilità merchant degli investimenti, ma, data la significativa volatilità, adeguati meccanismi di remunerazione *long-term* diventano essenziali per stabilizzare i ricavi e raggiungere ritorni positivi.

L'ARERA PROPONE UN NUOVO MERCATO PER LO STORAGE

Il mercato elettrico italiano non include ancora uno schema di supporto specifico per le batterie. Lo scorso novembre, con l'articolo 18 del [Dlgs 210/2021](#), di recepimento della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica, il legislatore ha quindi previsto l'introduzione di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Il 2 agosto, l'ARERA ha poi posto in consultazione ([393/2022/R/eel](#)), fino al 28 ottobre 2022, i criteri e le condizioni sulla base delle quali Terna dovrà elaborare e inviare al MiTE la proposta di disciplina del meccanismo.

L'obiettivo è quello di assicurare al sistema elettrico italiano una quantità adeguata di accumuli, necessari per traghettare il nostro paese verso il raggiungimento del target di decarbonizzazione, garantendo al contempo la sicurezza e l'adeguatezza della rete. Tale fabbisogno, da sottoporre all'approvazione del MiTE, deve essere definito da Terna e dovrà essere distinto per tipologia di *storage* e per le differenti zone di mercato. Anche se tale valutazione non è ancora stata resa pubblica, una prima indicazione potrebbe venire dallo scenario congiunto Terna-Snam: i due TSO stimano un fabbisogno di accumulo elettrico, da realizzarsi entro il 2030 attraverso meccanismi d'asta, pari a 71 GWh.

Lo schema posto in consultazione da ARERA prevede la creazione di due differenti mercati, uno in cui potranno partecipare gli operatori che intendono sviluppare nuova capacità di accumulo e l'altro in cui si potranno scambiare, per il tramite di Terna, i prodotti di flessibilità forniti dalle batterie.

UN MERCATO PER GLI SVILUPPATORI DI BATTERIE

Per lo sviluppo della capacità di accumulo, l'ARERA propone di assegnare, tramite procedure concorsuali basate su aste competitive, un premio fisso in €/MW o €/MWh¹² alla capacità di stoccaggio:

⁶ https://download.terna.it/terna/3%20-%20IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE_8da7ab6ef9ad0ea.pdf

⁷ Per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 delineato dal *Fit for 55* sarebbero necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici al 2030, rispetto agli attuali 33 GW.

⁸ Facendo riferimento a una batteria con c-rate pari a 1.

⁹ Attualmente la partecipazione dei sistemi di accumulo ai mercati dell'energia (MGP, MI e MSD) è definita in via transitoria dalla delibera [574/2014/R/eel](#). La riforma del mercato elettrico (TIDE) dovrebbe definire regole più certe che ampliano la platea di risorse che possono partecipare al MSD.

¹⁰ Remunerazione che deriva dalla partecipazione ai mercati spot dell'energia: MGP, MI e MSD.

¹¹ Durata media di una batteria con 4 ore di capacità di accumulo assumendo circa 1.5 cicli di carica/scarica al giorno.

¹² La decisione sarà rimessa a Terna.

- di nuova realizzazione
- in possesso delle autorizzazioni necessarie
- che non riceva altre forme di remunerazione o incentivi.

Sarà Terna a definire nella disciplina il concetto di nuova capacità di accumulo, in modo da comprendere anche gli impianti idroelettrici esistenti che saranno riconvertiti in accumuli.

A fronte del premio ricevuto, gli operatori risultati assegnatari dovranno rendere disponibile per tutte le ore di tutto il periodo di consegna la propria capacità:

- a soggetti terzi, per il tramite di Terna, sui mercati dell'energia a pronti, in particolare su MGP e MI (prodotti di *time-shifting*)
- a Terna sul MSD per la fornitura di servizi ancillari, come ad esempio la regolazione di frequenza (regolazione primaria, secondaria), la risoluzione delle congestioni intrazonali, il bilanciamento, la riserva terziaria. L'ARERA propone di introdurre un *cap* alle offerte sia a salire sia a scendere presentate su MSD, in modo da rendere gli *spread* di prezzo catturabili non superiori a quelli ottenibili sul MGP e MI ed evitando così una sovra-marginalità dei titolari degli accumuli.

UN MERCATO PER LO SCAMBIO DEI PRODOTTI DI FLESSIBILITÀ

L'ARERA propone poi di creare un secondo mercato per lo scambio di prodotti di flessibilità. Gli operatori assegnatari della nuova capacità di stoccaggio, come già spiegato in precedenza, dovranno rendere disponibile a soggetti terzi la propria capacità per prodotti di tipo *time-shifting*, che consistono nello spostare energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore con prezzi più elevati. Tali prodotti consentiranno a chi li acquista di ottenere un margine pari al differenziale di prezzo che si realizza sul MGP e sul MI.

L'intenzione di ARERA è quella di non associare il prodotto di *time-shifting* a una specifica unità di stoccaggio, ma piuttosto di riferire più prodotti con le medesime caratteristiche a un insieme di accumuli localizzati nella stessa zona di mercato evitando così il rischio di indisponibilità della singola batteria. Ciascun prodotto di *time-shifting* avrà quindi a oggetto unità virtuali con le medesime caratteristiche degli stoccaggi e sarà ripartito tra le diverse risorse da Terna.

Sarà proprio il TSO che, sulla base delle disponibilità attese degli stoccaggi contrattualizzati e dell'esigenza di riservare una parte della capacità alla fornitura di specifici servizi su MSD, definirà i vari prodotti di *time-shifting*. Una volta costituiti, Terna li comunicherà al GME che li allocherà su una piattaforma e, attraverso procedure competitive, a fronte del pagamento di un premio fisso, potranno essere acquistate da operatori terzi. Il GME organizzerà un mercato primario per la negoziazione delle diverse categorie dei prodotti, che potranno essere differenziati per tecnologia, zona e periodo di validità.

È probabile¹³, quindi, che l'acquisto di tali prodotti di flessibilità non conferisca un diritto a ottimizzare la carica-scarica della batteria nella giornata, ma piuttosto che tale diritto sia limitato a intervalli di operatività predefiniti, in modo tale da permettere un raccordo tra i programmi commerciali in esito al *time-shifting* e l'approvvigionamento di servizi di regolazione su MSD.

L'ARERA propone che esista la possibilità, anche per titolari di stoccaggi esistenti, di offrire sulla piattaforma dedicata, e in modo indipendente da Terna, prodotti di *time-shifting*, per i quali riceveranno una remunerazione fissa, che deriva dalla vendita del prodotto, senza essere soggetti al vincolo di offerta su MSD. Questi operatori potrebbero così assicurarsi una quota di marginalità che deriva dalla partecipazione al MGP e MI, ottimizzando liberamente l'offerta su MSD dove, pur se soggetti a una probabilità di chiamata di Terna, potrebbero ottenere ricavi maggiori grazie agli *spread* di prezzo più ampi.

DIVERSE RESPONSABILITÀ PER I TRE OPERATORI COINVOLTI

All'interno del nuovo mercato storage delineato dall'ARERA, le tre principali figure coinvolte, ognuna con differenti diritti, doveri e responsabilità, sarebbero:

- i titolari/sviluppatori di nuova capacità di accumulo
- Terna
- gli operatori terzi che acquistano i prodotti di *time-shifting*

¹³ Non è specificato nella consultazione ma è lasciata discrezionalità a Terna che dovrà definire la disciplina.

TITOLARI/SVILUPPATORI DI NUOVA CAPACITÀ DI ACCUMULO

La prima figura a cui tale meccanismo si rivolge sono gli operatori che intendono investire o sviluppare nuova capacità di accumulo. Questi potranno ricevere una remunerazione fissa *long-term* commisurata ai costi d'investimento, a fronte della messa a disposizione della propria capacità sui mercati dell'energia e dei servizi. Anche se tale obbligo riguarda tutti i mercati, di fatto i nuovi sviluppatori *storage* potranno presentare solo le offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, in quanto sarà Terna a definire e cedere i prodotti di *time-shifting* a soggetti terzi.

Il titolare dello stoccaggio sarà utente del dispacciamento per l'unità di accumulo e sarà responsabile della corretta esecuzione dei programmi che riceverà da Terna.

IL RUOLO CENTRALE DI TERNA

Un ruolo di marcata centralità è rivestito da Terna che, oltre a definire i prodotti di *time-shifting*, una volta ottenuti i programmi delle risorse virtuali dagli operatori che li avranno acquistati, ottimizzerà l'intero parco di batterie nella sua disponibilità e comunicherà quelli che sono i programmi finali ai titolari degli stoccaggi. Terna assumerebbe, quindi, un ruolo di aggregatore di risorse e di fatto assume le vesti del *Balancing Service provider* (BSP) per tutta la capacità di accumulo contrattualizzata.

OPERATORI TERZI DI MERCATO

Terza figura protagonista del nuovo disegno di mercato sono gli operatori che acquistano i prodotti di *time-shifting*. Questi, a fronte del pagamento di un premio a Terna, acquisiscono il diritto a offrire, per il tramite di unità virtuali, sui mercati dell'energia a pronti (MGP e MI). Tali operatori saranno responsabili degli sbilanciamenti commerciali per violazione dei vincoli di energia delle unità sottese al prodotto di *time-shifting* utilizzato.

I principali interessati ad acquistare il prodotto di *time-shifting* potrebbero essere gli operatori rinnovabili, in quanto lo *spread* di prezzo ottenibile sul MGP e sul MI si sommerebbe al *captured price* dell'impianto rinnovabile, andando così a mitigare l'effetto cannibalizzazione legato a una sempre più crescente penetrazione di FRNP.

SOLUZIONE ADATTA PER LO SVILUPPO DELLO STORAGE?

Il nuovo meccanismo di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio elettrico, delineato dall'ARERA, rappresenta un possibile passo decisivo verso l'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico: una remunerazione integrativa fissa potrà spingere molti operatori a investire in una tecnologia che si dimostrerà essenziale per la stabilità della rete. Ciononostante, le barriere da superare resterebbero significative e anche tale meccanismo avrebbe dei limiti.

Uno degli aspetti più rilevanti è il ruolo di forte centralità rivestito da Terna nel dispacciamento delle risorse. Questo, se dal punto di vista dei costi di sistema potrebbe essere efficiente, in quanto il TSO ottimizzerebbe un unico grande aggregato di batterie, non è detto che sia la soluzione preferibile per lo sviluppatore di nuova capacità di accumulo.

La definizione di prodotti di *time-shifting* fissi e il vincolo alle offerte su MSD potrebbe aver inoltre l'effetto di attenuare i segnali di mercato in grado di guidare le decisioni di investimento, che dipenderebbero prevalentemente dalla remunerazione *long-term*. La consultazione affronta, infatti, anche il tema del coordinamento tra il mercato dello *storage* e le aste di capacità, per guidare l'evoluzione delle risorse di adeguatezza e sicurezza.

Questa impostazione del mercato dello *storage* potrebbe inoltre limitare la libera competizione tra le batterie. Se effettivamente l'intero fabbisogno nazionale dovesse essere approvvigionato sotto tale meccanismo, nessuno sviluppatore di batterie sarebbe incentivato a entrare nel mercato in un momento successivo. La consultazione, infatti, prevede che, anche qualora non fosse completamente coperto il fabbisogno di capacità di stoccaggio, sarà Terna stessa, previa approvazione da parte del MiTE, a sviluppare la mancante capacità di stoccaggio, senza però la possibilità di gestire gli accumuli.

Tale meccanismo pare infine pensato più per batterie di grandi dimensioni, gestite in maniera autonoma da altri impianti di consumo e produzione (batterie *stand-alone*).

Piccoli impianti distribuiti, come ad esempio quelli che si collocano all'interno del perimetro delle comunità energetiche, rischierebbero di non riuscire a coordinare la partecipazione al mercato *storage* e la fornitura dei prodotti standard di flessibilità con l'ottimizzazione del profilo di produzione e consumo della propria comunità energetica.

AVVIATE SPERIMENTAZIONI PER ALTRE RISORSE DI FLESSIBILITÀ

Quanto tali risorse, di più piccola taglia e integrate con altre unità di consumo o di produzione, potranno contribuire alla sicurezza e all'adeguatezza del sistema elettrico è attualmente in corso di sperimentazione da parte di Terna. Il TSO ha infatti lanciato un programma di ricerca: *Energy System Innovation* finalizzato a testare la potenzialità e i limiti di nuove tecnologie (come il *Vehicle to Grid*, *storage* elettrochimico distribuito, tecnologie *Power to X*) in grado di offrire flessibilità alla rete elettrica.

Il primo ambito di ricerca del programma ESI, posto in consultazione ad agosto, sarà quello del *Vehicle to Grid*. La ricarica elettrica, se gestita in maniera intelligente, potrebbe consentire alle vetture elettriche di fornire servizi di flessibilità alla rete permettendo al contempo di mitigare i costi per il cliente finale.

Nell'ambito della consultazione, sarà quindi valutata l'idoneità dei soggetti che si candideranno per testare tali tecnologie. Al fine della sperimentazione è stato istituito come *facility* di riferimento l'*E-Mobility Lab* di Terna, il laboratorio sperimentale situato presso la sede del Dipartimento di Trasmissione Nord Ovest Terna di Torino.

Le aste di servizi in tutela graduale: le microimprese

L'incertezza sugli scenari futuri, la possibilità di migrazione degli utenti al mercato libero, la complessità del disegno d'asta, rendono la maledizione del vincitore un rischio concreto per gli operatori che partecipano alle aste, ma le opportunità che il STG offre favoriscono comunque la competizione e incentivano strategie più aggressive.

A PIÙ DI UN ANNO DI DISTANZA DALLE PMI, PARTONO LE ASTE PER I SERVIZI STG ALLE MICROIMPRESE

Nell'ambito del superamento del sistema di tutela dei prezzi dell'energia, continua l'attività dell'ARERA per garantire le forniture e favorire la transizione informata e consapevole dei clienti verso il mercato libero. Con la delibera [208/22/R/eel](#) del 10 maggio 2022 (completata dalla [394/2022/R/eel](#)), l'Autorità attua le disposizioni della Legge concorrenza n.124/2017 definendo la regolazione dei Servizi a Tutele Graduali (STG) per le microimprese, per le quali è prevista a fine anno il termine del regime a prezzi regolati.

Il STG è volto ad assicurare la continuità della fornitura di energia elettrica alle microimprese dal 1 gennaio 2023 per un periodo massimo di quattro anni e si configura, dunque, come un servizio di natura transitoria nel processo di liberalizzazione del mercato.

Le microimprese interessate dalla delibera sono identificate come clienti non domestici con almeno un punto di prelievo in bassa tensione e una potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 KW, meno di 10 dipendenti, un fatturato annuo pari o inferiore a 2 milioni di euro, e che non abbiano ancora sottoscritto un contratto di fornitura d'energia elettrica sul mercato libero. L'ARERA stima un numero totale di utenze pari a 1.7 milioni.

Analogamente a quanto perseguito per le aste per le PMI nel 2021, l'obiettivo dell'Autorità per la definizione del meccanismo d'assegnazione del STG agli esercenti è quello di stimolare il più possibile la competizione tra gli operatori al fine di ottenere le migliori condizioni economiche per gli utenti. In ragione di ciò, si è optato per un disegno di aste che prevede la suddivisione del territorio in 12 lotti definiti secondo criteri di omogeneità delle microimprese, dimensione dei lotti (in media 147 mila PoD) e rischio di morosità dei pagamenti.

L'Autorità ha reso noti i principali dati per lotto (**Tabella 1**), utili alle imprese per valutare la profittabilità del STG, identificare i lotti d'interesse e per la definizione delle proprie strategie di partecipazione.

Lo svolgimento delle aste è stato affidato all'Acquirente Unico e avrebbe dovuto aver luogo dal 12 al 16 settembre. Tuttavia, a causa di un attacco hacker ai sistemi informatici del GSE e dell'AU a fine agosto che li ha resi indisponibili all'uso, l'Autorità ha provveduto (delibera 419/2022/R/eel) al rinvio delle aste a data da destinarsi, che verrà stabilita quando l'AU avrà dato notifica del completo rientro nella propria operatività. Si può ipotizzare che le aste verranno svolte nel mese di ottobre. Le aste per il STG alle microimprese si inseriscono, quindi, temporalmente tra le aste STG per le Piccole e Medie Imprese (PMI) tenutesi nel 2021 e quelle per i clienti domestici, per i quali il regime di tutela dei prezzi, salvo ulteriori proroghe, scadrà nel 2024 e per cui si attendono aste dedicate nel corso dell'anno prossimo.

IL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI

Il servizio STG per le microimprese si caratterizza come un servizio di fornitura temporaneo e riservato alle imprese che al momento della soppressione della maggiore tutela non hanno ancora scelto un fornitore di mercato libero. Ovvero, l'esercente servirà tutte le microimprese in STG nelle zone di cui resulti aggiudicatario a fine asta. Gli operatori dovranno essere titolari di un contratto di dispacciamento e trasporto (il medesimo sottoscritto per il mercato libero), in modo diretto o indiretto tramite impresa associata facente parte del medesimo gruppo. Gli esercenti avranno inoltre in carico l'attività di approvvigionamento e commercializzazione dell'energia.

Le componenti di prezzo per la materia, applicate ai clienti finali, vengono regolate dall'Autorità che applica un prezzo per l'approvvigionamento, aggiornato periodicamente, cui si aggiunge un

TABELLA 1. COMPOSIZIONE DEI LOTTI DI GARA DELL'ASTA

N.	AREA	POD	% POD	VOLUMI (MWh)	% VOL.	INDICATORE MOROSITÀ
1	• Friuli VG • Trentino AA • Belluno • Venezia • Verona	110.857	6%	347.410	7%	0.54%
2	• Bologna • Modena • Piacenza • Padova • Parma • Reggio Emilia • Rovigo • Treviso • Vicenza	155.509	9%	411.214	8%	0.58%
3	• Abruzzo • Marche • Umbria • Forlì-Cesena • Ferrara • Ravenna • Rimini	136.319	8%	330.554	7%	1.40%
4	• Bergamo • Brescia • Cremona • Lecco • Lodi • Milano (esclusa città) • Mantova • Sondrio	123.332	7%	328.444	7%	0.68%
5	• Valle d'Aosta • Alessandria • Asti • Como • Monza-Brianza • Milano città • Novara • Pavia • Varese • Verbania • Vercelli	124.852	7%	357.537	7%	0.84%
6	• Liguria • Biella • Cuneo • Torino	136.248	8%	317.799	6%	1.04%
7	• Arezzo • Firenze • Latina • Prato • Rieti • Roma (esclusa città) • Siena • Viterbo	153.341	9%	396.110	8%	1.94%
8	• Molise • Frosinone • Grosseto • Livorno • Lucca • Massa-Carrara • Pisa • Pistoia • Roma città	168.744	10%	537.094	11%	2.07%
9	• Basilicata • Calabria • Bari • Taranto	166.757	9%	412.347	8%	1.40%
10	• Sardegna • Caserta • Napoli (esclusa città)	157.012	9%	550.701	11%	2.18%
11	• Avellino • Benevento • Brindisi • Barletta-Andria • Trani • Foggia • Lecce • Napoli città • Salerno	171.950	10%	498.835	10%	2.06%
12	• Sicilia	166.453	9%	475.731	10%	1.55%
Totale Italia		1.771.374	100%	4.963.732	100%	

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

corrispettivo di costo di sbilanciamento misurato come valido per l'operatore efficiente sul mercato libero. A queste voci si aggiunge un valore fisso annuo (c€/PoD/anno) denominato parametro delta (δ) che copre le altre voci di costo. Quest'ultimo è definito in sede di gara come risultato della procedura d'asta ed è riconosciuto agli esercenti quale valore specifico per area tramite un meccanismo perequativo. Per i consumatori il valore è invece omogeneo a livello nazionale.

IL PROCESSO DI ASSEGNAZIONE DEL SERVIZIO

Il [disegno d'asta](#), rispetto a quello a doppio turno previsto nel 2021 per le PMI, introduce due rilevanti novità: un elevato numero di turni e la possibilità per i partecipanti di sostituire tra i turni i lotti sui cui presentano le proprie offerte. Nel corso dell'asta le imprese otterranno informazioni sui prezzi correnti e sul numero di offerte per lotto che permetteranno loro di aggiornare la propria valutazione d'attrattività dei diversi lotti e modificare coerentemente le proprie strategie d'offerta (c.d. meccanismo *price discovery*). Tali meccanismi sono introdotti al fine di garantire alle imprese la possibilità di gestire in modo dinamico le proprie offerte e evitare di incorrere nel rischio di aggiudicazione di lotti a prezzi non profittevoli, ovvero inferiori ai costi operativi (c.d. maledizione del vincitore). Al fine di stimolare la concorrenza a beneficio degli utenti finali ed evitare che il servizio si concentri in capo a pochi o a un unico operatore, sono stabiliti alcuni vincoli. Vi è un massimo di lotti assegnabili a un unico esercente a valle delle aste pari a 4 lotti (35% del totale) e un *cap* massimo di prezzo al di sopra del quale le offerte non risultano ammissibili¹. Non è, invece, previsto un valore minimo per le offerte (c.d. *floor*) che potrebbero, quindi, anche assumere valori negativi. In questo caso le condizioni economiche sarebbe a sconto rispetto al prezzo all'ingrosso.

L'asta a turni ripetuti prevede offerte specifiche per i 12 lotti e simultanee nel loro svolgimento (c.d. *multi-round simultaneous ascending clock auction*).

È previsto un numero massimo di 160 turni d'asta da 15 minuti ciascuno. Gli operatori competeranno tramite offerte vincolanti e irrevocabili sul parametro δ per l'aggiudicazione del STG, soggette a un vincolo massimo di 4 offerte per lotti distinti. L'asta si concluderà simultaneamente per tutti i 12 lotti qualora per due turni consecutivi vi sia nessuna o un'unica offerta per ciascuno di essi, oppure al centosessantesimo turno. Il STG nei diversi lotti sarà assegnato al partecipante attivo (c.d. aggiudicatario provvisorio) a termine dell'asta in base al prezzo corrente (o prezzo intermedio, se presentato dall'aggiudicatario nella sua ultima offerta)².

A ogni turno il banditore d'asta (AU) comunicherà il prezzo corrente per lotto e, a partire dal secondo turno, il numero di partecipanti attivi al turno precedente, mantenendone l'anonimato³. In ragione del numero di offerte per lotto, qualora siano state presentate almeno due offerte per il lotto, il prezzo corrente è ridotto di un ammontare costante tra lotti. Le imprese potranno, quindi, decidere se presentare un'offerta al nuovo prezzo corrente o a un prezzo intermedio⁴. Ciascuna impresa potrà presentare contestualmente le proprie offerte per i lotti d'interesse. Sebbene le offerte potranno essere per lotti potenzialmente diversi, non potranno riferire a un numero di lotti superiore rispetto al turno precedente (cd. *activity rule*). I partecipanti non potranno ritirare la propria offerta per un lotto qualora in determinato turno risultino essere il solo offerente (cd. aggiudicatario temporaneo).

LA CONVERSIONE AL MERCATO LIBERO E OPPORTUNITÀ PER GLI ESERCENTI STG

Le micro imprese hanno facoltà di uscire dal STG in ogni momento, così come le PMI. Queste ultime a valle delle aste STG 2021 hanno avuto un'alta propensione all'entrata nel mercato libero. Dai risultati del monitoraggio dell'Autorità emerge che nei soli primi mesi tra il luglio 2021 e marzo 2022 il numero di PMI in STG si è ridotto del quasi 40% (passando da circa 200 mila a circa 120 mila).

¹ I valori di *cap* non sono stati resi pubblici e verranno comunicati alle imprese partecipanti solo al termine dell'asta.

² Nel caso che all'ultimo turno due o più operatori presentino la stessa offerta, l'aggiudicatario sarà selezionato tramite estrazione casuale. Al contrario, per i lotti non assegnati (dovuti all'assenza di offerte e aggiudicatario) saranno svolte aste di riparazione a turno unico, con un rialzo del *cap* di prezzo.

³ L'informazione resa pubblica ai partecipanti sul numero di offerte sarà comunicato come pari a zero, uno, inferiore o uguale a tre, numero esatto se superiore a tre.

⁴ La possibilità di offerta a prezzo intermedio (compreso tra il prezzo corrente del turno e il prezzo corrente del turno precedente) è limitata per gli operatori a una volta per lotto. I valori di riduzione dei prezzi correnti tra i turni saranno variabili: la riduzione di prezzo tra i turni verrà ridotta in valore al raggiungimento di soglie specifiche per lotto. I valori di riduzione e le soglie per lotto non sono stati resi pubblici, e verranno comunicati alle imprese partecipanti solo a inizio delle aste.

Risulta, inoltre, molto significativo come le PMI abbiano sottoscritto contratti di mercato libero con i propri esercenti STG in misura maggiore che con altri operatori. Ipotizzando che le microimprese si comportino in modo analogo alle PMI, la relazione diretta e i canali di comunicazione che si instaurano tra i clienti finali e il fornitore STG dovrebbero, quindi, continuare a costituire un'importante occasione agli esercenti per la presentazione di offerte e la vendita di prodotti a condizioni di mercato libero.

Oltre alla marginalità attesa del STG in sé, le strategie d'asta e le offerte delle imprese terranno verosimilmente conto anche della prospettiva della conversione del portafoglio di clienti in STG a contratti di mercato libero e dell'opportunità di *upselling*. Tale vantaggio viene rafforzato dal recente decreto del MiTE del 31 agosto che, prevedendo o temendo l'inerzia degli utenti al passaggio al mercato libero, prevede che al termine dei quattro anni di servizio tutte le microimprese ancora STG passino automaticamente alla più conveniente fornitura con un contratto di mercato libero con lo stesso esercente STG della propria area.

La prospettiva di un allargamento del parco clienti attraverso la conversione degli utenti in STG in contratti di mercato libero, aumenta l'attrattiva dell'esercizio del STG per gli operatori, i quali è probabile competeranno ancor più intensamente per ottenere l'assegnazione del servizio nelle aste, a beneficio degli utenti STG. L'effetto dirompente di questo meccanismo diverrebbe ancora più evidente se venisse applicato anche alle aste STG per i clienti domestici, per i quali la maggior tutela è prevista terminare entro gennaio 2024. Il numero di clienti domestici serviti a prezzi tutelati è, infatti, ancora pari a circa 10.7 milioni di PoD⁵.

Sebbene l'adozione del meccanismo d'asta miri a ottenere le migliori condizioni per i clienti tramite la competizione tra i partecipanti, le condizioni di contesto del mercato, con prezzi elevanti e volatili, incideranno verosimilmente su strategie e scelte degli operatori, rendendo difficile una previsione sui risultati. L'incertezza sugli scenari futuri e le possibilità di conversione degli utenti al mercato libero, unite alla complessità del disegno d'asta potrebbero infatti spingere gli operatori verso strategie conservative, riducendo le pressioni al ribasso nelle offerte, mentre le opportunità che il STG offre in termini di acquisizione di nuovi clienti sul mercato libero rispetto ad altre operazioni e strategie di vendita, potrebbero favorire la competizione e incentivare strategie più aggressive.

⁵ 35.81% % dei clienti domestici in BT (dato di maggio 2022).

Le terre rare: i nuovi *driver* del prezzo dell'energia

Iniziamo un ciclo di articoli dedicato all'analisi del mercato delle terre rare. Queste rappresentano una delle voci di costo fondamentali per la definizione dell'LCOE delle rinnovabili, candidato a divenire il nuovo riferimento di prezzo per l'energia elettrica in un contesto decarbonizzato o in caso di decoupling. Capiamone di più.

TERRE RARE: NÉ TERRE NÉ RARE

Le terre rare sono un gruppo di diciassette elementi chimicamente simili, che condividono rilevanti proprietà magnetiche, luminescenti, elettriche e conduttive. Si suddividono in terre rare pesanti - europio, gadolinio, terbio, disprosio, olmio, erbio, tulio, itterbio, lutezio e ittrio - e terre rare leggere - cerio, lantanio, praseodimio, neodimio, prometeo, samario, a cui si aggiunge lo scandio.

L'aggettivo attribuito a questi elementi rari si riferisce non tanto alla loro rarità sulla crosta terrestre, quanto alla rarità di trovarli in forma pura. Questi elementi non sono infatti geologicamente rari: i depositi si trovano in molti giacimenti lavorabili in tutto il mondo. Tuttavia, non si trovano quasi mai in maniera pura, ma inquinati da altri minerali come ferro, fosfato, rame e oro. In altre parole si trovano sotto forma di minerali, come fosfati, silicati, carbonati, ossidi e alogenuri. Devono, quindi, essere separati con strumenti e procedimenti complessi.

UN PO' DI STORIA

Dalla loro scoperta nel secolo scorso, le terre rare non hanno avuto un ruolo o una considerazione rilevante a livello mondiale. Prima del 1965 la domanda era relativamente modesta, soddisfatta dai depositi di India, Brasile e Sud Africa, leader nella produzione grazie ai giacimenti di monazite.

È la scoperta dell'intensa luminescenza rossa dell'europio, che determina l'inizio dell'esplosivo processo di crescita dell'industria delle terre rare: siamo a metà degli anni '60, quando le prime televisioni a colori entrano nel mercato e si intuisce la necessità dell'europio come materiale essenziale per produrre immagini a colori.

L'azienda californiana Mountain Pass Mine ha iniziato a produrre europio dalla bastnäsite, che ne conteneva circa lo 0.1%, sforzo che ha reso gli Stati Uniti il più grande produttore di terre rare al mondo.

Negli anni '80 il governo cinese ha iniziato a investire nelle tecnologie per la ricerca ed estrazione di questi minerali, diventando rapidamente il principale

player, avvantaggiato da una manodopera a basso costo, scarsa severità dei controlli e leggi deboli sulla protezione ambientale, che lo hanno reso in grado di produrre ingenti quantità di terre rare a prezzi più bassi della concorrenza, tanto da escludere dal mercato la California. Il monopolio cinese si è consolidato progressivamente, grazie alle politiche di liberalizzazione e globalizzazione del nuovo secolo. In Cina avviene soprattutto la fase di lavorazione delle terre rare: aziende come la Mountain Pass esportano oggi in Cina per lo più minerali ancora da lavorare.

Nel 2010 un incidente diplomatico tra Cina e Giappone ha causato un aumento significativo e rapido dei prezzi delle terre rare: seppure l'aumento sia stato temporaneo, questo episodio ha rappresentato il momento in cui Europa e America hanno realizzato per la prima volta le conseguenze della dipendenza da un solo paese.

La crisi del 2010 è servita a risvegliare consumatori e imprese: le società minerarie di Stati Uniti, in Australia e in Canada hanno iniziato a rivalutare le vecchie prospettive e a esplorarne di nuove.

I PRINCIPALI PRODUTTORI

Al 2020 si contano nel mondo 120 milioni di tonnellate di riserve minerarie di terre rare, valore pressoché costante negli anni, distribuito in circa 800 depositi. Non sono presenti siti sfruttabili nell'Europa continentale: questo non perché in Europa non vi siano riserve, ma piuttosto perché minare terre rare in Europa non è mai stato considerato politicamente praticabile.

Gli Stati Uniti e la Cina competono in più settori e regioni per la fornitura di minerali critici, ma il predominio cinese rimane indiscusso sia per la fornitura, sia per l'esportazione, sia per la raffinazione: se nel 2020 gli Stati Uniti hanno prodotto circa 38.000 tonnellate di terre rare, la Cina, nello stesso periodo, ne ha prodotte quattro volte di più: la miniera cinese di Bayan Obo rimane il deposito di terre rare più grande del mondo, rappresentando da sola circa il 50% dell'offerta mondiale.

Le società statunitensi stanno iniziando a prendere provvedimenti in associazione con il governo federale per aumentare le linee di approvvigionamento nazionali: la dipendenza dall'esportazione di minerali critici cinesi è riconosciuta come un'emergenza nazionale. Ciò ha permesso all'amministrazione di semplificare gli iter autorizzativi per la costruzione di miniere domestiche dando priorità all'espansione e alla protezione dei minerali in catene di approvvigionamento sicure.

Nel complesso, il mandato di identificare le catene di approvvigionamento di minerali critici inaffidabili e le azioni di accompagnamento per sviluppare forniture affidabili a lungo termine dimostrano che gli Stati Uniti stanno compiendo importanti passi verso la diversificazione delle fonti minerali critiche. Tuttavia, gli stessi sono lontani dall'assicurare una fornitura interna costante di questi minerali, e competere con la produzione cinese richiederà un massiccio impegno politico, deregolamentazione e investimenti.

I principali produttori mondiali di terre rare, oltre alla Cina e gli Stati Uniti sono il Brasile e il Myanmar (Birmania).

Il Brasile, grazie a riserve stimate in 22 milioni di tonnellate, è il terzo giacimento al mondo, con un potenziale di circa il 18.3% della fornitura globale. Nonostante l'enorme potenziale, solo una minima parte di terre rare a oggi è prodotta su scala industriale. Fino all'ascesa dell'americana Mountain Pass, il Brasile era leader nell'offerta mondiale di monazite e di terre rare pure al 99.9%. È a partire dagli anni '60 che gli interessi dell'azienda di estrazione brasiliana Orquima cambiano e la produzione di terre rare viene praticamente abbandonata.

Sulla scia della crisi del 2010, entrambi i settori pubblico e privato hanno cercato di ridare importanza all'industria brasiliana: nel 2012 viene scoperto un grande giacimento di terre rare, con un valore stimato di 8.4 milioni di dollari, che rappresenta in parte a oggi una potenziale alternativa all'egemonia cinese.

Le riserve del Myanmar sono stimate a 26.000 tonnellate, e collocano la Birmania al terzo posto tra i maggiori produttori di terre rare al mondo (dopo Cina e USA). Il territorio è ricco di terbio e disprosio, definita la più critica, quest'ultima, dal Dipartimento dell'Energia Statunitense, tra tutti i 17 elementi. La ricchezza del sottosuolo del Myanmar ha reso il paese la prima fonte di approvvigionamento dei minerali rari da parte della vicina Cina, rappresentando una

quota vicina al 50% della sua offerta globale. Questa quota è salita negli ultimi anni, quando Pechino ha iniziato una politica di repressione delle attività illegali di *mining* entro i confini cinesi. I maggiori siti estrattivi nel paese sono collocati al confine con la Cina stessa, nello stato settentrionale del Kachin.

Nonostante l'enorme potenziale, il secondo al mondo per tonnellate di giacimenti, il Vietnam estrae su piccola scala, non avendo le capacità di sfruttamento e di estrazione dei minerali rari al suo interno. Le perdite di risorse sono quindi significative: ogni anno si estraggono solo poche decine, rispetto ai milioni disponibili, di tonnellate di terre rare dalla miniera di Dong Pao, attualmente la più grande del paese. Già nel 2010 un'alleanza tra Vietnam e Giappone ha permesso ai due paesi di creare un progetto di collaborazione, grazie a cui il Vietnam è diventato il primo fornitore del Giappone per le terre rare.

LE APPLICAZIONI NEL CAMPO ENERGETICO

Gli utilizzi in campo energetico riguardano prevalentemente l'uso nelle turbine eoliche e le batterie dei veicoli elettrici. Le turbine eoliche trasformano l'energia del vento in elettricità utilizzando la forza aerodinamica delle pale del rotore. Tra le soluzioni tecnologiche più efficienti vi è quella che sfrutta i magneti permanenti che diminuiscono l'attrito e l'intensa produzione di calore. I magneti al neodimio sono i preferiti nella produzione di turbine eoliche perché molto resistenti e con dimensioni e peso ridotti: senza di loro, le turbine sarebbero molto meno efficaci e molto più pesanti.

I magneti NdFeB (neodimio-ferro-boro) di solito contengono quattro diversi elementi di terre rare: neodimio, praseodimio, terbio e disprosio. Il neodimio e il praseodimio contribuiscono alla resistenza magnetica, mentre il disprosio e il terbio migliorano la resistenza alla demagnetizzazione, in particolare ad alte temperature, consentendo quindi di lavorare a condizioni termiche più elevate.

La composizione delle terre rare all'interno di un magnete NdFeB può variare, e diverse proporzioni degli elementi portano a diverse proprietà magnetiche. In media, un magnete permanente contiene il 28.5% di neodimio, il 4.4 % di disprosio, l'1 % di boro e il 66 % di ferro.

La maggior parte del mercato dei veicoli elettrici e ibridi utilizza motori con rotori a magneti permanenti che, come visto per le turbine eoliche, contengono diverse terre rare, e sebbene queste siano presenti

in quantità molto limitate (circa 0.8 kg per veicolo), costituiscono una parte corposa del costo del motore, ma assicurano allo stesso tempo prestazioni elevate e alta efficienza.

I magneti NdFeB (neodimio-ferro-boro) utilizzati per la costruzione dei motori includono neodimio, praseodimio e disprosio. Il disprosio viene utilizzato come additivo per migliorare la coercitività del magnete sottoposto a temperature elevate.

I magneti permanenti rappresentano a oggi la tecnologia migliore anche per le auto ibride, grazie alle loro ottime prestazioni e dimensioni compatte: i costruttori devono ottimizzare al massimo lo spazio per riuscire a integrare nell'auto i due propulsori (motore elettrico e combustore), e i magneti permanenti permettono un'ottimizzazione dello spazio.

ALTRI UTILIZZI IN COMPETIZIONE

Un esempio di utilizzo di terre rare nel campo elettronico e di quanto queste siano indispensabili, seppur poco conosciute, è rappresentato dagli smartphones. Uno smartphone può contenere fino a sessantadue metalli differenti, tra cui da otto a sedici appartenenti al gruppo delle terre rare, i quali concorrono, insieme, all'1% del peso del telefono. Queste sono le responsabili dei colori vividi dello schermo, degli altoparlanti o delle cuffie, delle vibrazioni del dispositivo, dei circuiti interni e del vetro.

Le applicazioni di terre rare nel campo della difesa rappresentano circa il 5% del consumo totale nazionale statunitense, essendo utilizzate nei radar e nei laser.

L'eolico alla guida della transizione europea

La riduzione dei vincoli per la costruzione turbine on-shore sblocca i fondi europei in Polonia, dove sono inoltre previste aste incentivanti che nei prossimi cinque anni dovrebbero portare allo sviluppo di oltre 20 GW di RES. In Germania la semplificazione dell'iter autorizzativo mira a sostenere la crescita dell'eolico, mentre la Cooperazione energetica dei mari del Nord stabilisce il primo obiettivo comune di 260 GW al 2050.

NUOVE PROSPETTIVE PER LE RINNOVABILI IN POLONIA

A sei anni dall'adozione della 10H, una delle leggi rinnovabili più vincolanti in Europa, lo scorso luglio il Governo polacco ha approvato una serie di emendamenti che mirano a sbloccare lo sviluppo del settore eolico nel paese. Il vincolo di due chilometri di distanza da aree residenziali o aree protette per la realizzazione di turbine eoliche previsto dalla legge originale aveva sostanzialmente precluso qualsiasi investimento in turbine onshore. La riduzione della distanza da due chilometri a cinquecento metri è uno dei principali provvedimenti presi dal Governo e dovrebbe aiutare le autorità locali a sbloccare un potenziale di circa 6-10 GW di capacità aggiuntiva rispetto ai poco più dei 7 GW attualmente disponibili. La nuova misura è considerata un passo storico nella transizione energetica polacca ed è uno dei prerequisiti concordati con la Commissione Europea per l'abilitazione dei fondi per la ripresa e la resilienza del paese. Dopo l'approvazione del Governo, mancano ancora l'approvazione del Parlamento e la conversione in legge.

In parallelo alle semplificazioni della 10H prospettate dal Governo polacco, a inizio luglio il Ministero del Clima e dell'Ambiente in Polonia ha condiviso il draft delle nuove aste rinnovabili previste per i prossimi cinque anni (dal 2022 al 2027). Secondo le stime del Ministero, il nuovo meccanismo dovrebbe incentivare lo sviluppo di 9 GW di nuova capacità solare, di 3 GW di turbine onshore e 5 GW di turbine *off-shore*, a cui si dovrebbero aggiungere circa 1.2 GW di altri impianti rinnovabili come biomasse, biogas e idroelettrico, per un totale di 18 GW di nuovi entranti RES.

LA GERMANIA PROSEGUE CON LE MISURE DI INCENTIVAZIONE DELLE RES

Ridurre il consumo di gas del settore termoelettrico nel prossimo inverno è alla base delle più recenti decisioni del Ministero dell'Energia tedesco, che

mirano alla massimizzazione della produzione rinnovabile nei prossimi mesi e alla riduzione della dipendenza da risorse estere. Le principali misure riguardano:

- l'approvazione di un contingente di 1.5 GW aggiuntivi, dedicato a progetti solari *fast-track* da realizzare nei prossimi nove mesi, con una soglia di potenza massima pari a 100 MW anziché 20 MW; l'asta si svolgerà a gennaio 2023
- la possibilità di un allentamento dei vincoli di flessibilità per gli impianti a biogas fino al 2024 e di incrementare la capacità produttiva fino a 2 GW
- la temporanea eliminazione di alcuni limiti imposti alle turbine eoliche *on-shore* legati ad esempio all'inquinamento acustico e all'effetto ombra

Intanto prosegue lo sviluppo dell'eolico che ha visto circa 1 GW di capacità *on-shore* realizzata nella prima parte del 2022 con altri 1.4-2 GW da aggiungere al sistema entro la fine dell'anno. Il processo autorizzativo rimane il principale ostacolo allo sviluppo dei nuovi progetti con una durata media di 5 anni secondo le stime dell'Associazione dell'Energia Eolica, ma diverse misure volte all'agevolazione del permitting approvate recentemente dal governo tedesco, dovrebbero sostenere la crescita dell'eolico nei prossimi anni.

Positive anche le prospettive per l'eolico *off-shore* che con gli obiettivi posti dalla strategia nazionale (EEG23) è destinata a una crescita senza precedenti: la nuova legge sulle rinnovabili ambisce a raggiungere 30 GW di capacità eolica *off-shore* entro il 2030 che verrà supportata da una serie di procedure competitive nei prossimi anni per circa 8.8 GW aggiuntivi.

L'attrattività dell'eolico tedesco, che fino a oggi ha visto assegnati circa 5 GW di capacità *off-shore* tramite le procedure competitive, è stata recentemente confermata dagli esiti dell'ultimo tender dell'area 7.2 del mare del Nord che ha visto i 980 MW di contingente allocati con un prezzo di riferimento pari a 0 €/MWh.

260 GW DI EOLICO *OFF-SHORE* ENTRO IL 2050: IL PRIMO OBIETTIVO COMUNE DELL'NSEC

Belgio, Olanda, Francia, Germania, Lussemburgo, Danimarca, Irlanda, Svezia e la Commissione Europea riuniti sotto il capello della Cooperazione energetica dei mari del Nord (NSEC) hanno stabilito il primo obiettivo comune per lo sviluppo dell'eolico *off-shore*. La nuova strategia regionale, non vincolante per il momento, scommette sul raggiungimento di almeno 260 GW di capacità installata al 2050 nel mare del Nord, passando dai traguardi intermedi di 76 GW nel 2030 e di 193 GW entro il 2040.

Lo sforzo dei nove paesi rappresenterebbe circa l'85% dei 300 GW complessivi previsti al 2050 dalla strategia europea per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050. L'accordo prevede la realizzazione anche di progetti ibridi che dovrebbero creare una rete di parchi *off-shore*, combinando la costruzione di parchi eolici e interconnessioni con collegamenti a più paesi membri, così da migliorare la sicurezza, l'adeguatezza e sostenibilità del settore energetico della regione.

02



MERCATO GAS NATURALE

Il mercato del GNL *small scale* travolto dall'aumento dei prezzi del GNL

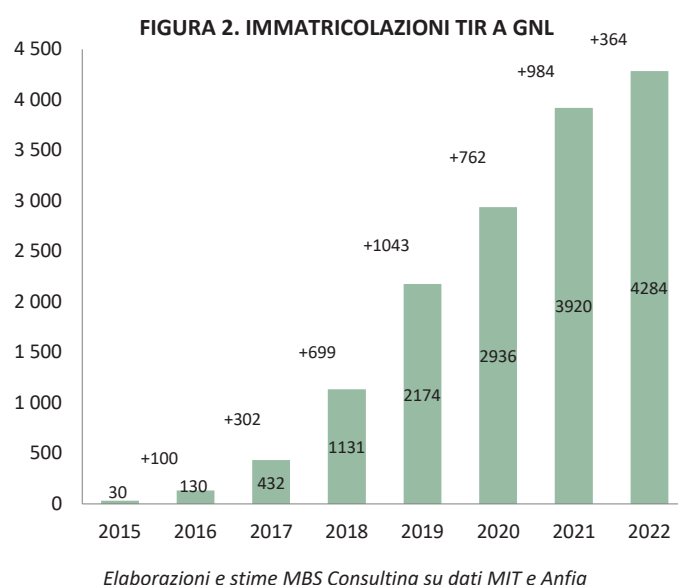
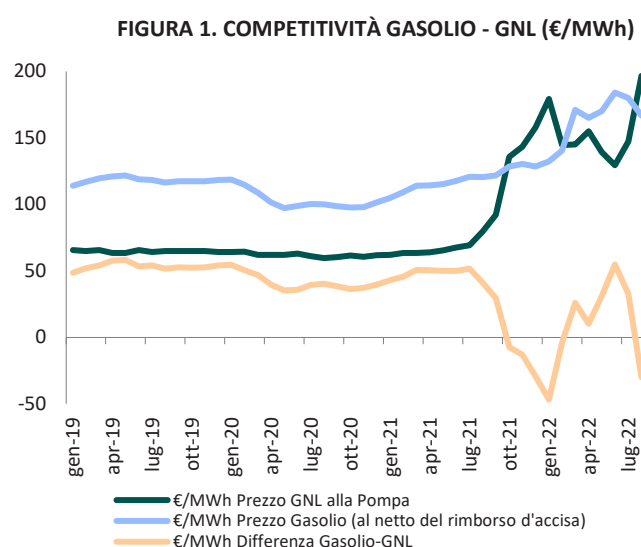
Nel corso del primo semestre dell'anno stimiamo un calo nei consumi di GNL small scale, principalmente legato alla perdita di competitività del combustibile rispetto al gasolio. Ciononostante il settore resta vitale e punta al rilancio, sulla spinta di nuovi progetti infrastrutturali, nuovi ordini nel comparto marittimo e la componente di Bio-GNL che resta in crescita.

Il forte rallentamento registrato nel primo semestre del 2022 interrompe la tendenza del mercato del GNL che negli ultimi anni è stata di crescita a tassi sostenuti, con il periodo dei lockdown imposti nel 2020 che non ha fatto eccezione (in quest'anno i consumi di GNL per usi finali sono cresciuti del 26% rispetto al 2019). L'aumento dei prezzi del gas e del GNL che ha ridotto la competitività del combustibile rispetto al gasolio per il settore dell'autotrazione, comparto in cui a oggi si concentrano la maggior parte dei consumi, ne è la causa principale.

Nonostante vi sia stato un rialzo generale dei prezzi di tutte le *commodities*, le pressioni sul gas e sul GNL sono state più elevate, con persistenti timori per la sicurezza dell'offerta nei prossimi mesi. La media mensile del prezzo del GNL *big scale* in arrivo nel Mediterraneo in agosto è stata pari a oltre 180 €/MWh, un livello mai registrato ed è probabile che i prezzi e la volatilità rimangano elevati anche nel secondo semestre del 2022 e per tutto il 2023, a meno di allentamenti nelle tensioni geopolitiche che ad oggi sono difficilmente ipotizzabili.

Il prezzo del GNL alla pompa tende a riflettere, con pochissimo ritardo, le condizioni del mercato all'ingrosso del gas e del GNL *spot*. Il GNL alla pompa ha quindi perso competitività rispetto al prezzo del gasolio, con sempre maggiore volatilità delle condizioni (**Figura 1**). Questo ha avuto un impatto negativo sui consumi finali che secondo le nostre rilevazioni nel primo semestre 2022 sono calati del 15%, con una stima di contrazione del mercato a fine anno superiore al 20%.

La situazione non sembra destinata a migliorare in tempi brevi, con la crisi dei prezzi che sembra aver rallentato pesantemente il processo di conversione dei mezzi: le immatricolazioni dei veicoli pesanti alimentati a GNL sono crollate nel 2022, con 364 nuovi veicoli pesanti da gennaio a giugno, una contrazione di oltre il 40% rispetto allo stesso periodo del 2021 (**Figura 2**). A spiegare la riduzione delle immatricolazioni, oltre ai prezzi alti del gas



naturale ha contribuito anche la crescente difficoltà di approvvigionamento: i tempi di consegna dei nuovi *truck* ormai superano l'anno. Le immatricolazioni dei mezzi alimentati a gasolio hanno tuttavia registrato una leggera variazione positiva nel periodo gennaio-maggio 2022, rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+1%), dimostrando come la crisi sia concentrata particolarmente sui nuovi mezzi a GNL.

Anche i consumi di GNL associati alle utenze industriali sono previsti in diminuzione del 7% per il 2022, in linea con la riduzione dei consumi di gas nel settore industriale a livello nazionale, sempre a causa degli elevati prezzi. La domanda di GNL associata alle reti isolate è invece vista in crescita per quest'anno, con ulteriori depositi satellite che dovranno essere attivati entro fine anno.

In questo contesto, ulteriori contrazioni della domanda appaiono più che probabili, e la richiesta totale di GNL per usi finali in Italia nel 2022 potrebbe ridursi del 20% rispetto al 2021.

IL SETTORE RIMANE COMUNQUE ATTIVO E PUNTA AL RILANCIO, SPINTO DA NUOVI PROGETTI INFRASTRUTTURALI E NUOVI ORDINI NEL COMPARTO MARITTIMO

Nonostante il difficile contesto che si è creato per il mercato GNL *small scale*, alcuni operatori continuano ad investire e a scommettere sulla ripresa del mercato nei prossimi anni, spinti dalla sempre maggiore rilevanza del GNL (e del gas) come combustibile di transizione: in questi mesi sono state attivate le procedure autorizzative per la realizzazione di due depositi costieri a Olbia (Olbia LNG Terminal) e Crotone (Ionio Fuel) mentre il progetto di Brindisi (Edison) ha ottenuto l'autorizzazione da parte del MiTE e potrà

iniziare i lavori a breve. Sul fronte dell'adeguamento dei terminali *big scale*, il terminale di Panigaglia ha ottenuto dal MITE la procedura di esclusione di VIA per le operazioni di *truck loading*, sono ancora in corso i lavori per la realizzazione del braccio di carico del terminale FSRU di OLT, che sarà operativo entro la fine del 2022, mentre la Regione Toscana ha espresso un parere favorevole nei confronti dell'aumento del numero di accosti della struttura.

Prosegue anche l'entrata in funzione di nuovi depositi satellite, con 28 unità in più nel primo semestre del 2022 rispetto alla fine del 2021, delle quali 11 sono nuovi distributori di GNL e 17 sono nuovi depositi satellite a servizio di reti isolate in Sardegna.

Per la ripresa del mercato GNL *small scale* nei prossimi anni, tra i settori più promettenti vi è il bunkeraggio, che a oggi è praticamente inesistente in Italia. Anche in questo comparto gli investimenti sembrano non rallentare. La società MSC Crociere ha in costruzione e in progetto un totale di nove navi da crociera alimentate anche a GNL. La nave MSC World Europa è in costruzione e dovrebbe entrare in funzione entro fine anno, mentre la nave MSC Euribia nel 2023. Il recente accordo con Fincantieri prevede la costruzione di 4 navi da crociera, che saranno parte della flotta Explora, in consegna tra il 2026 e 2028. Le navi Costa Smeralda, Costa Toscana, Aidanov e

TABELLA 1. NAVI A GNL

Società	Nome	Tipologia	Alimentazione	Area di operatività o porto di riferimento	Data di consegna o esercizio
Caronte & Tourist	Elio	Traghetto Ro/Ro Pax	Dual Fuel (GNL - MDO)	Stretto di Messina	2018
Caronte & Tourist	Eolie	Traghetto Ro/Ro Pax	Dual Fuel	Tirreno Meridionale	2023
Caronte & Tourist	n.d.	Traghetto Ro/Ro Pax	Dual Fuel (GNL - MDO)	Tirreno Meridionale	n.d.
Caronte & Tourist	n.d.	Traghetto Ro/Ro Pax	Dual Fuel (GNL - MDO)	Tirreno Meridionale	n.d.
AIDA Cruises (Gruppo Carnival)	Aidanova	Nave da crociera	Dual Fuel	Mediterraneo	2018
AIDA Cruises (Gruppo Carnival)	Aidacosma	Nave da crociera	Dual Fuel	Mediterraneo	2021
Costa Crociere SpA (Gruppo Carnival)	Costa Smeralda	Nave da crociera	Dual Fuel	Savona	2019
Costa Crociere SpA (Gruppo Carnival)	Costa Toscana	Nave da crociera	Dual Fuel	Savona	2021
MSC Crociere	MSC World Europa	Nave da crociera	Dual Fuel	Genova	2022
MSC Crociere	MSC Euribia	Nave da crociera	Dual Fuel	n.d.	2023
MSC Crociere	n.d.	Nave da crociera	Dual Fuel	n.d.	2024
MSC Crociere	n.d.	Nave da crociera	Dual Fuel	n.d.	2025
MSC Crociere	n.d.	Nave da crociera	Dual Fuel	n.d.	2027
MSC Crociere	Explora III	Nave da crociera	Dual Fuel	Mediterraneo	2026
MSC Crociere	Explora IV	Nave da crociera	Dual Fuel	Mediterraneo	2026
MSC Crociere	Explora V	Nave da crociera	Dual Fuel + idrogeno	Mediterraneo	2027
MSC Crociere	Explora VI	Nave da crociera	Dual Fuel + idrogeno	Mediterraneo	2028
Gruppo Onorato	Moby Fantasy	Traghetto	Dual Fuel (GNL - MGO)	Linea Livorno-Olbia	2023
Gruppo Onorato	Moby Legacy	Traghetto	Dual Fuel (GNL - MGO)	Linea Livorno-Olbia	2023

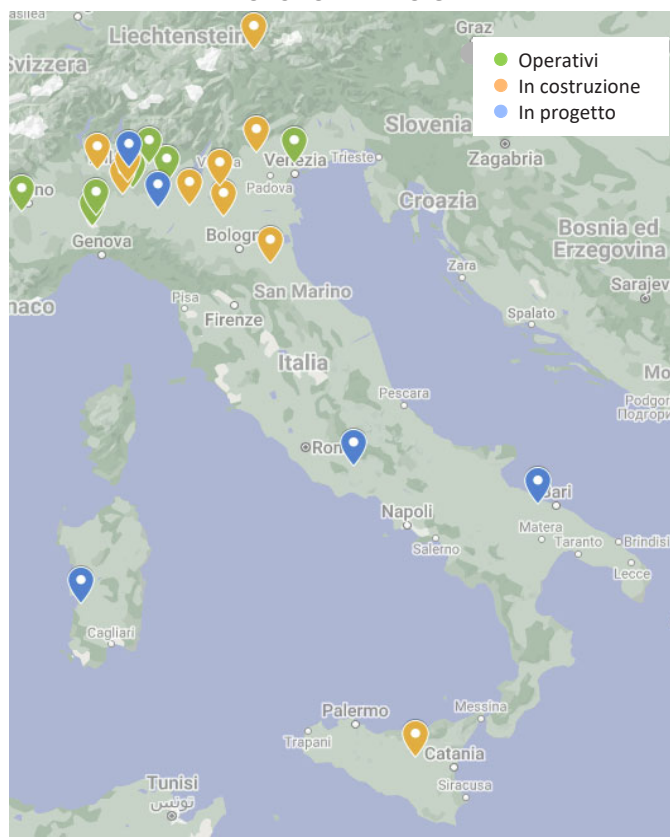
Elaborazioni MBS Consulting

Aidacosma sono già operative nel Mediterraneo e hanno un sistema di propulsione di tipo *dual fuel*, con la possibilità, quindi, di essere alimentate sia a gasolio che a GNL. In totale, nel Mediterraneo ci saranno a breve potenzialmente tredici navi a crociera con alimentazione a GNL, che potrebbero svolgere le proprie operazioni di bunkeraggio nei porti italiani, che sono tra l'altro dei punti di attracco delle navi stesse lungo le rotte.

Inoltre, in Italia sono cinque i traghetti in via di costruzione con alimentazione a GNL, con il traghetti Elio di Caronte&Tourist che è già operativo in Sicilia ed è dotato di una propulsione *dual fuel*.

Una nota positiva proviene dalla continua entrata in funzione di nuovi impianti di produzione di Bio-GNL in Italia. Nel primo semestre del 2022 sono diventati operativi due impianti di liquefazione, per un totale di sette impianti operativi, con una capacità totale di più di 13 mila t/a. Sono aumentati anche gli impianti in costruzione, che a oggi risultano essere dodici, tra cui due nuovi. Il Bio-GNL rappresenta un'opzione importante per il mercato *small scale*: i costi di produzione e la disponibilità di materia prima sono indipendenti dall'andamento dei prezzi e delle consegne del gas o del GNL, e rappresenta una opzione del tutto sostenibile e rinnovabile. A oggi i settori dei trasporti non hanno incentivi diretti alla decarbonizzazione - incentivi che dovrebbero essere introdotti con l'estensione del meccanismo ETS - e il mercato del biometano è ancora nascente e non privo di difficoltà.

FIGURA 3. IMPIANTI DI MICRO-LIQUEFAZIONE PER LA PRODUZIONE DI BIO-GNL



Elaborazioni MBS Consulting

Tuttavia, la crescita del bio-GNL conferma come la trasformazione del settore del trasporto a gas non è guidata solo da motivazioni economiche ma anche ambientali, lasciando positive le prospettive di medio periodo, nonostante la difficile situazione del mercato internazionale del gas.

03



ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Autorizzazioni: si concludono dodici procedimenti

Si riduce il numero di nuove istanze presentate, complice la pausa estiva. Il Sud continua a detenere il numero più alto di procedimenti attivi, ma, fatta eccezione per la Sardegna, anche la durata media più alta per arrivare alla conclusione dell'iter autorizzativo.

Nonostante la pausa estiva, gli organi regionali sono riusciti a concludere dodici procedimenti, di cui undici relativi a progetti fotovoltaici e uno relativo a un impianto eolico. Tra questi, solo cinque procedimenti si sono conclusi con esito positivo e con il rilascio dell'autorizzazione. Per altri quattro, sottoposti a verifica di assoggettabilità a VIA, da realizzare in provincia di Udine, Latina e Caserta, l'iter si è concluso con la decisione di non sottoporli a valutazione di impatto ambientale, aprendo la strada all'ottenimento nei prossimi mesi dell'autorizzazione unica. Per un progetto fotovoltaico in provincia di Crotone, la regione Calabria ha espresso parere negativo, negando quindi l'autorizzazione, mentre per i restanti due progetti, un impianto fotovoltaico e un impianto eolico, rispettivamente la regione Sicilia e la regione Toscana ritengono necessario sottoporre i progetti a valutazione di impatto ambientale.

Complessivamente, le autorizzazioni rilasciate finora, per la costruzione sia di impianti eolici, che fotovoltaici, sono sintetizzate nella **Tabella 1**.

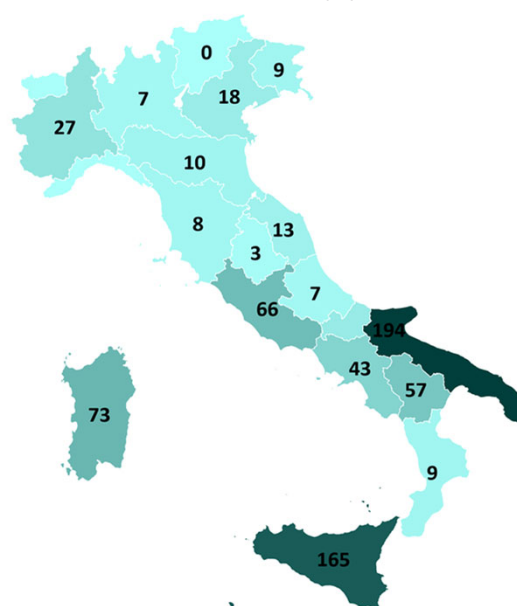
TABELLA 1. AUTORIZZAZIONI RILASCIATE PER LA COSTRUZIONE DI IMPIANTI

REGIONE	Fotovoltaico	Eolico
Abruzzo	6	1
Valle d'Aosta	0	0
Basilicata	0	7
Calabria	1	0
Campania	7	10
Emilia Romagna	7	0
Friuli-Venezia Giulia	7	0
Lazio	54	0
Liguria	0	0
Lombardia	0	0
Marche	0	0
Molise	1	2
Piemonte	6	0
Puglia	3	15
Sardegna	15	5
Sicilia	22	9
Toscana	0	1
Trentino-Alto Adige	0	0
Umbria	1	0
Veneto	8	0
Totale	138	50

Elaborazioni MBS Consulting

Con riguardo alle istanze, per il fotovoltaico sono stati proposti solo sette nuovi progetti, con la pausa estiva che potrebbe avere contribuito al rallentamento. I progetti sono stati presentati in tre regioni: Basilicata, Puglia e Sicilia per un totale di circa 97 MW, in linea con il trend di crescita delle rinnovabili nel Sud Italia in evidenza dall'inizio di quest'anno. La distribuzione dei procedimenti in corso per tutti gli impianti fotovoltaici sottoposti a VIA, VA e PAUR è rappresentata nella **Figura 1**.

FIGURA 1. PROCEDIMENTI IN CORSO RELATIVI A IMPIANTI FOTOVOLTAICI (n.)



Elaborazioni MBS Consulting

Le regioni con il maggior numero di procedimenti attivi sono Puglia, Sicilia, Lazio e Sardegna, regioni che hanno anche la durata media dei procedimenti più elevata (più di un anno per concludere l'iter autorizzativo). Fa eccezione la Sardegna, che impiega circa duecento giorni per analizzare un progetto ed esprimere il proprio parere.

Relativamente agli impianti eolici, sono state presentate quattro istanze durante il mese di agosto.

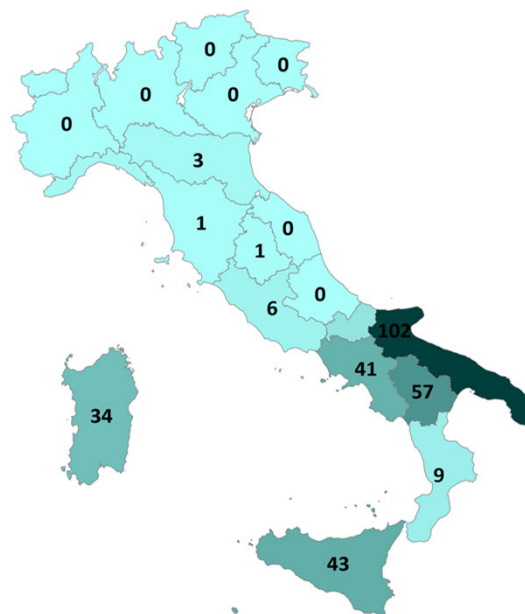
I progetti riguardano impianti localizzati in Puglia, entrambi in provincia di Foggia, in Molise, in provincia di Campobasso e Campania, in provincia di Benevento. Gli impianti sono tutti *on-shore*, sono sottoposti a VIA e hanno una potenza complessiva di 108.4 MW.

La distribuzione attuale dei procedimenti in corso per gli impianti eolici è illustrata nella **Figura 2**.

Per l'eolico, la maggior concentrazione di richieste è rilevabile in Puglia, Basilicata, Campania e Sicilia. Come per i progetti fotovoltaici però, tali regioni impiegano molto più tempo rispetto alle altre per concludere un procedimento.

Possono infatti essere necessari anche due anni per analizzare tutti i documenti relativi a un progetto eolico; basti pensare che la Basilicata impiega circa 623 giorni per rilasciare un'autorizzazione, mentre la Sicilia ha bisogno di circa 597 giorni, seguita dalla Puglia con 542.

FIGURA 2. PROCEDIMENTI IN CORSO RELATIVI A IMPIANTI EOLICI (n.)



Elaborazioni MBS Consulting



04

IMPRESA E

ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

Proseguono i provvedimenti per affrontare la crisi del caro energia.

DECRETO AIUTI BIS

È stato convertito in legge ([Legge 142/22](#)) anche il Decreto Aiuti Bis che proroga alcune delle manovre già attuate con il Decreto Aiuti ([Legge 91/22](#)) e introduce ulteriori misure per la riduzione delle bollette di luce e gas, l'estensione del bonus sociale e lo stop alle modifiche unilaterali dei contratti da parte dei fornitori.

Proroghe per il Q4-22:

- rafforzamento dei bonus sociali energia elettrica e gas
- riduzione dell'IVA al 5% per i consumi di gas naturale civili e industriali
- azzeramento degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale e dell'energia elettrica
- credito d'imposta per imprese energivore pari al 25% dei maggiori costi di energia
- riduzione dell'IVA al 5% sul metano auto (soltanto fino al 20/09/2022)
- extra-profitti (restituzione extra-ricavo) per le rinnovabili (fino al 30 Giugno 2023)

Nuove misure:

- **proroga della maggior tutela per i clienti del gas naturale:** a partire dal 1/1/2023 i fornitori di gas naturale dovranno offrire ai consumatori civili in difficoltà il servizio di fornitura a un prezzo stabilito e aggiornato periodicamente dall'ARERA che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso e i costi del servizio di commercializzazione
- **sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale fino al 30/04/2023**
- **credito d'imposta** pari al 15% della maggiore spesa per le imprese non energivore, ma dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile almeno uguale a 16.5 kW, innalzamento al 25% del credito d'imposta per le imprese gasivore a

esclusione dei termoelettrici (per cui resta al 20% come stabilito nel DL Aiuti) e per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale

- **taglio delle accise** per benzina, diesel e GPL e azzeramento dell'accisa per il metano auto
- **disposizioni urgenti in materia di trasporto:** per le imprese di trasporto pubblico locale e regionale di persone è stato istituito presso il Ministero delle infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MiMS) un fondo di 40 milioni di euro per il 2022 e uno di 15 milioni per il trasporto ferroviario di merci a favore di Rete Ferroviaria Italiana Spa
- **misure fiscali per il welfare aziendale:** vengono inclusi tra i *fringe benefits* (ovvero quelle agevolazioni aziendali sottoforma di beni o servizi) anche le somme rimborsabili ai lavoratori dipendenti per il pagamento delle bollette entro il limite di 600 euro nel 2022
- **raddoppia la sanzione per le imprese tenute al versamento del contributo del 25% sugli extraprofitti** che non hanno versato l'acconto in tutto o in parte (decorso il termine del 31 agosto 2022 per l'acconto e del 15 dicembre 2022 per il saldo), passando dal 30% al 60% di quanto non versato.

DECRETO AIUTI TER

Pubblicato in gazzetta il 23 settembre il [DL 144/22](#) per far fronte al caro energia, con un sostegno economico di circa 14 miliardi per famiglie e imprese. Emergono la proroga fino a novembre 2022 e l'aumento in punti percentuali del credito di imposta (40% per imprese energivore e gasivore, 30% per le piccole-medie imprese e 20% per i settori agricoli e della pesca), la proroga della riduzione delle accise sui carburanti fino al 31 ottobre 2022 e ulteriori interventi per l'industria, i trasporti e le scuole. Sono previste inoltre forme aggiuntive di sostegno per i lavoratori e le categorie di consumatori vulnerabili.

PUNTO GAS PRICE CAP E NUOVE PROPOSTE DELLA COMMISSIONE EUROPEA

Nel non paper dalla Direzione generale dell'Energia della Commissione Europea pubblicato il 7 settembre ha proposto l'introduzione di un tetto massimo al prezzo del gas. La proposta contempla due soluzioni alternative che si concentrano sul gas di provenienza russa e avrebbero validità temporanea: l'introduzione di un regolamento che stabilisca un limite massimo al prezzo (cap) oppure l'istituzione di un'autorità super partes che funga da acquirente unico, il cosiddetto *Single Buyer*, e che negozi in autonomia con la Russia i termini (volumi e prezzi) per le forniture di gas. In merito a quest'ultima possibilità, la Commissione ha pubblicato un working paper sul possibile sviluppo del cosiddetto *Joint Purchasing Mechanism* (JPM) in cui vengono individuate le modalità di acquisto comune del gas, con l'obiettivo di ridurre i costi di approvvigionamento e rendere più sicure le forniture.

Le proposte verranno discusse nella riunione in Consiglio Europeo del prossimo 30 settembre, ma le posizioni degli Stati membri su questo tema sono diverse e in alcuni casi molto distanti. L'Italia ha per il momento accolto quella di un *price cap*, imposto però su tutto il gas importato dall'Unione Europea (non solo su quello russo) con un meccanismo di compensazione a favore degli importatori (*Contract for Difference*, CfD). L'idea di un tetto generalizzato a tutto il gas in ingresso in UE raccoglie più consensi tra i paesi membri rispetto al limite di prezzo per il solo gas proveniente dalla Russia, a cui si sono poste contrarie Olanda e Germania.

Successivamente, una [proposta](#) della Commissione del 14 settembre 2022, anch'essa destinata a essere discussa nella riunione del Consiglio Europeo del 30 settembre, ha preso in considerazione anche misure sul mercato elettrico, incentrate sui seguenti possibili interventi:

- contenimento della domanda elettrica
- tetto ai ricavi di mercato delle tecnologie inframarginali
- contributo solidaristico una tantum sui profitti del settore fossile a favore di imprese e famiglie colpite dall'eccessivo rincaro dei prezzi

Secondo il documento della Commissione, la riduzione della domanda elettrica dovrebbe basarsi sul taglio dei consumi di almeno il 5% nelle ore in cui si verificano i picchi di prezzo (per un periodo almeno pari al 10% delle ore totali in un mese)

congiuntamente a una riduzione mensile della domanda complessiva di energia elettrica di almeno il 10% fino alla fine del Q1-2023.

La proposta europea di *cap* sui ricavi delle tecnologie inframarginali indicato a 180 €/MWh riguarda il periodo che va da dicembre 2022 a marzo 2023. Il livello del *cap* è tarato sui prezzi di picco degli ultimi dieci anni e copre un LCOE verificato prima dell'inizio della crisi. L'applicazione del tetto ai ricavi di vendita e include gli impianti rinnovabili non incentivati entrati in funzione dopo il 2010, carbone, nucleare e le rinnovabili non incentivate antecedenti il 2010 diverse dagli impianti idroelettrici dotati di bacino. Esclusi anche gli stoccaggi, il biometano e le rinnovabili incentivate. Gli Stati membri avrebbero piena libertà di decisione in merito alle modalità di attuazione dei suddetti obblighi.

La proposta della Commissione ha analogie con la Legge 25/22 sul tagli degli extra profitti delle rinnovabili, introdotti in Italia a febbraio 2022 e prorogati con il Decreto Aiuti Bis fino a giugno 2023, ma i due meccanismi sono molto diversi nell'applicazione. Il valore del *cap* italiano ai ricavi delle rinnovabili è infatti tarato sui prezzi medi *baseload* dell'elettricità degli ultimi dieci anni, per un valore medio di circa 60 €/MWh e si applica a un differente gruppo di tecnologie ([Newsletter 262](#)).

Il contributo solidaristico proposto dalla Commissione si applicherebbe invece sugli utili del 2022 delle imprese che operano nel settore fossile (petrolio, gas, carbone e raffinazione) e che superano del 20% gli utili imponibili medi dei tre anni precedenti, con un aliquota del 33%.

PIANO NAZIONALE PER IL CONTENIMENTO DEI CONSUMI DI GAS

Il MITE, recependo il [Regolamento \(UE\) 2022/1369](#) del 5 agosto 2022 che prevede la riduzione dei consumi di gas di almeno il 15% da agosto 2022 fino a fine marzo 2023 (rispetto alla media nello stesso periodo dei cinque anni precedenti), ha pubblicato il [piano nazionale per il contenimento dei consumi di gas](#) che prevede una riduzione volontaria dei consumi nello stesso periodo indicato dalla UE di oltre 8 miliardi di metri cubi di gas raggiungibile attraverso:

- il ritardo nell'accensione dei riscaldamenti negli edifici e la riduzione di un grado delle temperature, con un impatto stimato di circa 15 milioni di metri cubi/giorno di riduzione

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO SETTEMBRE 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 anche per il GSE - 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 91/2022
DL 115/2022	09/08/2022	Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali. (Decreto Aiuti Bis)	- rafforzamento bonus sociale energia elettrica e gas - azzeramento oneri impropri e riduzione IVA gas Q4-22 - aumento credito d'imposta e ampliamento beneficiari - proroga extra-profitti rinnovabili fino al Q2-23 (incluso) - sospensione modifiche unilaterali ai contratti di fornitura fino Apr-23 - extra-profitti: raddoppio sanzione per imprese che non hanno versato l'acconto	Legge 142/2022
DL 144/2022	23/09/2022	Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, PNRR (Decreto Aiuti Ter)	- aumento del credito di imposta, ampliamento platea beneficiari, proroga fino a novembre-22 - proroga riduzione accise fino a fine ottobre-22 - ulteriori interventi per trasporti, industrie, scuole - maggiori sostegni per lavoratori e consumatori vulnerabili	

Elaborazioni MBS Consulting

- la massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas e, in particolare, di quelli a carbone, per un impatto atteso di circa 7 milioni di metri cubi/giorno,
 - la promozione di una campagna volta a sensibilizzare il risparmio energetico dei cittadini e delle industrie.
- Fondamentale nel piano anche la diversificazione delle forniture, con un obiettivo entro il 2025 di portare a 12.5 Bcm il gas in arrivo via pipe dall'Algeria, Azerbaijan e produzione nazionale e a 12.5 Bcm il GNL (con l'incremento delle forniture specialmente da Qatar e Africa).



05

Monitoraggio GARE GAS

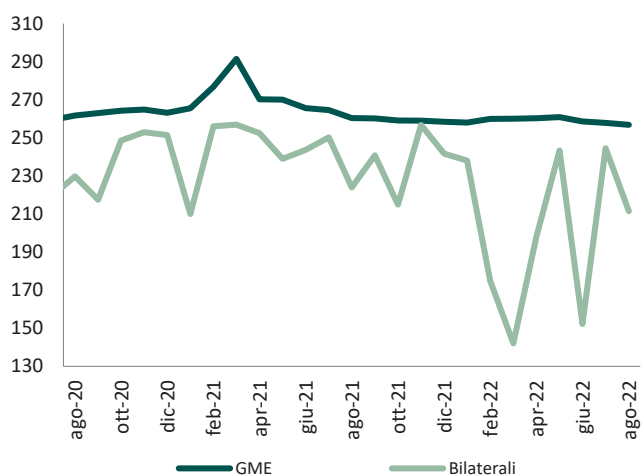
Monitoraggio gare gas

L'ARERA introduce un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out e approva il Regolamento di applicazione del meccanismo tariffario a sostegno dell'innovazione delle infrastrutture del settore del gas. Conclusi i bandi per Belluno e La Spezia, probabilmente assegnati a Italgas, che firma anche un accordo per l'acquisto di reti di distribuzione e vendita di GPL in dodici comuni della Sardegna.

CERTIFICATI BIANCHI

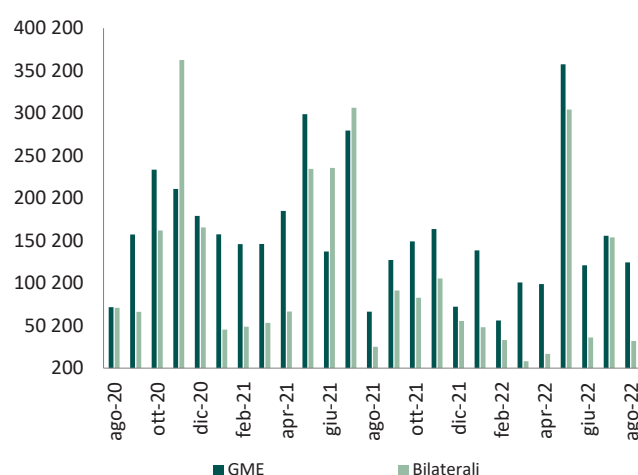
- Nel mese di agosto, il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME è rimasto in linea (257 €/TEE) con quello di luglio, mentre il prezzo medio delle transazioni bilaterali è diminuito di circa il 14% (211 €/TEE).
- Nel mese di agosto, sia le quantità scambiate sulla piattaforma del GME che le transazioni bilaterali sono diminuite rispetto a luglio. Tale diminuzione è stata maggiore nel caso delle transazioni bilaterali (-80%). Il numero di certificati bianchi scambiati sulla piattaforma del GME sono diminuiti, invece, di circa il 20%.

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



Elaborazioni MBS Consulting

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



Elaborazioni MBS Consulting

REGOLAZIONE

- Ad agosto 2021, con la consultazione pubblica [357/2021/R/gas](#), ARERA ha proposto l'introduzione di un sistema di premi/penalità per i distributori di gas al fine di aumentare la loro responsabilità rispetto alla differenza tra i volumi di gas immessi nella rete di distribuzione e quelli ritirati dai clienti finali (DELTAio). Quello proposto dall'Autorità è un modello parametrico in grado di individuare, per ciascun punto di riconsegna (*city gate*), il corrispondente intervallo DELTAio efficiente: all'operatore che ricade al di fuori di tale intervallo viene applicata una penale, mentre viene riconosciuto un premio agli operatori le cui perdite

di rete sono state inferiori all'intervallo DELTAio. Con la delibera [386/2022/R/gas](#), pubblicata lo scorso agosto, ARERA ha confermato la metodologia proposta nella consultazione del 2021. Dal momento che la validazione del modello e la raccolta di tutti i dati di input richiederanno tempo, l'Autorità ha introdotto uno schema temporaneo e semplificato volto a penalizzare solo le perdite più rilevanti. La soglia per definire un *city gate* macroscopicamente inefficiente sarà basata sul livello di DELTAio dei *city gate* appartenenti alla stessa combinazione area-dimensione e sarà strutturata in modo da lasciare un margine di guadagno per i miglioramenti di efficienza. Le penali saranno calcolate con cadenza

annuale considerando un orizzonte temporale di tre anni. Gli operatori sono tenuti a segnalare al responsabile del Bilanciamento eventuali perdite e prelievi fraudolenti. Il primo triennio di riferimento è quello costituito dagli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2022 e dagli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale relativi agli anni 2021 e 2020.

- Con il documento di consultazione [250/2021/R/gas](#) del 15 giugno 2021, l'ARERA ha definito le linee guida circa la definizione di progetti pilota per l'ottimizzazione e gli usi innovativi delle infrastrutture del gas naturale: trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione. L'obiettivo era quello di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel medio-lungo termine del settore energetico insieme alla sperimentazione delle potenzialità dei gas rinnovabili, idrogeno compreso. Con la delibera [404/2022/R/gas](#), l'ARERA ha confermato molti dei criteri contenuti nella consultazione del 2021 prevedendo la possibilità di inserire nella sperimentazione anche i gas non rinnovabili, seppur sempre in ottica di decarbonizzazione. I singoli progetti saranno valutati da una commissione indipendente sulla base di precisi indicatori volti a stimare il massimo beneficio in termini di decarbonizzazione. I progetti ammessi avranno una durata massima di tre anni e

la copertura (totale o parziale) dei relativi costi sarà sostenuta sia attraverso le tariffe riconosciute che graveranno sui consumatori finali sia attraverso finanziamenti esterni. I progetti innovativi sono suddivisi in tre aree di progetto (**Tabella 1**):

- Area 1: Ottimizzazione della gestione della rete
- Area 2: Innovazione delle infrastrutture esistenti
- Area 3: Innovazione tecnologica in rete

L'importo totale per finanziare i progetti pilota è di 35 milioni di euro. Ciascun progetto può accedere al contributo entro i limiti di 5 milioni di euro per i progetti relativi alle Aree 1 e 2 e di 2.5 milioni di euro per l'Area 3. Si prevede che le modalità di partecipazione vengano adottate entro ottobre 2022 e che le domande di ammissione siano presentate all'ARERA tra novembre 2022 e febbraio 2023.

- La legge sulla concorrenza è stata approvata anche in Senato ed è entrata in vigore il 27 agosto. La principale riforma che interessa il settore della distribuzione del gas, riguarda il trasferimento di *asset* dagli enti locali ai nuovi operatori entranti. Gli *asset* saranno valutati considerando il loro valore industriale residuo (*VIR*) anziché il valore del capitale investito netto (*RAB*) ferma restando la necessità di verifica da parte di ARERA in caso di scostamenti *VIR/RAB* maggiori del 10%.

TABELLA 1. PROGETTI PILOTA PER L'OTTIMIZZAZIONE E GLI USI INNOVATIVI DEL GAS NATURALE

Area di Progetto	Possibili Interventi	Principali obiettivi
Metodi per la Gestione Ottimizzata delle Reti	Scambio bidirezionale tra reti a diversa pressione (in particolare attraverso la realizzazione di cabine cosiddette "bi-REMI")	Aumentare l'iniezione di gas rinnovabile, principalmente biometano, nelle reti di trasporto e distribuzione
	Utilizzo delle reti in funzione di accumulo (attraverso la gestione dinamica delle pressioni)	
	Metodi per la riduzione delle perdite di gas dalle reti e innovativi progetti di recupero del gas evaporato a seguito di operazioni di stoccaggio e trasporto di GNL (cosiddetto <i>Boil Off Gas</i> , BOG)	Promuovere la riduzione delle emissioni in atmosfera del gas dalle reti di trasporto e distribuzione
Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti	Progetti "integrati" che coprano l'intera filiera di produzione, stoccaggio, trasporto, distribuzione e utilizzo di idrogeno o altri gas <i>low carbon</i>	Aumentare l'utilizzo dell'idrogeno e di altri gas con ridotte emissioni di CO ₂
	Tecnologie <i>Power to Gas</i> (P2G) e <i>Power to Hydrogen</i> (P2H)	
	Sperimentazione di processi per la cattura e lo stoccaggio delle emissioni di CO ₂ E	
Innovazioni tecnologiche sulle reti	Digitalizzazione delle reti e dei processi di business	Aumentare l'efficienza tecnica, economica e ambientale
	Recupero di energia nelle stazioni di ricompressione del gas (come ad esempio <i>Organic Rankine Cycle technology</i>)	

Elaborazioni MBS Consulting

BANDI DI GARA

- Mancano ancora le comunicazioni ufficiali da parte delle stazioni appaltanti, ma legare per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale effettivamente assegnate potrebbero salire a otto. I due bandi conclusi, ma non ancora ufficialmente assegnati sono quello di **BELLUNO** e di **LA SPEZIA**. Relativamente alla gara nell'ATEM **BELLUNO**, il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso presentato dai 42 Comuni contro la stazione appaltante e l'operatore Italgas risultato vincitore. I Comuni hanno impugnato il valore del *VIR* da corrispondere all'operatore uscente BIM Belluno Infrastrutture Spa, società controllata dai Comuni dell'ATEM. Il bando, quindi, potrebbe essere ufficialmente assegnato a Italgas. L'ATEM **BELLUNO** è costituito da circa 45 mila PDR distribuiti in 42 Comuni per un valore (*VIR*) complessivo di 75 milioni di euro. Anche se manca ancora la comunicazione formale da parte della stazione appaltante, secondo indiscrezioni giornalistiche, Italgas si sarebbe aggiudicato anche la gara d'ambito 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 tre 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 d'ambito **GENOVA 2**, la cui scadenza era fissata al 30 settembre 2022, è stata sospesa fino alla sentenza del Consiglio di Stato. Lo scorso maggio il TAR aveva approvato il ricorso di Italgas contro la stazione appaltante Chiavari per mancanza di alcuni dati sui PDR e perché il valore *VIR* non era stato approvato dall'ARERA. La stazione appaltante, pertanto, ha sospeso la gara ATEM in attesa della decisione del Consiglio di Stato. L'ATEM è composto da quasi 110 mila PDR distribuiti in 29 comuni. Gli operatori uscenti sono Italgas e 2i Rete Gas con rispettivamente il 92% e il 7% della quota di mercato.
- Il bando per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **RIMINI**, la cui scadenza era inizialmente fissata al 30 settembre, è stato posticipato al 29 dicembre 2022. L'ATEM è costituito da quasi 193 mila PDR distribuiti in 44 Comuni. Il principale operatore incumbent è Adrigas (Gruppo Società Gas Rimini (SGR)).

M&A

- Nei primi giorni di agosto Italgas ha firmato un accordo vincolante per l'acquisizione da Fiamma 2000 Group delle reti di distribuzione e vendita di GPL, gestite in 12 Comuni della Sardegna. La rete di distribuzione oggetto dell'accordo, attualmente gestita da Sarda Reti Gas (Gruppo Fiamma) si estende per un totale di oltre 430 km e serve 12 mila clienti in 11 Comuni. L'*enterprise value* dell'operazione è di 31.7 milioni di euro. Il *closing* è previsto nella seconda metà del 2022, subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni sospensive (Golden Power). Il Gruppo Italgas gestisce in maniera totale o parziale 24 dei 38 bacini in cui è suddivisa la Sardegna. Attualmente sono 76 i Comuni dell'isola serviti da gas naturale, per un totale di 1.2 milioni di metri cubi distribuiti nei primi sei mesi del 2022.

**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	GENOVA 2	270/2021/R/gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	Sospesa	MEDIO
2	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2022	BASSO
3	BIELLA	245/2020/R/gas	485/2020/R/gas	24/12/2021	30/12/2022	MEDIO
4	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/12/2022	BASSO
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 19/09/2022

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 PLENITUDE 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