

NEWSLETTER



n. 264 Aprile 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

pag. 04

Il recepimento del DL 17/22 diviene l'occasione per una vasta modifica delle regole di mercato: ulteriori semplificazioni per l'installazione di impianti rinnovabili, revisione delle modalità di calcolo dei prezzi in tutela, contratti di lungo termine per i fotovoltaici, lotta alla povertà energetica tra i principali provvedimenti, non tutti condivisi dal mercato. Nel frattempo procede l'implementazione degli incentivi al riempimento degli stoccaggi.

02

MERCATO ELETTRICO

Perchè si riducono i volumi MSD?

pag. 10

Volatilità dei prezzi, nuovo market design e diverse strategie di dispacciamento limitano l'approvvigionamento di volumi sul mercato dei servizi. Solo i risultati dei prossimi mesi aiuteranno a capire se si tratta di un fenomeno strutturale o contingente, legato alla particolare situazione di mercato in corso. Nel frattempo, si perfeziona la riforma per la valorizzazione degli sbilanciamenti.

Box. Riforma degli sbilanciamenti al via da Aprile

pag. 13

03

MERCATO GAS NATURALE

Nasce il mercato del gas naturale in Grecia

pag. 16

Inaugurato a fine marzo 2022, il mercato spot del gas naturale in Grecia è organizzato e gestito dalla borsa dell'energia ellenica (HEnEx): una relativamente bassa rilevanza in ottica di approvvigionamento per il soddisfacimento della domanda e una forte partecipazione del TSO sono caratteristiche di un mercato giovane, con potenziale di sviluppo sull'esempio di mercati più maturi come quello italiano.

Box. Le strutture dei mercati a confronto

pag. 19

04

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Sempre più ambiziosa la sfida europea per le rinnovabili

pag. 22

Positivo l'esito della gara per il solare flottante in Portogallo. La Germania accelerare il processo di transizione energetica nei propri confini scommettendo sulle rinnovabili, con un nuovo pacchetto di riforme presentato all'inizio di aprile dal Governo tedesco che ne delinea il percorso.

Autorizzazioni: processi amministrativi e semplificazioni

pag. 23

Nei primi quattro mesi dell'anno diminuiscono sensibilmente le istanze presentate; nonostante gli annunci di accelerazione nessun eolico risulta autorizzato, mentre ottengono la luce verde 250 MW di fotovoltaico.



01

IMPRESSE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina: evoluzione del quadro normativo

Il recepimento del DL 17/22 diviene l'occasione per una vasta modifica delle regole di mercato: ulteriori semplificazioni per l'installazione di impianti rinnovabili, revisione delle modalità di calcolo dei prezzi in tutela, contratti di lungo termine per i fotovoltaici, lotta alla povertà energetica tra i principali provvedimenti, non tutti condivisi dal mercato. Nel frattempo procede l'implementazione degli incentivi al riempimento degli stoccaggi.

Nel corso del mese di aprile, l'intensa attività per il recepimento del Decreto bollette è divenuta l'occasione per una vasta revisione delle regole di mercato. Alcune misure hanno effettivamente il carattere di urgenza, e la loro implementazione procede velocemente, mentre altre presentano carattere strutturale e avranno effetti in tempi più lunghi. Nella **Tabella 1** vengono sintetizzati e messi in evidenza i principali provvedimenti presi da Governo e ARERA in capo ai Decreti Energia e Ucraina.

LEGGE DI CONVERSIONE DEL DL DEL 1 MARZO 2022, N. 17 (DECRETO ENERGIA E BOLLETTE)

Sul contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali

La scadenza a fine mese del [DL 17/2022](#) ha portato alla discussione del testo senza relazione delle Commissioni Industria e Ambiente e al rapido recepimento delle ampie modifiche proposte dalla Camera di cui segnaliamo di seguito le principali.

SOSTEGNO AI CLIENTI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

Verrà adottata una Strategia nazionale contro la povertà energetica (con decreto MiTE da emanare entro 90 giorni) per l'elaborazione di misure strutturali e di lungo periodo per contrastare la povertà energetica.

La legge n.481 del 1995 che istituisce le Autorità di regolazione viene emendata, intervenendo sui criteri in base ai quali deve essere stabilita e aggiornata la tariffa base per la fissazione dei prezzi in tutela. Al riferimento all'andamento del mercato viene infatti aggiunto quello al reale costo di approvvigionamento materia prima, lasciando all'ARERA il compito di dare indicazioni sulla definizione e determinazione del reale costo, oltre che sul relativo metodo di aggiornamento.

Vengono ampliati i criteri per la definizione degli autoconsumatori di energia rinnovabile introducendo nel criterio gli impianti FER ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera che siano direttamente connessi al cliente finale con un collegamento di lunghezza inferiore a 10 Km e a cui non siano collegate altre utenze. L'accesso agli incentivi per la condivisione dell'energia (autoconsumo collettivo o comunità energetiche) viene inoltre allargato agli autoconsumatori di energia rinnovabile che utilizzino la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e la consumino nei punti di prelievo nella propria titolarità.

SEMPLIFICAZIONI AUTORIZZAZIONI

Le semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili sono potenziate. Queste riguardano:

1. l'assoggettamento alla sola dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA) a modifiche non sostanziali che comportino un incremento della potenza installata e l'assimilazione a interventi di manutenzione ordinaria dell'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici sugli edifici che quindi non saranno subordinate all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso
2. l'applicazione della procedura abilitativa semplificata (PAS) a progetti per
 - a. impianti fotovoltaici da realizzare nelle aree idonee di potenza sino a 10 MW e di potenza fino a 20 MW se localizzati in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale nonché in discariche o lotti di discarica
 - b. impianti fotovoltaici di potenza sino a 10 MW in modalità flottante sullo specchio d'acqua di invasi e di bacini idrici (compresi gli invasi idrici nelle cave dismesse o installati a copertura dei canali di irrigazione)

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI APRILE 22 DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	RECEPIMENTO	ATTUAZIONE
DL 4/2022	27/01/2022	Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico (Sostegni-Ter)	- Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas per il Q1-22 - Taglia profitti per rinnovabili, prima versione	Congiuntamente con il maxi-emendamento AC 3522, approvato con fiducia (in fase di pubblicazione)	Delibera ARERA 35/2022 su oneri Q1 (più DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE ARERA 29/3 - orientamenti per l'attuazione del 15-bis)
DL 13/2022	25/02/2022	Misure urgenti per il contrasto alle frodi e per la sicurezza nei luoghi di lavoro in materia edilizia, nonché sull'elettricità prodotta da impianti da fonti rinnovabili (Taglia profitti)	- Taglia profitti per rinnovabili, seconda versione		Attesa Delibera ARERA su taglia profitti
DL 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 28/22 del 5 aprile	
DL 16/2022	28/02/2022	Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina (Sicurezza del sistema nazionale del gas naturale - Riattivazione Carbone)	- Sicurezza dell'Offerta: poteri speciali MITE	Confluisce nel Disegno di Legge AC 3491 di recepimento del DL 14/2022	Abrogato da legge 28/22
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)		Approvato in via definitiva al Senato il ddl n. 2588, di conversione, con modificazioni (estensione contratti <i>long term</i> a nuovi impianti PV, piattaforma PPA, estensione aree idonee)	DM 14 marzo 22 relativo alle modalità di stoccaggio per il periodo 22-23 - Delibera ARERA 97/22 Corrispettivi trasporto - DM 1 aprile 22 relativo alle modalità di stoccaggio per il periodo 22-23 - Delibera ARERA 165/22 8 aprile Conferimento stoccaggio - ARERA consultazione schemi contratti a due vie - Delibera ARERA 189/22 Ulteriori disposizioni urgenti per il conferimento della capacità di stoccaggio Delibera ARERA 190/22 Disposizioni in materia di conferimento della capacità di rigassificazione
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 - Sostegno ai clienti finali di energia elettrica e gas: incremento supporto e rateizzazione bollette - Controllo dei prezzi: rafforzati poteri e personale Garante dei Prezzi e ARERA - Taglia profitti: 10% su maggiori profitti per tutte le imprese energetiche	Disegno di legge S. 2564	Delibera ARERA 143/22 e Determina ARERA 4/22 Modalità di raccolta delle informazioni di cui all'articolo 7 del decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21 - MEMORIA ARERA PER L'AUDIZIONE IN MERITO AL DISEGNO DI LEGGE DI CONVERSIONE DEL DECRETO-LEGGE 21 MARZO + Parere Autorità Concorrenza in audizione al Senato 2022, N. 21
DEF 679/2022	20/04/2022	Documento di economia e finanza 2022 (DEF 2022) - periodo 2022-2025	Nuove misure contro il caro energia e il caro carburanti, la creazione - a livello europeo - di un fondo energetico straordinario, per mitigare gli aumenti dei prezzi e diminuire la dipendenza dalle importazioni, la proroga del Superbonus per le villette e la revisione delle norme sulla cessione dei crediti, semplificazioni delle autorizzazioni per gli impianti rinnovabili, per raggiungere e superare gli obiettivi del Pniec.		

Elaborazioni MBS Consulting

c. impianti di accumulo elettrochimico ubicati in aree dove si trovano impianti di produzione di energia elettrica a fonte rinnovabile di potenza inferiore a 300 MW

Vengono ampliati i limiti relativi alle aree industriali e agricole per l'installazione di impianti fotovoltaici e per l'accesso agli incentivi (consentita l'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici che coprano una superficie non superiore al 60% dell'area industriale di pertinenza, nelle aree agricole viene soppresso il vincolo del 10% di copertura della superficie agricola

ai fini dell'accesso agli incentivi statali, ammessi inoltre agli incentivi gli impianti solari fotovoltaici flottanti da realizzare su superfici bagnate ovvero su invasi artificiali di piccole o grandi dimensioni).

Ampliato anche lo spettro delle aree idonee, in cui vengono incluse le aree a destinazione industriale e artigianale, per servizi e logistica, tra quelle il cui utilizzo debba essere privilegiato e, con riferimento agli impianti fotovoltaici, i siti in cui sono già presenti impianti fotovoltaici, le aree agricole e le aree interne agli impianti industriali e le aree adiacenti alle reti

autostradali tra quelle individuate come idonee per legge.

SICUREZZA DELL'OFFERTA

Viene confermata la controversa misura relativa all'introduzione di un nuovo sistema di scambio di energia rinnovabile in capo al GSE, volta nelle intenzioni a garantire la remunerazione degli investimenti in fonti rinnovabili nel medio termine, la loro integrazione stabile nel mercato elettrico e il trasferimento dei benefici che ne derivano ai consumatori partecipanti al mercato elettrico stesso, ma che ha suscitato critiche sia di Confindustria (per la mancanza di indicazioni circa i prezzi di cessione) che di AIGET ed EFET (che hanno richiamato l'attenzione sugli effetti distorsivi della misura, che porta vantaggi solo per alcune aziende e costi scaricati a valle sul resto dei consumatori, oltre che sull'inadeguatezza della piattaforma GME) e che potrebbe mettere a rischio lo sviluppo del mercato privato dei PPA. La legge di conversione stabilisce infatti che il GSE offra un servizio di ritiro e acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale, mediante la stipulazione di contratti di lungo termine di durata pari ad almeno tre anni e a quella di contratti di vendita della stessa energia di durata pari a quella dei relativi contratti di acquisto. Il prezzo di vendita offerto e le modalità di cessione dell'energia dovranno essere stabilite con decreto dal Mite entro 90 giorni, tenendo conto dei costi di produzione, della redditività dell'investimento e del tetto dei prezzi elettrici imposto col decreto Sostegni ter. Il MiTE stabilirà anche le procedure specifiche con cui il GSE dovrà cedere questa energia, garantendo che i prezzi da esso definiti siano direttamente praticati ai clienti finali con priorità ai clienti finali energivori, con attenzione alle isole Sicilia e Sardegna.

Con riguardo ai contratti di acquisto gas e dell'obbligo in capo al GSE di stipulare contratti di acquisto di lungo termine, viene ristretta ai clienti industriali a forte consumo di gas con priorità per le imprese prevalente consumo termico (e non come inizialmente previsto ai clienti industriali in generale) la successiva offerta, sempre in capo al GSE (a prezzi che verranno definiti da successivo decreto del Mef), dei relativi volumi.

BIOCARBURANTI PER TRASPORTO AEREO E MEZZI PESANTI

La legge rafforza il sostegno ai biocarburanti da utilizzare in purezza (biocarburanti che non vengono

miscelati con il gasolio, provenienti da filiere sostenibili, alcuni dei quali derivano dalla lavorazione industriale dell'olio di ricino, e che generano emissioni di anidride carbonica ridotte fino al 90%). A decorrere dal 2023 la quota di biocarburanti liquidi sostenibili utilizzati in purezza è portata da almeno 200.000 ad almeno 500.000 tonnellate e l'incremento annuale nel successivo triennio passa da 50.000 a 100.000 tonnellate, mentre la produzione di biocarburanti oltre le quote obbligatorie di cui sopra è incentivata tramite procedure competitive i cui criteri e modalità di attuazione vengono definiti con successivi decreti entro 180 giorni dall'entrata in vigore del DL 2588 contestualmente all'istituzione del Fondo per la decarbonizzazione e per la riconversione verde delle raffinerie esistenti (la dotazione è pari a euro 205 milioni per l'anno 2022, a euro 45 milioni per l'anno 2023 e a euro 10 milioni per l'anno 2024)

PROVEDIMENTI DI ATTUAZIONE DEL DECRETO UCRAINA: MERCATO DEL GAS NATURALE E STOCCAGGI

Numerosi nel corso del mese di aprile i provvedimenti di attuazione del [Dlgs 21/2022](#) del 21 marzo in tema di riempimento degli stoccaggi e monitoraggio del mercato del gas naturale, con un nuovo [DM](#) del MiTE del 1 aprile che supera quello precedente del 14 marzo relativo alle modalità di stoccaggio per il periodo 2022-2023, mentre l'ARERA ha aperto una [consultazione](#) su tre possibili schemi di contratti incentivanti a due vie, oltre a deliberare su corrispettivi di trasporto e conferimento dello stoccaggio ([97/2022](#) e [165/2022](#)). Da ARERA sono state inoltre pubblicate una Determina ([4/2022](#)) e una [Memoria](#) in merito all'attuazione del Decreto Ucraina, su cui ha dato un parere anche l'Autorità Concorrenza nell'[audizione al Senato n.21](#) di quest'anno.

DELIBERA ARERA 30 MARZO 22: MODALITÀ DI RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI SUI CONTRATTI GAS

La delibera attua quanto stabilito dal Decreto Ucraina riguardo all'obbligo di trasmettere i contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano e le loro eventuali modifiche al MiTE e all'ARERA in capo ai titolari dei contratti stessi, con lo scopo di valutare, tra l'altro, alla luce dell'attuale situazione di crisi, il reale costo, storico e prospettico, per il sistema paese, delle importazioni di gas naturale, stabilendo che:

1.i titolari dei contratti di approvvigionamento

trasmettano all'AREARA copia integrale dei medesimi contratti se di durata almeno annuale

2. il Direttore della Direzione Mercati Energia all'ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità abbia mandato per individuare i contratti più rappresentativi e inviare richieste di informazioni relative a

- a. volumi, flessibilità e obblighi di ritiro
- b. costi fissi e variabili e formule di calcolo
- c. valuta di denominazione e pagamenti
- d. rinegoziazioni e clausole per la rideterminazione dei termini contrattuali

DM MITE 1 APRILE 2022 N.138 IN MATERIA DI SICUREZZA DEL SISTEMA NAZIONALE DEL GAS NATURALE

Le misure del Decreto, oltre ad assegnare al gestore della rete di trasporto il compito di approvvigionarsi direttamente e iniettare in stoccaggio i volumi di gas necessari a garantire il funzionamento della rete stessa nel corso del mese di aprile, sono volte a favorire l'iniezione in stoccaggio attraverso la riduzione del rischio di prezzo prevedendo aste con cadenza settimanale dal 1 aprile al 31 ottobre per quanto i prodotti con iniezione mensile con i seguenti meccanismi:

1. prezzi di riserva nulli per la capacità
2. contratti per differenza a due vie che coprano il rischio prezzo (differenziale tra prezzi nel periodo di immissione e prezzi nel periodo di prelievo invernale)
3. adeguamento in aumento delle penali applicabili per il mancato riempimento delle capacità allocate
4. possibilità per le imprese di stoccaggio di consentire iniezioni (dove possibile) anche superiori a quelle conferite mediante allocazione
5. priorità per l'assegnazione di capacità attraverso aste ai titolari di contratti di importazione di gas con consegna ai punti di entrata della rete italiana di trasporto e ai terminali di rigassificazione italiani, o di contratti di fornitura a clienti finali ubicati nel territorio italiano.

DL ARERA 165/2022 DEL 8 APRILE: DISPOSIZIONI URGENTI PER IL CONFERIMENTO DELLA CAPACITÀ DI STOCCAGGIO

La delibera a seguito della limitata capacità di stoccaggio allocata in [esito](#) alle prime aste svoltesi secondo il calendario previsto dal DM del 14 marzo

2022, prevede le misure aggiuntive volte ad assicurare il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento di almeno il 90% della capacità di stoccaggio che si applicano alle aste settimanali previste dal 1 aprile al 31 ottobre di cui sopra.

Tra queste figura l'applicazione di un premio di giacenza alla capacità di stoccaggio allocata nell'ambito delle procedure di allocazione dei prodotti con iniezione stagionale e mensile a partire dal 1 aprile pari al prodotto della giacenza (per prodotti con iniezione mensili pari alla minore tra quella al 1 novembre 2022 e quella al termine del mese di iniezione e per prodotti a iniezione stagionale pari a quella al 1 novembre 2022) di gas dell'utente e un premio unitario stabilito in prima applicazione a 5 €/MWh.

CONSULTAZIONE ARERA 14 APRILE 22 E DELIBERA 27 APRILE 22: CONTRATTO PER DIFFERENZE A DUE VIE

Sono stati proposti tre schemi di Contratto per differenze a due vie che l'utilizzatore dello stoccaggio può sottoscrivere - per quantità sino alla capacità che gli è stata conferita - in alternativa al premio di giacenza di 5 €/MWh previsto dalla [delibera 8 aprile 2022](#). La consultazione si è chiusa il 20 aprile e l'Autorità ha successivamente deliberato scegliendo tra i tre schemi proposti il DELTA, con un ancoraggio al PSV.

La **Tabella 2** sintetizza i tre schemi di C2V proposti dall'ARERA.

In relazione a ciascun giorno del periodo di riferimento l'utente assegnatario si impegna a pagare al responsabile del bilanciamento, se positiva, la Differenza Giornaliera, moltiplicata per la prestazione giornaliera del giorno G e il fattore p . Viceversa, se la Differenza Giornaliera è negativa, il responsabile del bilanciamento si impegna a pagarla all'utente assegnatario moltiplicata per la prestazione giornaliera del giorno G e il fattore r . La prestazione giornaliera è per ciascun giorno del periodo di riferimento è il prodotto fra il profilo giornaliero (definito dalle società di stoccaggio e rispecchiante l'utilizzo tipico nel periodo di riferimento) e la capacità di spazio cui è associato il CD2V. I fattori p ed r sono rispettivamente la somma e la differenza tra 1 e la quota non riempita. Tutti gli schemi di contratto proposti contengono quindi un incentivo non soltanto all'acquisto della capacità di stoccaggio, ma anche al suo totale riempimento.

TABELLA 2. PROPOSTE ARERA DI SCHEMI PER C2V e SCHEMA FINALE

	SCHEMA 1: INVERNO	SCHEMA 2: DELTA	SCHEMA 3: ESTATE	DELTA CON ANCORAGGIO PSV
PERIODO DI RIFERIMENTO	dal 1-11-22 al 31-3-23	dal 1-11-22 al 31-3-23	periodo iniezione	dal 1-11-22 al 31-3-23
PREZZO EFFETTIVO per ciascun giorno del periodo di riferimento	SAP	SAP meno prezzo medio approvvigionamento	SAP	PSV giorno G o CMEM (per il trimestre a cui appartiene il giorno G) meno prezzo medio approvvigionamento
PREZZO MEDIO DI APPROVVIGIONAMENTO				PSV di ciascun giorno del periodo di iniezione moltiplicato per il profilo giornaliero di iniezione
PREZZO DI RIFERIMENTO fissato e reso noto prima del termine per la richiesta di capacità cui è associato il CD2V	quotazioni gas PSV nel periodo di iniezione + componente commisurata ai costi e rischi del servizio per l'utente (inclusi oneri finanziari)	commisurato ai costi e ai rischi del servizio per l'utente (inclusi gli oneri finanziari)	quotazioni gas PSV nel periodo invernale meno componente commisurata ai costi e ai rischi del servizio per l'utente (inclusi oneri finanziari)	$R + Of - Pg$ dove: $R = 2 \text{ €/MWh}$, $Of =$ onere finanziario, $Pg =$ premio giacenza (stabilito a oggi in 5 €/MWh)
DIFFERENZA GIORNALIERA	differenza relativa a ciascun giorno del periodo di riferimento fra prezzo effettivo e prezzo di riferimento	differenza relativa a ciascun giorno del periodo di riferimento fra prezzo effettivo e prezzo di riferimento	differenza relativa a ciascun giorno del periodo di riferimento fra prezzo effettivo e prezzo di riferimento	differenza relativa a ciascun giorno del periodo di riferimento fra prezzo effettivo e prezzo di riferimento

Elaborazioni MBS Consulting

Nello schema scelto dall'ARERA sia il prezzo effettivo che il prezzo medio di approvvigionamento sono ancorati al PSV, mentre il prezzo di riferimento è definito da una componente fissa determinata in 2 €/MWh e da una componente variabile che rispecchia gli oneri finanziari associati all'immissione di gas in stoccaggio.

Rispetto a quanto proposto nel documento di consultazione sono inoltre state confermate:

- la possibilità di prevedere clausole di salvaguardia finalizzate alla sospensione parziale degli obblighi contrattuali in casi particolari, come eventi che pregiudicano il sistema di approvvigionamento del sistema del gas o il superamento di limiti di prezzo predefiniti

- la necessità di definire opportuni scambi di informazioni tra imprese di stoccaggio e responsabile del bilanciamento relativi ai rispettivi obblighi contrattuali e di limitare la possibilità di cessione delle capacità di stoccaggio e del CD2V

Vengono inoltre previste dalla delibera le tempistiche dei pagamenti (che dovrebbero essere mensili nel periodo novembre 2022 - marzo 2023) e viene prevista la possibilità di considerare i volumi di gas presenti nelle capacità di stoccaggio cui è associato il CD2V come garanzia del pagamento degli importi del CD2V nei confronti del responsabile del bilanciamento.

02



MERCATO

ELETTRICO

Perchè si riducono i volumi MSD?

Volatilità dei prezzi, nuovo market design e diverse strategie di dispacciamento limitano l'approvvigionamento di volumi sul mercato dei servizi. Solo i risultati dei prossimi mesi aiuteranno a capire se si tratta di un fenomeno strutturale o contingente, legato alla particolare situazione di mercato in corso. Nel frattempo, si perfeziona la riforma per la valorizzazione degli sbilanciamenti.

IL PREZZI DELLE COMMODITY E IL NUOVO MARKET DESIGN

Tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022, si è registrata una significativa contrazione dei volumi approvvigionati da Terna nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, dapprima localizzata in alcune aree specifiche, ma poi generalizzata all'intero sistema elettrico italiano.

Confrontando i risultati cumulati dei volumi complessivamente scambiati fino al 10 aprile 2022 con quelli riferiti allo stesso periodo degli ultimi due anni, si può notare come tale riduzione si sia verificata sia nella fase di programmazione MSD ex-ante (-68% e -61% rispetto al 2020 e al 2021 che nella fase di bilanciamento in tempo reale MB (-61% e -51% rispetto al 2020 e al 2021). In particolare, nel MSD ex-ante, le contrazioni maggiori hanno riguardato i servizi a salire con volumi ridotti di circa il 72% rispetto al 2020 e del 67% rispetto al 2021 (**Figura 1**), mentre nel caso del MB le contrazioni più significative si sono verificate nell'approvvigionamento di volumi a scendere, inferiori di circa il 76% rispetto al 2020 e del 68% rispetto al 2021 (**Figura 2**).

Dall'analisi svolta, seppur limitata da una storia di dati ancora abbastanza ridotta, è emerso come alla

base di tali dinamiche non ci sia un'unica variabile ma, al contrario, concorrano diversi fattori, alcuni di natura strutturale, legati alle modifiche del disegno di mercato tutt'ora in corso e a un possibile cambiamento della gestione operativa del TSO sul Mercato dei servizi di Dispacciamento, altri di natura più contingente, connessi all'eccezionale impennata dei prezzi delle commodity. Possono aver contribuito alla riduzione dei volumi anche gli interventi di rete, come l'installazione di compensatori sincroni in alcune aree soggette a problemi di tensione o la partenza delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento (TERRE), anche se le informazioni disponibili su questi ultimi punti risultano ancora piuttosto limitate per quantificarne l'effetto.

L'IMPATTO SUI VOLUMI MSD-MB DEL RALLY DEI PREZZI DELLE COMMODITY

Il forte rialzo dei prezzi gas, che ha determinato l'eccezionale impennata dei prezzi elettrici dell'ultimo periodo, ha avuto una delle sue principali ripercussioni sulla competitività delle diverse risorse di produzione termoelettrica. A partire da metà del 2021, la produzione elettrica tramite impianti alimentati a

FIGURA 1. VOLUMI CUMULATI SCAMBIATI SU MSD (GWh)
Periodo analizzato: 1 gennaio - 10 aprile

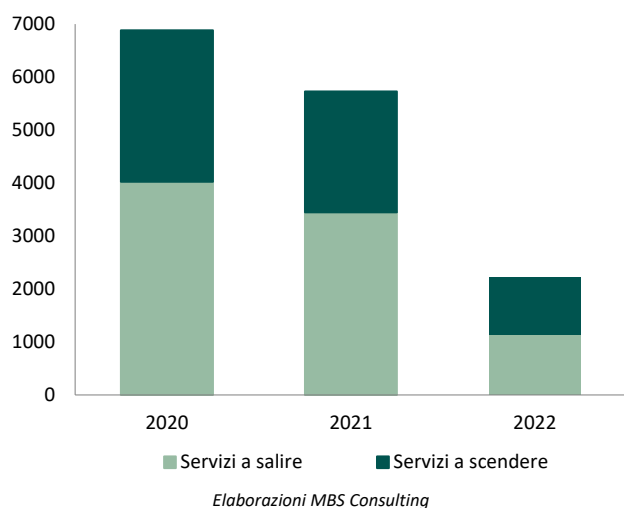
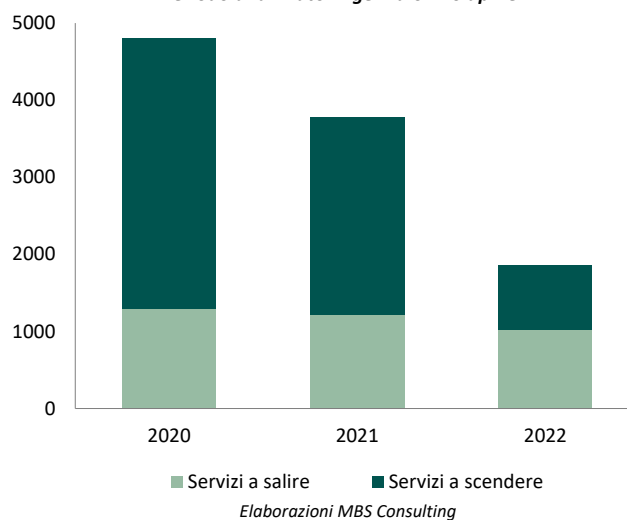


FIGURA 2. VOLUMI CUMULATI SCAMBIATI SU MB (GWh)
Periodo analizzato: 1 gennaio - 10 aprile



carbone è tornata ad essere più conveniente rispetto a quella a gas, invertendo lo *switching* a cui stavamo assistendo già da diversi anni (**Figura 3**).

La maggior presenza di impianti a carbone attivi dispacciabili ha garantito una maggior sicurezza del sistema elettrico, contribuendo in maniera rilevante sia all'inerzia della rete che alla fornitura di una consistente banda di regolazione, già disponibile a valle dei mercati dell'energia del Giorno prima (MGP) e di quello Infragiornaliero (MI). Infatti, gli impianti a carbone, essendo meno flessibili rispetto a quelli a gas che possono accendersi o spegnersi in maniera rapida a seconda delle esigenze di sistema e del segnale di prezzo, restano piuttosto accesi, modulando la produzione e lasciando una banda di regolazione disponibile e dispacciabile da Terna che quindi può "risparmiare" risorse nella prima fase del MSD ex-ante.

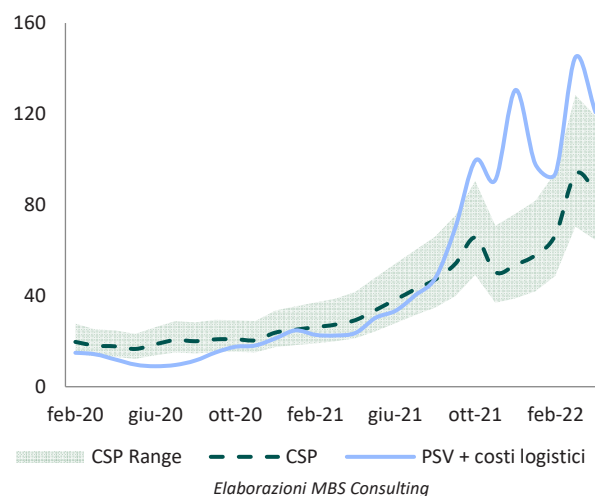
Il rally dei prezzi delle *commodity* ha influenzato anche le strategie di offerta degli *asset* di generazione sui mercati elettrici. Se i prezzi sul MGP e sul MI seguono in maniera pressoché proporzionale l'andamento del prezzo del gas, lo stesso non si può dire dei prezzi sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento: mentre l'andamento dei prezzi dei servizi a scendere rimane parallelo ai prezzi sul MGP, il prezzo dei servizi a salire risponde all'effetto *commodity* in misura minore, soprattutto nella fase MSD ex-ante. Questo ha fatto sì che il livello di remunerazione relativa sul MSD rispetto al MGP sia meno elevato rispetto al passato, spingendo così gli operatori a non trattenere capacità, preferendo la certezza dei ricavi ottenibili su MGP-MI piuttosto che incorrere nel rischio di non essere chiamati sul MSD a causa della maggior concorrenza e dei volumi ridotti.

La maggiore operatività riscontrata sul MGP può essere legata anche alla partenza del *Capacity Market* con *delivery* a gennaio 2022, che impone agli operatori assegnatari di capacità l'obbligo di offerta in tutte le ore della giornata dapprima sul MGP-MI e, nel caso in cui la capacità non sia stata accettata, anche sul Mercato dei Servizi.

L'IMPATTO SUI VOLUMI MSD-MB DELLE RIFORME DEL MARKET DESIGN

Dal punto di vista regolatorio, all'interno del processo di riforma del disegno di mercato in corso, il maggior impatto sui volumi approvvigionati da Terna nel Mercato dei Servizi Ancillari l'ha senz'altro avuto la partenza del Mercato Infragiornaliero *Cross-Border*

FIGURA 3. CSP e PSV: MEDIA MENSILE (€/MWh)
Dati aggiornati fino al 17 aprile 2022



(XBID) ([Newsletter 257](#)). In particolare, l'estensione della gate closure del Mercato Infragiornaliero fino a un'ora prima della *delivery* ha profondamente modificato la relazione e l'integrazione con il MSD.

Infatti, se nell'organizzazione precedente, le fasi del MSD, e quindi l'intervento di Terna, coprivano un intervallo di diverse ore prima della consegna, ora, con la chiusura della contrattazione infragiornaliera continua in h-1, MSD viene limitato alla sola ultima ora prima della consegna. Pertanto, gli sbilanciamenti che avvengono nell'ultima fascia oraria del mercato continuano ad essere gestiti dal Mercato dei Servizi e dal Mercato del Bilanciamento (MB), mentre tutto quello che avviene fino a h-1 è potenzialmente gestibile attraverso XBID: così, una parte dei volumi rilevanti sul MSD possono diventare appannaggio del MI.

Oltre a questo, visto che l'operatività su MSD ex-ante viene di fatto limitata solo all'ultima ora di mercato, è stata data a Terna la possibilità di definire, nel corso del Mercato Infragiornaliero, degli "intervalli di fattibilità", ossia delle bande di riserva, a oggi non remunerate, che limitano l'operatività degli operatori su XBID. L'utilizzo di questo strumento ha permesso a Terna di approvvigionarsi in anticipo, senza ulteriori costi per il sistema, di una disponibilità di regolazione generalmente remunerata nella fase MSD ex-ante. È probabile che l'Autorità riveda le modalità di approvvigionamento di tale servizio, prevedendo il riconoscimento di una remunerazione nei confronti degli operatori che mettono a disposizione parte della loro capacità a favore della sicurezza del sistema.

NUOVE LOGICHE DI DISPACCIAMENTO?

L'ultima ragione che potrebbe aver influito sulla contrazione dei volumi scambiati sul Mercato dei Servizi è riconducibile a un possibile cambio delle logiche di gestione del dispacciamento da parte del TSO, collegato al meccanismo di incentivazione, introdotto con la [Delibera 597/2021/R/eel](#) ([Newsletter 257](#) e [261](#)), da erogare a Terna in caso di riduzione dei costi di dispacciamento rispetto a un anno scelto come riferimento. Non potendo agire sui prezzi del MSD, trattandosi un mercato *pay-as-bid* in cui i prezzi vengono fissati dagli operatori, Terna può controllare i costi agendo unicamente sui volumi approvvigionati, che dipendono a loro volta dal grado di sicurezza che deve essere garantito al sistema. È possibile, anche se ancora da contro verificare, che Terna stia sperimentando la possibilità, in alcune circostanze, di razionalizzare e ottimizzare l'approvvigionamento di risorse per la sicurezza, rispetto a quanto faceva prima dell'introduzione

dello schema di incentivazione. Ad esempio, nelle porzioni di rete caratterizzate da criticità di tensione, Terna ha sempre fatto ricorso all'accensione e al mantenimento in giri del parco termoelettrico, soprattutto nelle ore di bassa domanda. Un esempio è l'area di rete tra le province di Napoli e Caserta, dove Terna ha storicamente dispacciato sul MSD almeno una (ma spesso anche due) delle centrali a gas esistenti, al fine di supportare la tensione sulla rete. Nel 2022, si è osservata una forte discontinuità in quella che sembrava una dinamica oramai consolidata, con una forte riduzione delle chiamate in accensione al minimo tecnico. Ad esempio, nel giorno del 6 gennaio, Terna ha completamente annullato le chiamate in accensione su MSD ex-ante pur in condizioni di mercato simili a quelle degli scorsi anni (**Figura 4**).

Tutti questi fattori, che coinvolgono il mercato, la regolazione e la gestione operativa del sistema, stanno generando una forte discontinuità nelle

FIGURA 4. DOMANDA E VOLUMI DI MERCATO - 6 GENNAIO



Elaborazioni MBS Consulting

dinamiche sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento ed è difficile fare ipotesi su come tali tendenze si evolveranno nel futuro. I risultati di mercato dei prossimi mesi potrebbero risultare cruciali per capire

se quello a cui stiamo assistendo si tratta di un fenomeno strutturale o di natura contingente legato alla particolare situazione di mercato in corso.

BOX. RIFORMA DEGLI SBILANCIAMENTI AL VIA DA APRILE

Il 1 aprile 2022 è entrata in vigore la nuova disciplina degli sbilanciamenti ([Delibera 523/2021/R/eel](#)) che modifica le regole per le risorse abilitate e non abilitate.

Il processo di riforma del capitolo 7 del Codice di Rete è iniziato con la consultazione [292/2021/R/eel](#) a luglio dello scorso anno ([Newsletter 256](#)) ed è proseguito con la Delibera 523/2021/R/eel con cui l'ARERA ha confermato gran parte degli aspetti contenuti nel DCO. L'ARERA ha tuttavia demandato a TERNA il compito di definire le modalità di calcolo del valore delle attivazioni evitate, semplificare la definizione della quantità di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento e di definire la metodologia per la determinazione dell'aggregazione dinamica delle zone di mercato. Lo scorso febbraio Terna quindi ha avviato una [consultazione](#) sui primi due punti, posticipando la discussione del terzo in un momento successivo con l'obiettivo di arrivare alla sua applicazione nel 2023. La proposta formulata da Terna in sede di consultazione è stata approvata dall'ARERA il 22 marzo, con la [Delibera 123/2022/R/eel](#).

Le modifiche apportate direttamente dalla Delibera 523/2021 (quindi non oggetto di consultazione) sono le seguenti:

- applicazione del *single pricing* a tutte le risorse, indipendentemente dalla loro natura (abilitata, non abilitata, FRNP), che dovrebbe aprire l'opportunità per le unità abilitate di ricevere un premio nel caso in cui lo sbilanciamento aiuti il sistema¹
- definizione di nuovi corrispettivi di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento, che limitano l'opportunità di ricevere il premio per le unità abilitate ai soli casi di assenza di ordine di dispacciamento e all'interno dei limiti dell'intervallo di fattibilità definito da Terna ai fini della partecipazione al mercato infra giornaliero, quindi eventuali comportamenti speculativi
- estensione dell'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità abilitate, pensato per evitare che un operatore con sbilanciamenti opposti e compensativi in due zone diverse, ma appartenenti allo stesso aggregato zonale, possa ottenere un premio di arbitraggio tra i prezzi zonal, speculando sul prezzo di sbilanciamento calcolato non singolarmente sulle singole zone, ma su un aggregato di zone
- definizione del prezzo di sbilanciamento basata sulla media ponderata dei prezzi delle attivazioni di bilanciamento, includendo anche i prezzi di ciascuna piattaforma europea di bilanciamento, ponderati per il fabbisogno approvvigionato da Terna sulla piattaforma stessa
- introduzione di una componente incentivante da sommare al prezzo di sbilanciamento per evitare segnali distorsivi tra le diverse sessioni di mercato e pari alla differenza, se negativa (positiva) tra il prezzo MGP e il prezzo MB a scendere (salire), nel caso di zona lunga (corta).

Le modifiche oggetto di consultazione, in quanto competenza di Terna, approvate dall'ARERA sono invece le seguenti:

- definizione di due modalità di calcolo del valore delle attivazioni evitate (che si verificano quando due o più sbilanciamenti si compensano tra loro evitando che la zona vada effettivamente in sbilanciamento, la vecchia disciplina degli sbilanciamenti non ne prevedeva un esplicito calcolo, ma unicamente il riferimento al prezzo MGP incompatibilmente con la metodologia ACER)

1. la prima basata sui prezzi offerti in vendita e in acquisto nel mercato di bilanciamento (MB) nei casi in cui:

¹ Secondo la precedente regola del dual pricing, lo sbilanciamento non poteva mai essere premiante, penalizzando in caso di sbilanciamento nella stessa direzione della macrozona, ed essendo neutro (prezzo MGP) in caso di sbilanciamento contrario alla macrozona.

- lo sbilanciamento aggregato zonale della macrozona di riferimento è uguale a zero
- lo sbilanciamento aggregato zonale della macrozona di riferimento risulta diverso da zero, ma vi sia assenza di accettazioni in acquisto (vendita) sul MB e di fabbisogni a scendere (salire) approvvigionati sulla piattaforma RR e la somma degli sbilanciamenti aggregati zonalmente delle macrozone sia pari a zero
- la somma degli sbilanciamenti aggregati zonalmente delle macrozone sia diversa da zero e non perfettamente compensata attraverso la partecipazione alla piattaforma di *Imbalance Netting*

2. la seconda basata sull'*opportunity price* definito nell'ambito della piattaforma europea di *Imbalance Netting*, nel caso in cui lo sbilanciamento aggregato della macrozona risulti diverso da zero, vi sia assenza di accettazioni in acquisto (vendita) sul MB e di fabbisogni a scendere (salire) approvvigionati sulla piattaforma RR nelle zone appartenenti alla macrozona di riferimento, la somma degli sbilanciamenti aggregati zonalmente delle macrozone sia diversa da zero, ma perfettamente compensata attraverso la partecipazione alla piattaforma *Imbalance Netting*.

- definizione semplificata della quantità di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento, che prevede l'eliminazione dell'ordinamento delle offerte accettate attualmente in vigore, dal momento che nella nuova disciplina il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini è il medesimo per tutte le offerte.

Tra le principali novità previste dalla riforma della disciplina degli sbilanciamenti rimandate ai prossimi anni, ci sono le seguenti due disposizioni:

- allineamento alle zone di mercato (anziché alle macrozone, come avviene attualmente) delle aree di prezzo di sbilanciamento, con la possibilità di aggregarle in assenza di congestioni (la metodologia per la determinazione dell'aggregazione dinamica delle zone di mercato, che dovrebbe entrare in vigore nel 2023, è ancora in corso di definizione da parte di Terna)
- uniformazione a 15 minuti per tutte le risorse del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti, incluse le unità non abilitate (l'implementazione di tale riforma è stata rimandata al 1 gennaio 2025).

L'ARERA ha aperto inoltre alla possibilità di introdurre una remunerazione degli intervalli di fattibilità, che sarà rivalutata successivamente, riconducendola all'interno del processo più ampio di riforma della disciplina del dispacciamento.

03



MERCATO GAS NATURALE

Nasce il mercato del gas naturale in Grecia

Inaugurato a fine marzo 2022, il mercato spot del gas naturale in Grecia è organizzato e gestito dalla borsa dell'energia ellenica (HEnEx): una relativamente bassa rilevanza in ottica di approvvigionamento per il soddisfacimento della domanda e una forte partecipazione del TSO sono caratteristiche di un mercato giovane, con potenziale di sviluppo sull'esempio di mercati più maturi come quello italiano.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO GRECO

L'apertura alla competizione, spinta dalle politiche di liberalizzazione dei mercati energetici messe in atto in Europa dall'inizio degli anni 2000, è stata recepita in Grecia in ritardo rispetto agli altri paesi. L'apertura del primo mercato *forward* organizzato dell'energia elettrica e gestito dall'*Hellenic Energy Exchange* (HEnEx) si è avuta soltanto nel marzo 2020. La revisione della struttura del mercato dell'elettricità fisico a breve termine, gestito da HEnEx, con le sessioni *intraday* e *balancing*, è partita immediatamente dopo, a novembre 2020, con l'obiettivo di integrare il *target model* europeo (introdotto con il [regolamento UE n. 312/2014](#) per la creazione di mercati spot e l'efficientamento delle capacità di trasporto) nel mercato ellenico.

Un passo fondamentale nella direzione del *target model* europeo è stata l'istituzione del mercato organizzato *spot* del gas naturale avvenuta a marzo 2022 e sempre gestito da HEnEx. Qui gli operatori possono scambiare contratti con date di consegna a uno, due o tre giorni o durante il giorno stesso con prodotti dedicati, dando dunque avvio a un mercato organizzato in aggiunta al *trading over-the-counter* già consentito. Come da linea guida del *target model* è permessa la partecipazione del TSO greco, Desfa, che ha ricoperto un ruolo determinante in queste prime settimane dal lancio del nuovo mercato.

Il neo costituito mercato del gas naturale in Grecia ha caratteristiche diverse da quelle dei mercati più maturi come quello italiano, legate sia a un diverso disegno sia alla sua, per ora, breve vita. La forte partecipazione del TSO in Grecia, riconducibile al disegno di mercato, creando forte volatilità, sembra effettivamente non aderire pienamente alle linee guida del *target model* europeo, mentre prezzi *spot* non ancora allineati agli altri mercati europei, ma ai contratti di fornitura di lungo periodo, così come la rilevanza ancora marginale del mercato *spot* per l'approvvigionamento degli operatori in ottica di soddisfacimento della domanda gas, sono caratteristiche riconducibili alla sua recente apertura.

DOMANDA: IL DIVERSO ANDAMENTO STAGIONALE DEI CONSUMI IN GRECIA RISPETTO ALL'ITALIA

Dalle differenti ripartizioni dei consumi gas in Grecia e in Italia derivano in buona parte i diversi approcci al mercato degli operatori.

Nel 2021 la domanda di gas in Grecia è stata di poco superiore ai 70 TWh (circa 7 Bcm), con circa 19 TWh nel Q1 2022, in crescita del 7% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. La domanda del mercato italiano nel 2021 si è attestata su livelli ben più alti, pari a circa 800 TWh (sui 75 Bcm), con un consumo pari a circa 270 TWh nel Q1 2022, in crescita del 2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Quasi la totalità del gas consumato in Grecia viene importato dai paesi limitrofi, interconnessi al sistema greco tramite i seguenti punti di entrata dislocati ai confini (**Figura 1**):

- Sidirokastro al confine con la Bulgaria (gasdotto)
- Kipi al confine con la Turchia (gasdotto)
- Nea Mesimvria, punto d'entrata della TAP in Grecia (gasdotto)
- Tra i punti di importazione del paese si annovera anche Revythoussa, isola a sud di Agia Triada, terminal di GNL e sede del più importante rigassificatore della Grecia.

Assenza di stoccaggi e bassi livelli di export (pochi volumi all'anno verso la Bulgaria) caratterizzano la situazione greca; le importazioni via gasdotto e GNL essenzialmente alimentano la domanda interna, guidata dal comparto termoelettrico, seguito dal settore *retail* e industriale (**Figura 2**). Si evidenzia un *mix* di consumo molto diverso da quello italiano, dove prevale invece il settore *retail*, che nel 2021 ha pesato per il 45% sul totale, seguito dal termoelettrico e dall'industriale.

FIGURA 1. PUNTI DI ENTRATA DEL SISTEMA GAS GRECO



Elaborazioni MBS Consulting

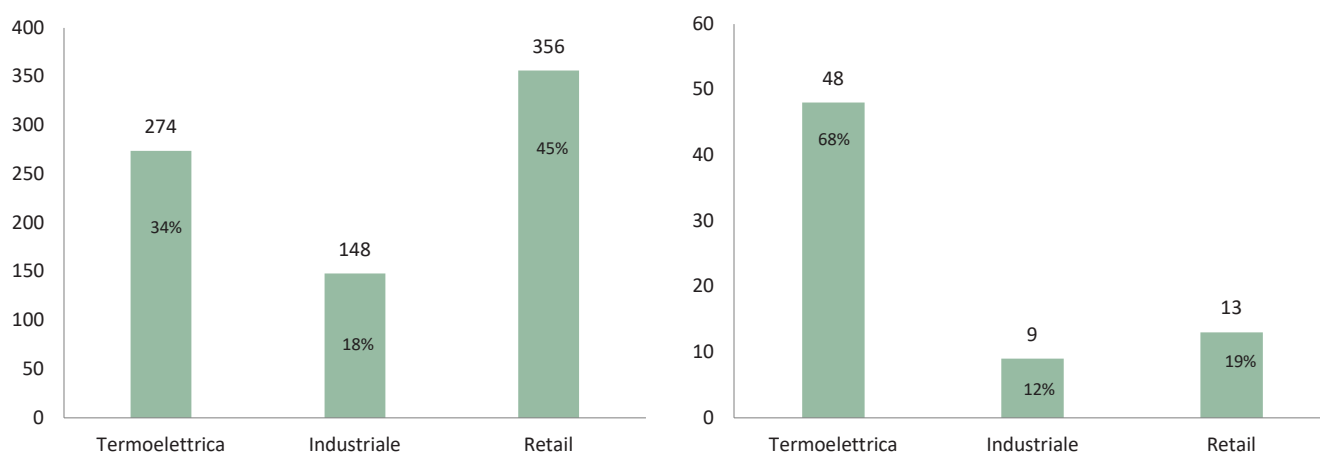
La differenza nell'impatto dei diversi comparti sulla domanda dei due paesi determina un diverso comportamento degli operatori nel mercato gas. In Italia i consumi di gas nel periodo invernale costituiscono il 36% del totale della domanda finale (nella **Figura 3** sono rappresentate le percentuali di consumo per ogni mese sul totale del 2021 ottenute sommando i consumi per categoria e normalizzando rispetto ai consumi totali dell'anno),

con la componente *retail* che costituisce l'ambito di consumo principale, contro il 26% in Grecia. La forte stagionalità della domanda in Italia richiede un'adeguata capacità di stoccaggio e trasporto. In Grecia la domanda è maggiore nei mesi estivi (settembre incluso), con la quota di consumo che sale al 35%, guidata dal comparto termoelettrico, mentre in Italia si attesta al 23%. Nel paese ellenico, l'elevato impatto della domanda termoelettrica

FIGURA 2. CONFRONTO TRA LA DOMANDA IN GRECIA E IN ITALIA PER CATEGORIA (2021)

Domanda gas in Italia 2021 (TWh)

Domanda gas in Grecia 2021 (TWh)



Elaborazioni MBS Consulting

determina infatti la necessità di far fronte ai bisogni delle centrali: una variazione nella domanda di elettricità del paese può determinare quindi un forte sbilanciamento anche nei volumi gas che le aziende operatrici devono gestire a mercato.

In Italia oltre l'82% dei consumi viene soddisfatto dalle importazioni via gasdotto, attraverso i sei punti di entrata di Passo Gries (che collega il Nord Europa), di Tarvisio e Gorizia (dove arriva il gas proveniente dalla Russia), Melendugno (dove attraverso il TAP arriva il gas azero), Gela (gas proveniente dalla Libia) e Mazara del Vallo (dall'Algeria). Circa il 13% della domanda di gas è stata fornita via GNL, con i rigassificatori di Panigaglia, Livorno e Cavarzere, mentre il restante 4% della domanda è soddisfatto dalla produzione nazionale di gas.

Pur disponendo di minori punti di entrata rispetto all'Italia, il *mix* di importazione in Grecia risulta diversificato e a seconda delle necessità il peso degli arrivi dai diversi punti può variare sensibilmente (**Figura 4**). Se da un lato questo rende le previsioni relative all'import abbastanza complesse, dall'altro riduce la dipendenza della Grecia dai singoli paesi produttori. Fattore questo di particolare rilevanza, soprattutto alla luce dell'attuale delicato periodo storico, come dimostra la recente notizia (poi smentita) di un fermo dei flussi dal gasdotto al confine con la Bulgaria (di provenienza russa). Nei primi mesi del 2022 la Grecia aveva già infatti ridotto la quota del gas importato dalla Bulgaria a circa il 30% del totale, dal 40% medio registrato nel 2021.

Questa varietà nel *mix* permette una sicurezza negli approvvigionamenti anche in casi di imprevedibilità delle forniture, che garantisce una certa stabilità nei volumi disponibili e scambiabili anche a mercato.

DAL CONFRONTO CON IL MERCATO GAS DEL GME EMERGONO LE DEBOLEZZE DEL GIOVANE MERCATO DI HENEX

Se il mercato del gas naturale greco è di recentissima nascita, quello italiano ha una storia più profonda: l'avvio del mercato *spot* (mercato "a pronti", MP-GAS) risale al 2010, abilitato dalla piattaforma di scambio M-GAS, organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), che svolge il ruolo di controparte centrale. I volumi di gas naturale scambiati sono registrati sul Punto di Scambio Virtuale (PSV) e risultano funzionali anche al bilanciamento complessivo del sistema gas.

FIGURA 3. CONFRONTO TRA LA STAGIONALITÀ DELLA DOMANDA IN GRECIA E IN ITALIA (2021)

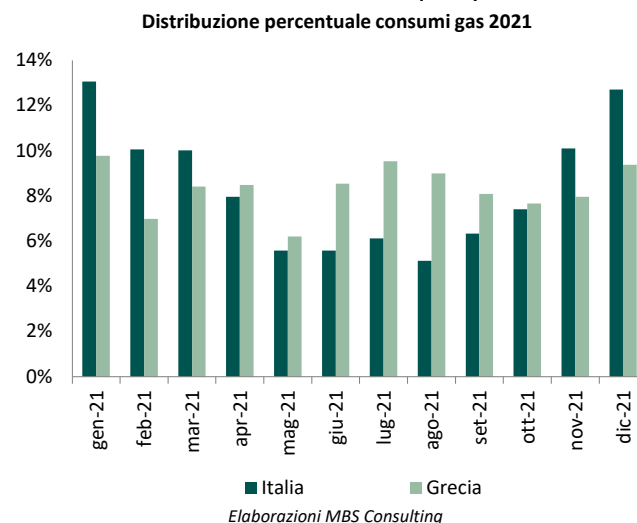
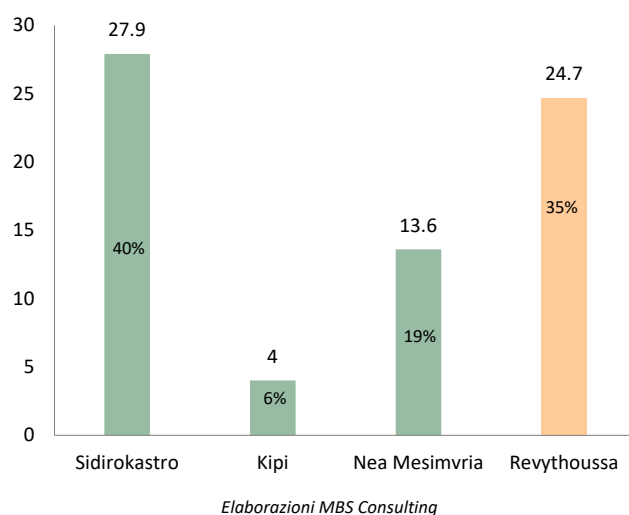


FIGURA 4. MIX DI IMPORTAZIONE GAS IN GRECIA - 2021 (TWh)



Fino al 2016, in Italia la partecipazione di Snam nei mercati gas avveniva solo all'interno del MGS: il TSO istituiva aste per l'acquisto o vendita di gas già presente negli stoccaggi, permettendone la partecipazione agli operatori. Successivamente, il mercato gas italiano ha iniziato a mostrare liquidità, in ragione del nuovo regime di bilanciamento operato da Snam che prevedeva la partecipazione al mercato principale (MGP e MI) per approvvigionare o vendere risorse per il bilanciamento di sistema. Il ruolo del TSO, benché residuale secondo quanto previsto dal *target model*, è stato, ed è ancora, caratterizzato da una partecipazione attiva al mercato continuo, divenendo controparte con cui gli operatori di mercato possono chiudere transazioni sulla rete di trasporto. Durante lo svolgimento di un'asta all'interno del mercato a pronti italiano, in qualunque dei comparti descritti, non vi è la sospensione del mercato a negoziazione continua. Si tratta di una differenza fondamentale

BOX. LE STRUTTURE DEI MERCATI A CONFRONTO

Il mercato *spot* di HEnEx e il mercato a pronti italiano presentano differenze strutturali entro cui i partecipanti devono operare. Nel mercato di HEnEx si hanno essenzialmente due meccanismi per fare compravendita di gas: il mercato a negoziazione continua e il mercato delle aste:

- il mercato a negoziazione continua consente ai partecipanti di effettuare ordini di acquisto e vendita su 4 prodotti *title*¹ con diverse date di consegna (dal giorno stesso a uno, due e tre giorni dopo). Gli ordini possono essere piazzati e conclusi con la controparte interessata in qualsiasi momento dalle ore 8:30 alle ore 18:00 di qualsiasi giorno, festivi inclusi
- il secondo meccanismo di scambio consiste nella possibilità per il TSO Desfa di indire aste di prodotti *title* a scopo di bilanciamento del sistema. L'attivazione di un'asta porta alla temporanea interruzione del mercato continuo, passaggio gestito da HEnEx sulla stessa piattaforma. Ogni asta può essere chiamata all'inizio di ogni ora (dalle ore 8.00 alle ore 1.30 del giorno seguente) e ha la durata di 30 minuti. I partecipanti, Desfa incluso, possono inserire, eliminare e modificare i propri ordini durante l'asta, specificando il volume di acquisto o vendita ed il relativo prezzo. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è quello che massimizza i volumi di scambio; se non è possibile raggiungere tale condizione, viene selezionato il prezzo più vicino a quello di partenza.

Comprendendo internamente mercati diversi, il mercato a pronti del GME ha una differente struttura rispetto al mercato greco, ma che comunque presenta meccanismi di negoziazione continua e di negoziazione ad asta:

- negoziazione continua, il mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) e il mercato Infragiornaliero (MI-GAS) prevedono la possibilità di contrattare partite di gas da consegnarsi o ritirarsi con tempistiche da uno a tre giorni oppure il giorno stesso, dalle ore 6:00 alle ore 2:30 del giorno successivo
- negoziazione ad asta, meccanismo che caratterizza:
 - il Mercato dei prodotti *locational*² (MPL), che si svolge solo su richiesta del TSO, Snam Rete Gas, per approvvigionamento dei quantitativi di gas necessari alle esigenze di bilanciamento del sistema gas. Non risultano utilizzi del mercato MPL in Italia
 - il mercato del gas in stoccaggio (MGS), dove sono negoziate dagli utenti abilitati e da Snam offerte di acquisto e vendita di gas in stoccaggi. Nel mercato greco non è presente questo tipo di mercato, vista l'assenza di stoccaggi all'interno del paese
 - il comparto di approvvigionamento di gas di sistema (AGS), di recente costituzione, che permette a Snam l'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas attraverso aste che si svolgono nell'ambito del MGP-GAS e del MI-GAS.

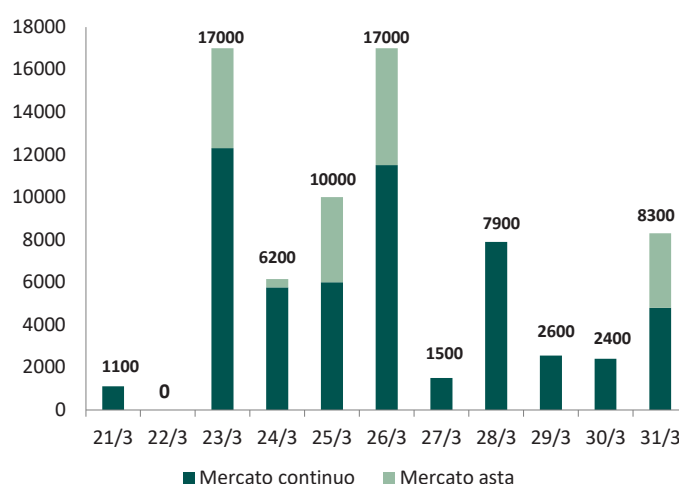
¹ Prodotti che prevedono il passaggio di titolarità del quantitativo di gas oggetto di compravendita, senza ulteriori specificazioni.

² Prodotti utilizzati per modificare il flusso di gas nella rete, oltre a determinare un passaggio di titolarità: ricorrendo a prodotti *locational*, un operatore deve comunicare al GME le specifiche richieste, in modo che il TSO possa poi attivarsi sulla modifica dei volumi in ingresso o in uscita dal sistema.

nel disegno di mercato del gas naturale tra Grecia e Italia, da cui deriva un differente comportamento e impatto dei due TSO nelle operazioni di mercato. Per comprendere quantitativamente tale differenza è possibile analizzare il rapporto tra le quantità mosse dal TSO per esigenze di bilanciamento, rispetto al totale dei volumi scambiati: in Italia tali quantità sono scambiate da Snam all'interno del mercato continuo, mentre in Grecia è possibile che Desfa partecipi mediante negoziazioni ad asta che interrompono il mercato continuo.

Analizzando i volumi degli ultimi 10 giorni del mese di marzo 2022 (**Figura 5**), dati i vincoli sulla recente nascita del mercato di HEnEx, si registra un rapporto tra le quantità scambiate dal TSO rispetto al totale dei volumi scambiati di circa il 20% per la Grecia. In Italia, invece, nel mese di marzo 2022, il rapporto tra

FIGURA 5. VOLUMI MERCATO SPOT GAS HEnEx NEL PERIODO DI OSSERVAZIONE 21-31/03/2022 (TWh)



Elaborazioni MBS Consulting

le quantità scambiate da Snam rispetto al totale dei volumi scambiati nel mercato continuo è stato pari al 10%; prendendo in considerazione la media dell'intero 2021, tale valore sale al 15%. La partecipazione di Snam in qualità di TSO nel mercato a pronti è quindi più allineata alle richieste di residualità del *target model* europeo, nonché integrata con le attività degli operatori di mercato. Nel mercato *spot* di HEnEx, al contrario, il meccanismo di interruzione del mercato continuo genera un elemento di discontinuità nelle operazioni.

Un ulteriore elemento che porterebbe a un avvicinamento del mercato di HEnEx alle linee guida espresse dal *target model* europeo è costituito dal sistema di incentivazione per il TSO ai fini di una gestione efficiente del bilanciamento. In Italia, le attività svolte da Snam sono valutate secondo tre indicatori di *performance*, a cui sono associati incentivi economici nel caso in cui vengano soddisfatti o dei costi (penalità) nel caso contrario. Questo sistema stimola il TSO ad operare correttamente sul mercato, senza alterare la volatilità e senza operare in modo troppo consistente, mentre per il momento in Grecia Desfa non è stata sottoposta a uno schema di incentivazione di questo tipo.

L'assenza di schemi incentivanti e la struttura di mercato non fluida portano il TSO greco a essere prevalentemente concentrato sul perseguimento degli obiettivi di bilanciamento del sistema nell'indire un'asta. Ciò può andare a discapito delle condizioni di mercato, tra cui i prezzi giornalieri del gas, che risultano così sconnessi da quelli dei mercati limitrofi, Italia inclusa (**Tabella 1**). Nei primi giorni di mercato HEnEx si è rilevato che il prezzo tende a muoversi a seconda della posizione presa dal TSO: il prezzo è sceso con Desfa in vendita ed è salito con Desfa in acquisto. Il TSO da solo è in grado di muovere forti

volumi nelle aste, che stimolano comportamenti opportunistici da parte di alcuni partecipanti di mercato.

La ragione principale alla base del disaccoppiamento dei prezzi del mercato *spot* greco, da quelli di altri mercati, è però individuata nella struttura dei contratti di fornitura di lungo periodo in essere: i prodotti di importazione (via gasdotto o GNL) concordati con fornitori globali, hanno a oggi un prezzo estremamente competitivo rispetto alle condizioni di mercato internazionali. Quasi la totalità dei venditori di gas in Grecia, che sono anche gli operatori di mercato, fa leva su contratti stipulati in situazioni di mercato non così turbolente come quelle degli ultimi mesi, caratterizzati da condizioni estremamente simili in termini di prezzo della molecola gas, clausole e vincoli. È presumibile, dunque, che con lo sviluppo di schemi atti a favorire un più corretto approccio del TSO greco da un lato e il riassetarsi della volatilità di mercato dei mercati europei dall'altro, i forti *spread* tra i prezzi registrati andranno sempre più a ridursi.

Un ulteriore dato rilevante per il confronto dei due mercati riguarda i volumi giornalieri di gas naturale scambiati nelle sessioni di mercato. Nel periodo di osservazione si ha un volume complessivo di 74.000 MWh scambiati in Grecia, considerando il mercato continuo e il mercato delle aste, contro oltre 5 milioni di MWh in Italia (oltre 5 TWh). La rilevanza dei due mercati per l'approvvigionamento di gas da parte degli operatori risulta inoltre assai differente: nel periodo considerato, il rapporto tra domanda gas e volumi complessivi scambiati nel mercato HEnEx è di circa il 4%, mentre in Italia questa relazione sale al 19%.

A qualche settimana dal suo avvio, il mercato HEnEx presenta ancora caratteristiche e meccanismi interni in via di definizione tra il TSO e gli operatori di mercato. Si è mostrato che le transazioni concluse a mercato soddisfano percentuali della domanda di gas naturale nettamente inferiori di quelle italiane nel periodo considerato: gli operatori tutt'ora preferiscono rivolgersi a canali quali i contratti di fornitura e le transazioni *over-the-counter* (non regolate dalla piattaforma di *trading* di HEnEx) per gli approvvigionamenti di gas. Le inefficienze dovranno essere risolte nel tempo, sia in maniera naturale, con una maggiore esperienza degli operatori, sia con meccanismi più efficienti che portino a un riallineamento con i principali mercati del gas europei e con il *target model* previsto dall'Unione Europea.

TABELLA 1. CONFRONTO TRA PREZZI DAY-AHEAD DI HEnEx E PSV NEL PERIODO DI OSSERVAZIONE E RELATIVO A SPREAD (€/MWh)

Data	PSV	HEnEx	Spread PSV - HEnEx
21/03/2022	96.4	88.5	7.9
22/03/2022	94.5	88.5	6.0
23/03/2022	115.2	84.9	30.3
24/03/2022	109.4	85.7	23.7
25/03/2022	99.8	85.7	14.1
26/03/2022	95.5	81.0	14.5
27/03/2022	95.5	83.9	11.6
28/03/2022	98.2	85.8	12.4
29/03/2022	109.5	88.3	21.2
30/03/2022	117.7	85.0	32.7
31/03/2022	123.0	125	-2.0

Elaborazioni MBS Consulting

A low-angle shot of a white wind turbine against a clear blue sky with some wispy clouds. The turbine's tower and nacelle are visible, with one blade extending towards the top left and another towards the bottom right.

04

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Sempre più ambiziosa la sfida europea per le rinnovabili

Positivo l'esito della gara per il solare flottante in Portogallo. La Germania accelera il processo di transizione energetica nei propri confini scommettendo sulle rinnovabili, con un nuovo pacchetto di riforme presentato all'inizio di aprile dal Governo tedesco che ne delinea il percorso.

IL PV FLOATING PRENDE FORMA IN PORTOGALLO

Si è conclusa con successo la prima asta portoghese per la realizzazione di impianti fotovoltaici flottanti. Gli operatori interessati avevano tempo fino al 29 gennaio scorso per presentare le proprie offerte. Sono stati selezionati 7 progetti di dimensioni differenti, per un totale di 263 MW da realizzarsi presso 7 dighe diverse. I progetti selezionati potranno produrre per un periodo di 30 anni. Durante i primi 15, gli operatori saranno vincolati da un contratto bilaterale, mentre durante i restanti 15 anni potranno operare nelle condizioni del mercato libero.

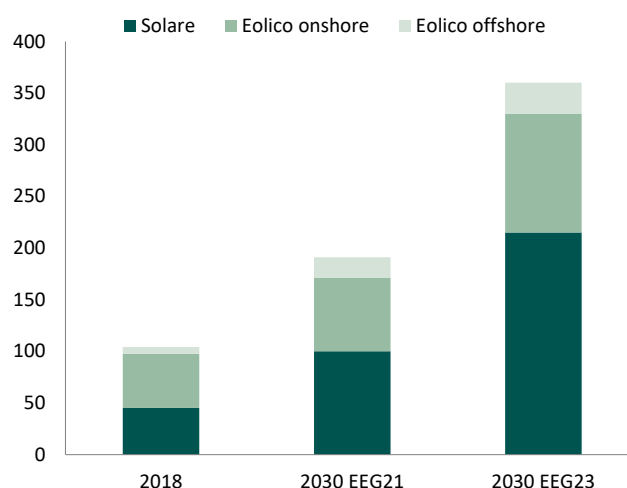
EDP si rivela il grande vincitore della gara, che si aggiudica il progetto più grande con 100 MW di capacità flottante che si aspetta verrà realizzato entro 2025 e per 15 anni funzionerà sotto un contratto per differenza con un prezzo negativo, ovvero pagando al sistema portoghese 4 € per ogni MWh generato.

IN GERMANIA LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI ASSUME NUOVE DIMENSIONI

Easter Package, un insieme di riforme nell'ambito energia, recentemente¹ approvate dal governo tedesco, ambisce a una transizione ed espansione dell'energia verde in Germania a tripla velocità. Il nuovo pacchetto prevede interventi in 5 ambiti specifici² e rappresenta una revisione dei piani nazionali senza precedenti, che punta sull'energia pulita come acceleratore per il raggiungimento di neutralità ambientale e indipendenza energetica.

Nel cuore della revisione risiede la nuova legge rinnovabili (EEG23) che mira a una produzione di energia verde nel 2030 pari a 600 TWh annui, un incremento del 60% rispetto agli obiettivi posti dalla EEG21.

FIGURA 1. OBIETTIVI DI SVILUPPO RES 2030 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting

Le correzioni al rialzo si dovrebbero riflettere anche in un aumento dei contingentati previsti per le procedure ad asta programmati fino al 2030, con volumi complessivi che ammontano a 215 GW di solare, a 115 GW e a 30 GW fra eolico *onshore* e *offshore*, ovvero un totale di 360 GW rispetto ai 191 GW previsti attualmente.

Il piano è ambizioso e dovrebbe trasformare il mix di generazione della Germania aumentando il contributo delle fonti rinnovabili fino a 80% nel 2030 sul consumo interno lordo e portarlo al 100% nel 2035.

¹<https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/04/20220406-federal-minister-robert-habeck-says-easter-package-is-accelerator-for-renewable-energy.html>

² Legge Rinnovabili (EEG), Legge dell'eolico off-shore (WindSeeG), Energy Industry Act (EnWG), Federal Planning Law (BBPlG), Grid Expansion Acceleration Law (NABEG).

Autorizzazioni: processi amministrativi e semplificazioni

Nei primi quattro mesi dell'anno diminuiscono sensibilmente le istanze presentate; nonostante gli annunci di accelerazione nessun eolico risulta autorizzato, mentre ottengono la luce verde 250 MW di fotovoltaico.

Il periodo di forte incertezza sul mercato energetico sta impattando negativamente sugli investimenti in impianti di produzione da fonti rinnovabili, con un numero di istanze presentate per progetti di impianti eolici e fotovoltaici inferiore a quello dei primi quattro mesi dello scorso anno. La differenza maggiore è rilevabile nei mesi di marzo e aprile, in cui il numero di istanze presentate è esiguo. Ad aprile, per l'eolico è stata fatta richiesta per un solo impianto mentre per il fotovoltaico non è stata depositata nessuna istanza.

IMPIANTI EOLICI

Per l'eolico, il numero di progetti presentati nel primo quadrimestre è pari a 14, quasi il 70% in meno rispetto al primo trimestre del 2021. La maggior parte delle istanze riguarda impianti localizzati in Puglia, nelle province di Foggia e di Brindisi. La potenza totale è pari a circa 316 MW. Gran parte dei progetti eolici è di competenza regionale, quindi con una potenza nominale inferiore rispetto a quelli sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale. Solo 1 progetto, presentato a gennaio, per un impianto in provincia di Brindisi, è in fase di esame presso la commissione tecnica di VIA. L'anno scorso in questo periodo erano stati sottoposti a istruttoria

TABELLA 1. EOLICO: POTENZA DEGLI IMPIANTI DEI PROGETTI PRESENTATI A LIVELLO NAZIONALE E REGIONALE (MW)

Regioni	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Totale
Q1-2022	172.80	33.66	91.97	18.00	316.43
Q1-2021	300.90	443.40	658.11	394.00	1796.41

Elaborazioni MBS Consulting

tecnica di competenza nazionale 23 progetti per impianti situati in tutte le regioni del sud Italia, ad eccezione del Molise, per un totale di 1.563 MW di potenza.

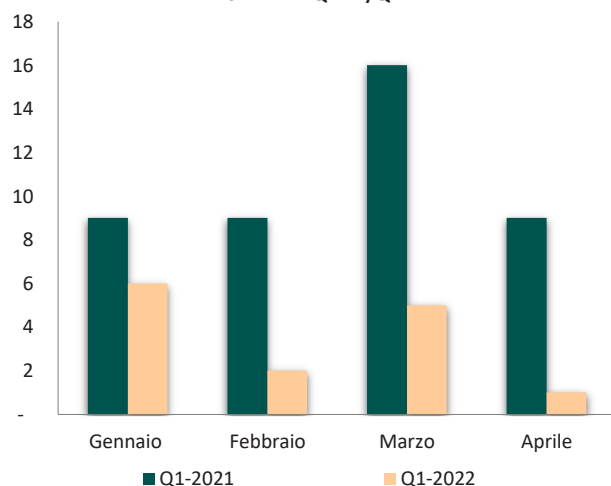
IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Per il fotovoltaico, nel primo quadrimestre di quest'anno sono state presentate complessivamente 37 istanze, la maggior parte nel sud Italia (13 in Sicilia, 8 in Campania e 6 in Puglia).

La potenza totale è pari a circa 495 MW. Nonostante il numero di progetti depositati non elevato, in Puglia sono stati presentati progetti per una potenza di circa 185 MW, pari a circa il doppio rispetto alla Sicilia e a quasi il quadruplo rispetto alla Campania. Per queste due regioni, gli impianti sono molto più piccoli. In Sicilia, in particolare, molti progetti fanno riferimento ad impianti di potenza nominale di 996 KW.

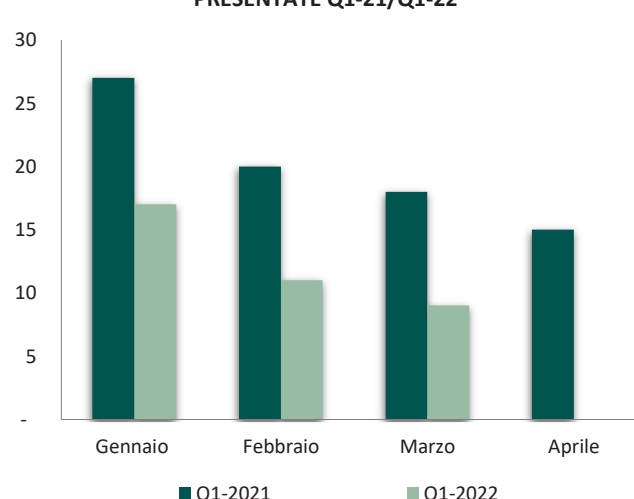
Nel primo quadrimestre del 2021 è stato presentato il doppio dei progetti, circa 80, di cui 29 in Puglia

FIGURA 1. EOLICO: NUMERO DI ISTANZE PRESENTATE Q1-21/Q1-22



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. FOTOVOLTAICO: ISTANZE PRESENTATE Q1-21/Q1-22



Elaborazioni MBS Consulting

**TABELLA 2. FOTOVOLTAICO: POTENZA DEGLI IMPIANTI DEI PROGETTI
PROGETTI PRESENTATI A LIVELLO NAZIONALE E REGIONALE (MW)**

Regioni	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Totale
Q1-2022	304.14	128.07	63.470	-	495.68
Q1-2021	920.26	324.02	314.46	144.33	1 703.07

Elaborazioni MBS Consulting

e 10 in Veneto. Dei progetti presentati nel Q1-21, solo 3 hanno concluso il procedimento con esito positivo, impiegando circa 330 giorni per il rilascio dell'autorizzazione da parte delle regioni Lazio e Campania. Per altri 7 progetti, nonostante l'iter si sia concluso in circa 12 mesi, l'esito è stato negativo o la pratica è stata archiviata.

Tra fine marzo e fine aprile, non sono stati autorizzati nuovi impianti eolici, né a livello regionale, né nazionale, nonostante il Consiglio dei Ministri oltre un mese abbia dichiarato di aver sbloccato 6 parchi eolici in Basilicata, Puglia e Sardegna.

Viceversa, sono stati autorizzati alla costruzione e all'esercizio 7 impianti fotovoltaici in Lazio, Piemonte, Campania e Sardegna per un totale di 205 MW. La regione Lazio, tra marzo e aprile, ha rilasciato 4

**FIGURA 3. FOTOVOLTAICO: PROGETTI AUTORIZZATI
TRA FINE MARZO E FINE APRILE***Elaborazioni MBS Consulting*

provvedimenti autorizzativi regionali relativi a due impianti localizzati in provincia di Latina e altri due situati in provincia di Viterbo.

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

MBS Consulting Practice Energy

Editore

MBS Consulting S.p.A.

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 89096061

E-mail: d.imperatori@mbsconsulting.it

Sottoscrittori

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

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

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

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

MBS Consulting S.p.A.

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

via degli Olivetani 10/12
20123 Milano