

NEWSLETTER



n. 272 Gennaio 2023
Anno XXV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Il nuovo TIDE

pag. 4

Revisione della tassonomia, ridefinizione dei servizi MSD, trasparenza del dispacciamento e distinzione tra operatività fisica e commerciale: un primo inquadramento delle proposte che si avviano a ridisegnare il mercato.

02

IMPRESE E ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina e quadro normativo

pag. 8

Manca ancora l'indice del GNL definitivo per l'applicazione del tetto al prezzo gas. Rimane frenetica l'attività di emergenza in Italia: il DL Milleproroghe e il DL Semplificazioni vanno avanti ritoccando aiuti in bolletta e contributi straordinari.

Prezzi retail

pag. 12

Si contraggono i prezzi per i clienti in maggior tutela, anche se tornano gli oneri impropri sull'energia elettrica per le imprese. Confermati invece gli sconti sul prezzo del gas per i domestici.

Box. L'evoluzione degli oneri di sistema

pag. 14

03

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Le regole per l'autoconsumo diffuso

pag. 8

Si va verso una migliore classificazione delle casistiche e un superamento dell'incertezza regolatoria che fino a oggi ha limitato la diffusione delle configurazioni di autoconsumo virtuale, in attesa della possibile revisione degli incentivi.

04

MONITORAGGIO IDROGENO

Lombardia, Sicilia, Campania e Puglia si aggiudicano la maggiore parte dei 450 milioni di euro destinati alle aree industriali dismesse. I bandi, gestiti dalle Regioni, si chiuderanno a marzo 2023. Passi avanti anche per i 2 miliardi di euro dei settori hard-to-abate.

pag.21



01

MERCATO ELETTRICO

Il nuovo TIDE

Revisione della tassonomia, ridefinizione dei servizi MSD, trasparenza del dispacciamento e distinzione tra operatività fisica e commerciale: un primo inquadramento delle proposte che si avviano a ridisegnare il mercato.

IN CONSULTAZIONE LO SCHEMA ARTICOLATO DEL DISPACCIAMENTO

Tre anni dopo la prima consultazione nel DCO [322/2019/R/eel](#), l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) compie un significativo passo verso la ridefinizione organica della regolazione del dispacciamento elettrico.

Con il DCO [685/2022/R/eel](#), infatti, è stato messo in consultazione lo schema articolato del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), continuando il processo che si era aperto con la [Delibera 393/2015](#).

Il duplice obiettivo è quello di rendere coerente il disegno italiano con le nuove regole europee ([Regolamento CACM](#), [Regolamento Balancing](#), [Regolamento Elettrico](#)) e, al contempo, garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, in un contesto caratterizzato dalla crescente diffusione di impianti di generazione rinnovabile e di generazione distribuita, nonché dal progressivo venir meno della disponibilità dei tradizionali impianti di generazione termoelettrica. L'attuale quadro regolatorio¹, essendo stato pensato per un sistema prevalentemente costituito da risorse di generazione programmabili e concentrate e per utenze di domanda passive, non è più adatto a un sistema che sta evolvendo verso una prevalenza di risorse non programmabili e decentrate, con un'utenza di domanda attiva.

Un primo passo della riforma è stato fatto nel 2017 con la delibera [300/2017/R/eel](#), che prevede la possibilità per Terna di avviare progetti pilota (UPI, UPR, UVAM e *Fast Reserve*) con lo scopo di sperimentare l'apertura del mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) alle risorse non programmabili, a quelle distribuite ed ai sistemi di accumulo, anche in forma aggregata. È poi seguita la prima consultazione sul TIDE ([322/2019/R/eel](#)), in cui l'Autorità ha delineato gli orientamenti generali della riforma dell'attività di dispacciamento ([Newsletter 235](#)).

Dopo un lungo lavoro, a dicembre la disciplina di dettaglio è stata pubblicata per la consultazione

degli operatori. Il TIDE, sostituendo l'allegato A della vecchia Delibera 111/2006 e raggruppando in un unico documento tutte le disposizioni adottate nel corso degli ultimi anni, intende completare il processo di riforma, fornendo a tutti i soggetti un quadro regolatorio certo, che faccia da riferimento per le decisioni di investimento.

Il modello di dispacciamento proposto nel TIDE è un modello di merito economico in cui tutte le risorse, a prescindere dalla loro natura (programmabili o non programmabili, di consumo o di produzione) possono offrire il proprio contributo alla regolazione e al bilanciamento della rete elettrica, assumendo il duplice ruolo di produrre e/o consumare energia, e prestare servizi ancillari al sistema. In questo disegno, anche le reti di distribuzione, i consumatori e le piccole rinnovabili distribuite sono chiamati a partecipare al mercato attivamente.

I principali punti di interesse del TIDE sono individuati nella revisione della tassonomia, nella ridefinizione dei servizi MSD coerentemente alle nuove esigenze del sistema, nella richiesta a Terna di trasparenza e di miglioramento dei sistemi di dispacciamento e nella distinzione tra operatività fisica e commerciale. Dopo un inquadramento generale in questo numero di Newsletter, ciascuno di questi temi verrà approfondito in un articolo dedicato nelle prossime pubblicazioni.

CON LA REVISIONE DELLA TASSONOMIA SI ALLARGA LA PLATEA DELLE RISORSE SUL MSD

Il nuovo schema di dispacciamento elimina la definizione di rilevanza delle unità basata sul requisito di potenza minima superiore a 10 MVA richiesta alle Unità di Produzione (UP) per la partecipazione al Mercato dei Servizi, ritenuta ormai anacronistica. Le piccole risorse distribuite e le unità di consumo potranno quindi offrire il proprio contributo alla sicurezza e al bilanciamento del sistema elettrico.

¹ Delineato nella [Delibera 111/2006](#).

In questo modo, viene favorita la competizione tra tutte le risorse in grado di fornire un determinato servizio, a prescindere dal tipo di tecnologia, essendo l'unico fattore discriminante il prezzo richiesto per l'erogazione. Per massimizzare la partecipazione al dispacciamento delle piccole risorse e garantire l'efficienza del sistema, il TIDE consentirà di prestare i servizi a livello aggregato (portafogli zonali) su base nodale (UVAN²), zonale o macrozonale (UVAZ³), a seconda del perimetro geografico su cui il servizio stesso è definito e approvvigionato da Terna. Tale possibilità viene estesa anche alla partecipazione al MGP, con l'unico vincolo che i portafogli zonali devono essere costituiti da unità della stessa tipologia (ad esempio distinguendo la produzione rinnovabile non programmabile da quella programmabile), al fine di consentire l'applicazione di un eventuale *decoupling* di prezzo fra le risorse rinnovabili e fossili, qualora fosse implementato a livello europeo, o di meccanismi di contenimento degli extra-profitti. Dopo quanto sperimentato con i progetti pilota ex Delibera 300/2017, si crea, quindi, in modo strutturale l'opportunità per operatori aggregatori di gestire portafogli di unità di produzione e consumo sul mercato, ottimizzandone il dispacciamento in modo congiunto.

I SERVIZI MSD VENGONO RIDEFINITI COERENTEMENTE ALLE NUOVE ESIGENZE DEL SISTEMA

Uno degli elementi di maggior importanza è la ridefinizione dei servizi ancillari già inclusi nel Codice di Rete, sulla base del principio della neutralità tecnologica (quindi senza distinzione tra unità programmabili e non programmabili), sia per la partecipazione degli operatori sia per l'approvvigionamento da parte di Terna. Sarà compito di Terna individuare il perimetro di riferimento (nodale, zonale o macrozonale) all'interno del quale uno specifico servizio potrà essere indistintamente erogato da ogni unità o raggruppamento di unità. A titolo esemplificativo, la risoluzione delle congestioni sarà fornita da risorse aggregate a livello nodale (UVAN), mentre la riserva secondaria o primaria, avendo un perimetro macrozonale, potrà essere erogata da unità aggregate a livello zonale. I perimetri degli aggregati devono, quindi, rispondere alle specificità di ogni servizio ancillare, tenendo conto delle caratteristiche della rete elettrica.

Il nuovo modello di dispacciamento propone inoltre di introdurre nuovi servizi ancillari accanto a quelli già esistenti, come il servizio di *Fast Reserve*, già sperimentato tra i progetti pilota ex Delibera 300/2017, oppure il servizio di Modulazione Straordinaria, che mira a razionalizzare le attività di dispacciamento di ultima istanza, superando l'interrompibilità dei carichi e il distacco delle produzioni.

A TERNA SI RICHIEDE TRASPARENZA E IL MIGLIORAMENTO DEI MODELLI DI DISPACCIAMENTO

L'efficienza e l'economicità del dispacciamento dipendono fortemente dai modelli di rete utilizzati da Terna. Il loro miglioramento e quello degli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento sono, quindi, elementi cruciali nel nuovo TIDE. Pur mantenendo gli stessi principi generali (minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi, fornire un segnale trasparente del valore economico delle risorse, permettere alle risorse di presentare offerte che riflettono la struttura dei costi, consentire l'identificazione dei costi relativi a ciascun servizio), nel TIDE vengono specificati i criteri con cui dovranno essere predisposti tali modelli e algoritmi. Terna sarà così chiamata a intervenire e a garantire trasparenza sulla definizione dei fabbisogni, sulle logiche di ottimizzazione e approvvigionamento e sulla gestione aggregata delle risorse. Allo stesso tempo dovrà essere favorito un progressivo accoppiamento con i mercati esteri, al fine di massimizzare l'approvvigionamento di risorse sulle piattaforme di bilanciamento europee, riservando un ruolo residuale al mercato nazionale.

OPERATIVITÀ COMMERCIALE E FISICA VENGONO DISTINTE

Il nuovo TIDE riprende il tema della separazione tra operatività commerciale e fisica, già annunciato nella precedente consultazione, ma con un approccio più morbido rispetto a quello emerso dai primi orientamenti. Viene mantenuta la possibilità di programmare fisicamente le singole unità su una piattaforma di nomina, indipendentemente dalle transazioni commerciali, nonostante queste siano vincolanti a livello di portafoglio zonale. La partecipazione al mercato dovrebbe così dare all'operatore una maggiore libertà di programmare le singole unità in un'ottica di ottimizzazione di

² Unità Virtuali Aggregate Nodali.

³ Unità Virtuali Aggregate Zonali.

portafoglio, ferma restando la necessità di riconciliare la posizione a livello zonale e di rispettare la fisicità delle unità e delle interconnessioni. Questo non implica che MGP e MI divengano mercati puramente finanziari, in quanto continueranno a mantenere la loro natura fisica. Le offerte commerciali potranno essere presentate sul mercato dell'energia elettrica nei limiti della potenza delle unità e Terna sarà tenuta a effettuare verifiche a campione sulla loro coerenza con lo stato effettivo delle unità. In tale contesto, è fondamentale l'istituzionalizzazione di due figure autonome e idealmente distinte: il *Balancing Service Provider* (BSP), che assume la funzione di aggregatore con la responsabilità delle movimentazioni per la fornitura dei servizi ancillari al sistema, e il *Balance Responsible Party* (BRP), *trader* con la responsabilità della commercializzazione e della programmazione degli impianti. Si dividono così due ruoli che fino a oggi erano rimasti accoppiati nell'unica figura dell'Utente del Dispacciamento (UdD). La distinzione tra le due figure si riflette anche a livello di *settlement*: il BRP è infatti responsabile dello sbilanciamento, inteso come differenza fra quanto immesso e prelevato dalle unità di cui è responsabile e il relativo programma base; il BSP risponde invece per la corretta esecuzione delle movimentazioni da parte delle unità abilitate. Il TIDE tratta anche il tema della compensazione economica tra i due soggetti: il BSP è, infatti, remunerato da Terna per la fornitura della movimentazione, mentre il BRP è remunerato dal GME per l'energia comprata o venduta sui mercati. Il BRP dovrà, quindi, essere adeguatamente compensato per il controvalore economico dell'energia oggetto di movimentazione da parte del BSP.

TEMPI AMBIZIOSI PER L'IMPLEMENTAZIONE E TEMI ANCORA APERTI

Lo schema del TIDE proposto sarà aperto alla consultazione fino al 13 marzo, dopodiché si prevede un tempo relativamente ridotto per la definizione della nuova disciplina (estate 2023) e i necessari adeguamenti del Codice di Rete e delle regole dei mercati dell'energia da parte di Terna e GME (estate 2024), con l'obiettivo di far partire dal 2025 il nuovo disegno di mercato. I tempi sono quindi ambiziosi, sia a livello di istituzioni, che dovranno adeguare i regolamenti e i modelli a un nuovo paradigma di dispacciamento, sia a livello di operatori, chiamati a adattare e innovare le attività che svolgono sui mercati.

Il TIDE non affronta, tenendolo separato in modo esplicito, il tema della remunerazione degli investimenti, ma ha l'ambizione di definire un quadro regolatorio nuovo e certo, in cui gli attori del mercato elettrico possano muoversi, cogliendo le nuove opportunità che potranno crearsi nella transizione.

Mentre alcuni temi, come l'articolazione dei mercati (XBID e relativo coordinamento con MSD) o la disciplina degli sbilanciamenti, già affrontati negli ultimi mesi a livello regolatorio, vengono confermati nel TIDE, altri, come il superamento del PUN, la razionalizzazione e revisione dei corrispettivi di dispacciamento, la definizione del ruolo dei distributori e del rapporto con il TSO, sono solo messi in luce dal TIDE, ma dovranno essere oggetto di analisi e dettaglio ulteriore in futuro.



02

IMPRESA E

ISTITUZIONI

Emergenza Ucraina e quadro normativo

Manca ancora l'indice del GNL definitivo per l'applicazione del tetto al prezzo gas. Rimane frenetica l'attività di emergenza in Italia: il DL Milleproroghe e il DL Semplificazioni vanno avanti ritoccando aiuti in bolletta e contributi straordinari.

EUROPA: RAGGIUNTO L'ACCORDO SUL TETTO AL PREZZO DEL GAS

Lo scorso 19 dicembre è stato approvato il meccanismo di correzione del prezzo del gas presentato dalla Commissione Europea nella [Proposta di Regolamento](#), che entrerà in vigore il 15 febbraio e avrà la durata di un anno. Il meccanismo entra in funzione nel momento in cui le quotazioni del gas *Month Ahead*¹ con consegna al TTF dovessero superare per tre giorni consecutivi il valore di 180 €/MWh (a eccezione delle contrattazioni sui mercati *Over The Counter*, OTC) e, contemporaneamente, dovesse essere più alto di 35 €/MWh del prezzo di riferimento del GNL che verrà reso noto dall'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER) entro fine marzo. Sulla base delle informazioni disponibili, l'indice di riferimento del GNL dovrebbe essere calcolato come la media giornaliera dei prezzi del GNL *Second Half Month*² nel Nord Est Asiatico, le quotazioni *Month Ahead* con consegna al punto di scambio NBP nel Regno Unito e i prezzi *spot* OTC del GNL in Europa. Il confronto avverrà, quindi, tra un indice dei mercati regolamentati (il *TTF Month Ahead*) e una media dei prezzi globali del GNL ancora in via di definizione, lasciando aperti numerosi dubbi circa la coerenza tra i due termini di paragone.

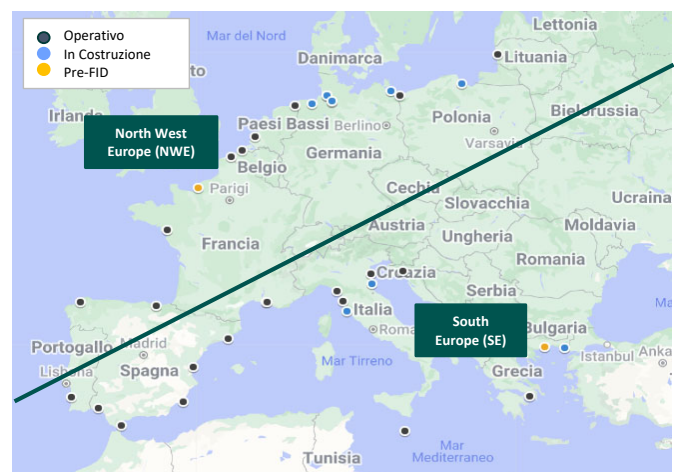
Se la BCE si era già espressa a sfavore del meccanismo di correzione dei prezzi ([Newsletter 270-271](#)), anche ACER e ESMA (l'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati) hanno reso note le loro preoccupazioni. Secondo ACER, come riportato nel [report preliminare](#), l'approvazione del *cap* al prezzo del gas non ha prodotto un impatto diretto sulla diminuzione dei prezzi del gas in Europa, essendo l'andamento dei prezzi stato guidato piuttosto dai fondamentali. Inoltre, l'avvicinarsi del prezzo del gas al tetto di 180 €/MWh potrebbe indurre gli operatori a spostare le contrattazioni sui mercati OTC, non

soggetti all'applicazione del meccanismo, con possibili effetti negativi sulla liquidità e sulla stabilità finanziaria del mercato stesso.

ACER ha iniziato a pubblicare il valore giornaliero dei prezzi del GNL in consegna in Europa, come stabilito dal [Regolamento UE 2576/2022](#), calcolato come la media dei prezzi *spot* del GNL venduto o acquistato giornalmente dagli operatori sul territorio europeo rilevati tramite *survey*, ponderata per i suddetti volumi. ACER rende disponibili i prezzi del GNL per due aree di mercato:

- North-West Europe, che comprende i terminali di rigassificazione in Belgio, Francia (ad eccezione di Fos Cavaou e Fos Tonkin), Germania, Lituania, Olanda, Polonia e i terminali spagnoli di Mugaros e Bilbao
- South Europe, che comprende invece i terminali di rigassificazione in Croazia, Grecia, Italia, Portogallo, i terminali francesi di Fos Cavaou e Fos Tonkin, e i restanti terminali in Spagna

FIGURA 1. EUROPA: SUDDIVISIONE DELLE AREE DI MERCATO

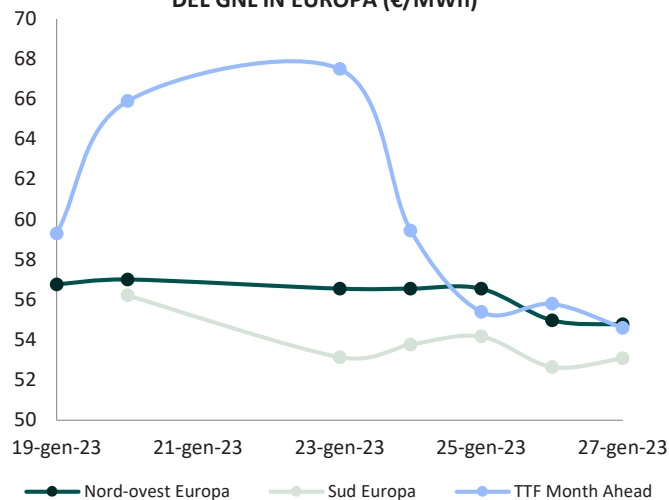


Elaborazioni MBS Consulting

¹ Prodotto finanziario *forward* costituito da un contratto a termine per l'acquisto o la vendita di gas naturale all'hub olandese (TTF) per il mese successivo a quello in corso.

² Prodotto finanziario *forward* costituito da un contratto a termine per l'acquisto o la vendita di GNL in Asia per la seconda metà del mese successivo a quello in corso.

FIGURA 2. VALUTAZIONE GIORNALIERA DEI PREZZI DEL GNL IN EUROPA (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting

ITALIA: PROSEGUONO GLI INTERVENTI LEGISLATIVI PER FAR FRONTE ALLA CRISI

ENTRA IN VIGORE LA NUOVA LEGGE DI BILANCIO 2023

Il 1 gennaio 2023 è entrata in vigore la [Legge di Bilancio 2023](#) (Legge 29 dicembre 2022, n. 197) approvata in via definitiva dal Senato lo scorso 29 dicembre. Rispetto al testo varato dal Consiglio dei Ministri a novembre ([Newsletter 270-271](#)) sono state introdotte alcune modifiche alla struttura iniziale del DDL, tra cui:

- **oneri generali di sistema:** dal Q1-23 vengono riattivate le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} per le utenze industriali con potenza disponibile maggiore di 16.5 kW nel mercato elettrico, mentre restano annullati gli oneri generali per le utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione (con potenza disponibile fino a 16.5 kW) e per tutte le utenze del mercato del gas naturale
- **viene prorogata e ridotta l'aliquota negativa** (relativa alla parte variabile della componente UG_2) **degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale** per gli scaglioni di consumo fino a 5.000 Smc/anno. Con la Delibera [735/2022/R/com](#) del 29 dicembre 2022 ARERA ha provveduto a dare attuazione alle suddette modifiche
- **estensione della riduzione dell'IVA al 5%** anche alle somministrazioni di energia termica prodotta con impianti alimentati a gas e al teleriscaldamento, oltre che sul gas utilizzato per usi civili e industriali
- istituzione di un **contributo solidaristico**

temporaneo per l'anno 2023 per le aziende del settore energetico i cui ricavi derivano per almeno il 75% dalle attività di produzione, importazione, distribuzione o vendita di energia elettrica, gas naturale o prodotti petroliferi; l'aliquota di tassazione è fissata al 50% sulla quota di reddito 2022 determinato ai fini IRES che eccede per almeno il 10% la media dei redditi conseguiti nei quattro anni precedenti (2018-2021)

- istituzione di un **fondo di 50 milioni di euro** per consentire di prorogare il termine per l'interruzione delle forniture di gas naturale al 31 gennaio 2023 ai clienti industriali che hanno in corso una procedura di default trasporto
- **proroga al 31 dicembre 2023** del termine entro il quale devono entrare in esercizio gli impianti di produzione di biocarburante avanzato diverso dal biometano che vogliono accedere agli incentivi di cui al [DM 2 marzo 2018](#), originariamente previsto per il 31 dicembre 2022.

DL MILLEPROROGHE: VERSO LA CONVERSIONE

Il [DL 198/2022](#) del 29 dicembre 2022 è in esame al Senato per l'eventuale integrazione degli emendamenti presentati dal Governo, in attesa di essere convertito in legge entro fine febbraio. Il decreto comprende la proroga dal 30 aprile al 30 giugno 2023 del divieto di modifica unilaterale dei contratti di fornitura di luce e gas introdotto dal [DL Aiuti Bis](#) (Legge 142/2022). Nel decreto viene inoltre specificato che il divieto di modifica delle condizioni economiche non si applica ai contratti in scadenza.

DL SEMPLIFICAZIONI: DISPONIBILE LA PRIMA BOZZA

Il provvedimento ha l'obiettivo di favorire l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) introducendo misure urgenti di rafforzamento della capacità amministrativa degli enti locali e di semplificazione normativa per lo sviluppo delle rinnovabili.

Nella bozza circolata, tra i temi di rilievo che dovranno essere affrontati in Consiglio dei Ministri nelle prossime settimane, spiccano quelli riguardanti gli snellimenti degli iter burocratici e semplificazioni per lo sviluppo delle rinnovabili, tra cui:

- il **potenziamento amministrativo**, tramite nuove assunzioni, **degli enti locali e del Ministero dell'Interno** per far fronte alla realizzazione degli investimenti finanziati (in tutto o in parte) tramite risorse del PNRR e alla loro complessa gestione

- **l'accelerazione delle procedure di verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)** con un tempo massimo di quindici giorni (a differenza dei trenta in vigore oggi) per comunicare l'esito positivo o negativo della valutazione al proponente del progetto
- **possibilità di applicare la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) per impianti fotovoltaici fino a 50 MW di capacità installata** (contro i 20 MW attuali) in via transitoria fino alla fine del 2025, a condizione che l'energia prodotta dagli impianti medesimi sia ceduta al GSE per un periodo pari ad almeno quindici anni
- **semplificazioni per lo sviluppo dell'idrogeno verde:** qualora la bozza venisse confermata, la VIA relativa a progetti di impianti chimici integrati per la produzione di idrogeno rinnovabile su scala industriale sarebbe di competenza Statale, al pari dei progetti di grandi dimensioni a cui viene affidata la priorità di sviluppo
- **l'accorciamento da 7 a 3 km della distanza consentita dal perimetro in cui si trovano beni sottoposti a tutela per l'installazione di impianti eolici**
- **la possibilità di installare liberamente impianti fotovoltaici ubicati in aree agricole**, se i pannelli solari sono posti sopra le piantagioni ad almeno due metri dal suolo e se la loro realizzazione comporta un concreto supporto per lo sviluppo dell'attività agricola stessa
- **proposta di una autorizzazione semplificata per gli impianti off-shore**, posti al largo delle coste italiane, di produzione e stoccaggio di energia elettrica da fonti rinnovabili, che integra la VIA e sostituisce ogni altra autorizzazione necessaria per il rilascio delle concessioni d'uso delle suddette aree marine
- **rilascio della Autorizzazione Unica (AU)** all'esito di un procedimento unico che include la valutazione di impatto ambientale da parte della Commissione PNRR-PNIEC.

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO GENNAIO 2023

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	CONVERSIONE
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

TABELLA 1. PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI DI IMPATTO SUL SETTORE ENERGETICO: AGGIORNAMENTO GENNAIO 2023

NUMERO	DATA	TITOLO	CONTENUTI	CONVERSIONE
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)	- proroga e aumento del credito di imposta fino a novembre-22: aumento dal 25% al 40% per energivori, gasivori e non gasivori; aumento dal 15% al 30% per non energivori (potenza > 4.5 kW) - proroga riduzione accise sui carburanti fino a fine ottobre-22 - proroga IVA al 5% su metano auto fino a fine ottobre-22 - contributo per acquisto carburante per mezzi di trasporto pubblico locale e regionale (su strada, marittimo e ferroviario) - indennità una tantum di 150 € per lavoratori dipendenti	Legge 175/2022
DL 176/2022	18/11/2022	Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica (Decreto Aiuti Quater)	- proroga del credito di imposta fino alla fine del 2022 alle stesse condizioni del Decreto Aiuti Ter - proroga riduzione accise sui carburanti fino alla fine del 2022 - proroga IVA al 5% su metano auto fino alla fine del 2022 - rateizzazione bollette per le imprese (massimo 36 rate mensili) - aumento delle concessioni per favorire l'incremento della produzione nazionale di gas - proroga fine tutela gas a partire dal 2024 - proroga al 31 marzo-23 della possibilità del GSE di vendere il gas in stoccaggio acquistato come fornitore di ultima istanza	Legge 6/2023
DL 179/2022	23/11/2022	Decreto Legge Accise	- aumento accise carburanti per il mese di dicembre-22	Abrogato dalla Legge 6/2023
	29/12/2022	Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025 (Legge di Bilancio 2023)	- proroga e aumento del credito di imposta per il Q1-23: aumento dal 40% al 45% per energivori, gasivori e non gasivori; aumento dal 30% al 35% per non energivori (potenza > 4.5 kW) - proroga per il Q1-23 dell'azzeramento oneri impropri elettrico solo per utenti domestici e microimprese (con potenza disponibile fino a 16.5 kW) - proroga per il Q1-23 dell'azzeramento oneri impropri gas e proroga componente negativa UG2 per scagioni di consumo fino a 5.000 Smc/annui - innalzamento soglia ISEE per bonus sociali luce e gas per l'anno 2023 (da 12.000 € a 15.000 €) - IVA al 5% per metano per usi civili e industriali, termoelettrici e teleriscaldamento - fiscalizzazione della quota parte degli oneri generali del sistema elettrico afferenti allo smantellamento delle centrali nucleari e per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale - extraprofitti FER: inserito cap 180 €/MWh ai ricavi di mercato dei produttori rinnovabili che non rientrano nel meccanismo del cap italiano - riduzione consumi elettrici nelle ore di picco - contributo di solidarietà temporaneo FER: aliquota raddoppia dal 25% al 50% solo per aziende i cui ricavi vengono per almeno il 75% da attività nei settori energetici	Legge 197/2022
DL 198/2022	29/12/2022	DL Milleproroghe	- proroga al 30 giugno 2023 del divieto di modifica unilaterale dei contratti di fornitura di luce e gas, ad eccezione dei contratti in scadenza	Da convertire in Legge entro il 27 febbraio 2023

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi retail

Si contraggono i prezzi per i clienti in maggior tutela, anche se tornano gli oneri impropri sull'energia elettrica per le imprese. Confermati invece gli sconti sul prezzo del gas per i domestici.

ENERGIA ELETTRICA: LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO

Nel primo trimestre del 2023 la spesa per i consumi elettrici della famiglia tipo in Maggior Tutela (3 kW di potenza installata e consumi annui pari a 2700 kWh) si riduce del 20% rispetto al quarto trimestre del 2022. Non viene, tuttavia, riassorbita nemmeno la metà dell'aumento registrato in quest'ultimo trimestre, che è stato del 59% q/q. In termini assoluti, il prezzo di riferimento nel Q1-23 è 47 €cent/kWh (imposte escluse). La componente Prezzo Energia (PE) è stata fissata a 36 €cent/kWh, in riduzione del 28% rispetto al trimestre precedente. La discesa dei prezzi è coerente con la riduzione dei prezzi all'ingrosso, che a gennaio sono in calo del 40% rispetto al mese di dicembre. La [Legge di Bilancio 2023](#) (legge 197/2022 del 29 dicembre) proroga, inoltre, l'azzeramento degli oneri generali di sistema per il sesto trimestre consecutivo (si veda *BOX a pag. 14*) ed estende il bonus sociale luce e gas alle famiglie con ISEE fino a 15.000 euro. La proroga di queste misure è resa possibile grazie allo stanziamento di circa 21 miliardi di euro. Il prezzo dell'elettricità in Maggior Tutela resta comunque ben al di sopra della media registrata negli anni 2017-2021, pari a 18 €cent/kWh, imposte escluse. Si segnala inoltre l'aumento di oltre il 120% della componente PPE (Prezzo Perequazione Energia), a copertura della differenza tra i costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica sostenuti dall'Acquirente Unico e gli importi pagati ogni trimestre dai clienti serviti in regime di tutela. Tale aumento è dovuto agli importi di perequazione relativi al 2021 e agli anni precedenti, che ammontano a circa 90 milioni di euro e, soprattutto, a quelli del 2022 pari a circa 660 milioni di euro, che sono quindi da recuperare presso i clienti finali (Delibera [743/2022/R/eel](#)).

Sebbene più contenuto, si registra un incremento in bolletta anche delle tariffe relative ai servizi di rete. L'aggiornamento per l'anno 2023 (Delibera [721/2022/R/eel](#)) segna, infatti, un aumento del +4% y/y del costo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura che raggiungono complessivamente i 4 €cent/kWh.

FIGURA 1. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)

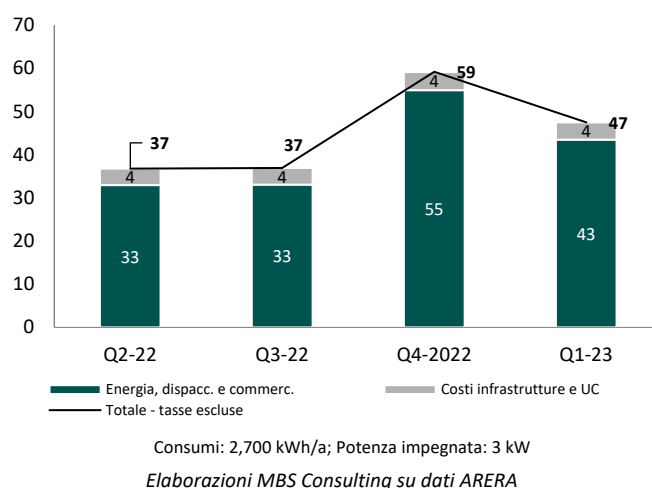
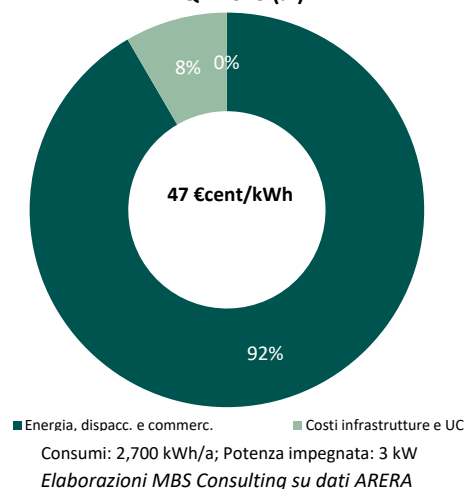


FIGURA 2. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA Q1-2023 (%)



ENERGIA ELETTRICA: LA SPESA PER LE MICROIMPRESE

La Delibera [586/2022/R/eel](#) proroga la possibilità di fruire del servizio a tutele graduali per le piccole imprese, le microimprese e i clienti non domestici dal 1 gennaio al 1 aprile 2023 a seguito del ritardo nell'avvio della procedura concorsuale dovuto all'attacco informatico avvenuto a scapito dell'Acquirente Unico, deputato allo svolgimento delle aste.

FIGURA 3. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA (€cent/kWh)

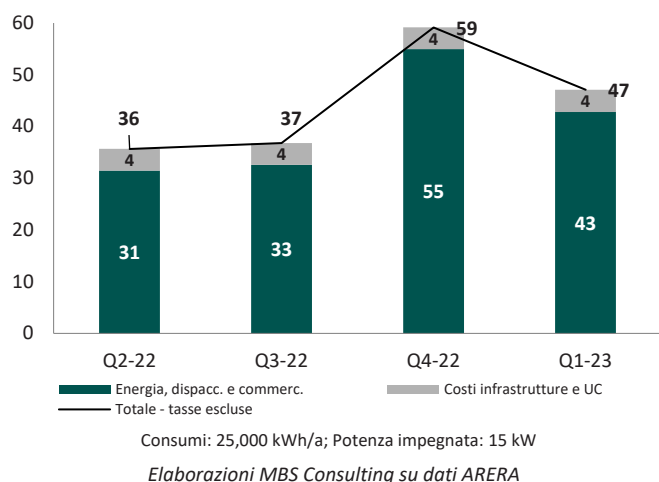
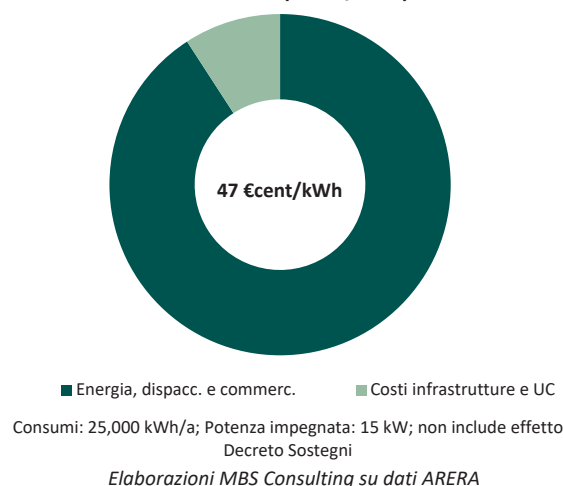


FIGURA 4. COMPOSIZIONE BOLLETTA ELETTRICA PER MICROIMPRESA IN MAGGIOR TUTELA Q1-2023 (€cent/kWh)



Anche la spesa per i consumi elettrici delle microimprese in Maggior Tutela (con potenza contrattualizzata pari a 15 kW e consumi annui pari a 25.000 kWh) si è ridotta (-20% nel primo trimestre 2023 rispetto all'aggiornamento precedente) attestandosi a 47 €cent/kWh, imposte escluse. Fattore determinante è la riduzione registrata nella componente PE (-28% q/q).

Anche in questo caso, concorrono alla mitigazione del rincaro dei costi di consumo elettrico il rinnovo dell'azzeramento degli oneri di sistema per le microimprese.

GAS NATURALE: LA SPESA PER LA FAMIGLIA TIPO

Il [Decreto Aiuti Quater](#) (Legge 6/2023 del 13 gennaio 2023), in linea con quanto già previsto per il mercato dell'energia elettrica, proroga la fine del servizio di tutela sul mercato del gas naturale al 10 gennaio 2024 da gennaio 2023 (inizialmente previsto dalla Delibera [489/2022/R/com](#)). A partire da ottobre 2022 e fino alla fine del regime di tutela gas, inoltre, l'aggiornamento dei prezzi avviene su base mensile ex-post, e non più trimestrale (Delibera [374/2022/R/gas](#)) e la componente Cmem, a copertura dei costi di approvvigionamento, è calcolata come media mensile del prezzo PSV *Day Ahead* rilevato da ICIS-Heren.

L'ANDAMENTO DEL MESE DI DICEMBRE-22

La spesa di dicembre 2022 per i consumi di gas naturale della famiglia tipo (con consumi annui pari a 1400 Smc) in maggior tutela, tasse escluse, è aumentata del 27% rispetto al mese di novembre, spinta dall'aumento del 28% della componente Cmem, che

per il mese di dicembre è stata fissata da ARERA a 125 €cent/Smc (circa 117 €/MWh). Con il vecchio metodo di calcolo della Cmem, basato sul Pfor, la bolletta

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

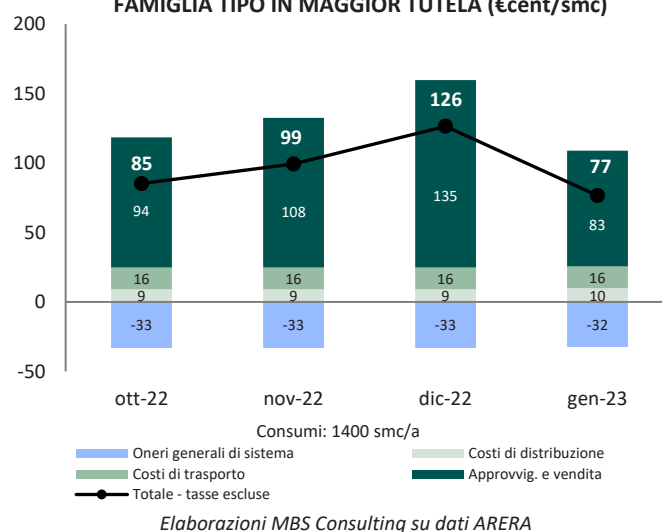
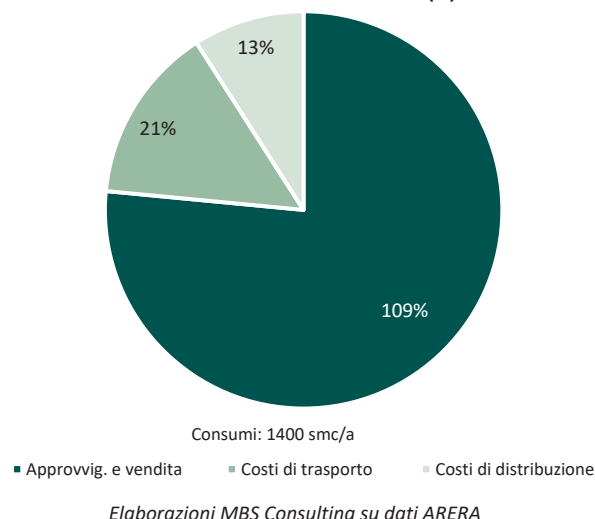


FIGURA 6. COMPOSIZIONE TARIFFE GAS PER FAMIGLIA TIPO IN MAGGIOR TUTELA Gen-23 (%)



L'EVOLUZIONE DEGLI ONERI DI SISTEMA

L'Autorità ha individuato negli oneri di sistema un immediato strumento di mitigazione del caro-energia, disponendone il loro annullamento in concomitanza del record dei prezzi dell'elettricità.

Nel mercato elettrico, l'annullamento degli oneri generali di sistema è stato disposto da ARERA a partire dal quarto trimestre 2021, solo per le utenze domestiche e le microimprese in bassa tensione (Delibera [396/2021/R/com](#)), in attuazione della [Legge 171/2021](#).

A partire dal primo trimestre 2022, tale misura è stata estesa anche alle medie-grandi imprese con potenza pari o superiore a 16.5 kW (Delibera [35/2022/R/eel](#)), come stabilito dal [Decreto Sostegni-Ter](#) (Legge 25/2022).

La Legge di Bilancio conferma l'esenzione delle utenze domestiche e delle microimprese dal pagamento del contributo per il primo trimestre 2023. Tuttavia, gli oneri generali di sistema vengono reintrodotti per le medie e grandi imprese, a fronte di una visibile riduzione del PUN a partire dagli ultimi mesi del 2022. ARERA ha disposto, quindi, il ritorno delle componenti A_{SOS} , a copertura degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92, e A_{RIM} , destinata alla copertura di oneri marginali di vario tipo (tra cui l'attività di promozione dell'efficienza energetica, la messa in sicurezza del nucleare e agevolazioni tariffarie destinate al settore ferroviario).

Per un utente industriale in bassa tensione (20 kW di potenza installata e 1500 kWh di consumi annui) la componente A_{SOS} risulta così in aumento del 10% rispetto al Q4-21, mentre la componente A_{RIM} cresce di oltre il 140%, in considerazione delle stime del fabbisogno 2023 dei rispettivi conti di gestione.

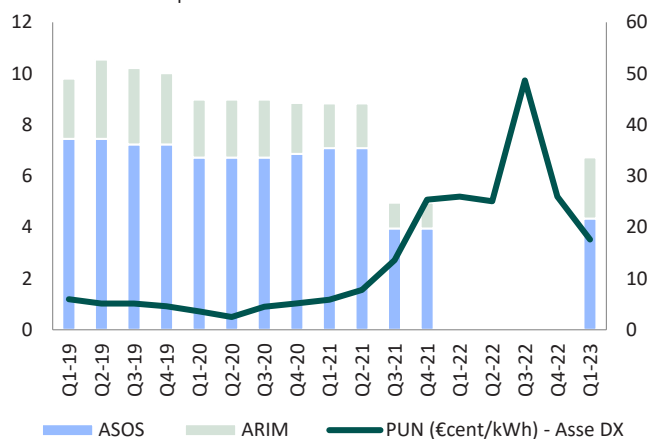
Secondo il GSE e la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), infatti, le risorse messe a disposizione dallo Stato dalla Legge di Bilancio saranno sufficienti a coprire i costi dei suddetti conti soltanto per i primi due trimestri del 2023.

Il sostanziale aumento della A_{RIM} è parzialmente compensato dal passaggio alla fiscalizzazione generale delle sotto-componenti A_{2RIM} a copertura dei costi afferenti allo smantellamento delle centrali nucleari dismesse, e A_{mctRIM} a copertura del conto per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale, che vengono quindi sottratti dalla bolletta.

I valori delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} restano comunque al di sotto della media registrata negli anni 2018-2020, prima dell'inizio della crisi (-38% e -4%, rispettivamente).

FIGURA 1. ONERI DI SISTEMA PER INDUSTRIA IN BASSA TENSIONE (€cent/kWh)

20KW di potenza installata e 1500 kWh di consumi annui



Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA

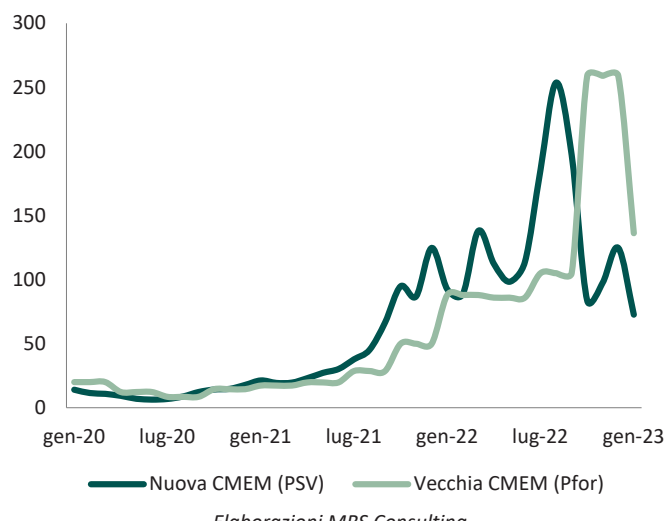
sarebbe stata ancora più elevata, considerando che si sarebbe applicata una Cmem di quasi 260 €cent/Smc (poco più di 240 €/MWh), derivante dai *forward* TTF per il Q4-22 quotati lo scorso agosto. Gli oneri generali di sistema, annullati dalla [Legge 142/2022](#) (che recepisce il DL 115/2022, Decreto Aiuti Bis), sono stati negativi grazie all'applicazione dello sconto sulla parte variabile della componente UG₂ relativa alla compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, contribuendo ad abbassare i costi della bolletta di 33 €cent/Smc. La parte fissa della componente di commercializzazione QVD, invece, non ha registrato variazioni.

LE PROSPETTIVE PER I PRIMI MESI DELL'ANNO

La Legge di Bilancio proroga, per il primo trimestre 2023, sia l'annullamento di tutte le componenti relative agli oneri generali del sistema gas per tutte le utenze, sia l'aliquota negativa relativa alla parte variabile della componente UG₂, che abbassa i costi della bolletta di 32 €cent/Smc.

Coerentemente con l'impatto sulle bollette elettriche dell'aggiornamento del primo trimestre 2023, anche i dati disponibili a oggi indicano una contrazione della bolletta del gas. Il valore medio del PSV *Day Ahead* per il mese di gennaio consuntivato a oggi è pari a 67 €/MWh: un dato che, anche se in

FIGURA 7. COMPONENTE CMEM (€cent/Smc)



via di consolidamento, indica una riduzione della componente Cmem di oltre il 40% rispetto al mese di dicembre-22. Anche in questo caso, con il vecchio metodo di calcolo, la Cmem sarebbe stata più alta (140 €cent/Smc, di poco inferiore ai 130 €/MWh), comportando un rincaro della bolletta di oltre l'80% rispetto alle condizioni attuali, e del 10% rispetto al mese di dicembre.

03



ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

Le regole per l'autoconsumo diffuso

Si va verso una migliore classificazione delle casistiche e un superamento dell'incertezza regolatoria che fino a oggi ha limitato la diffusione delle configurazioni di autoconsumo virtuale, in attesa della possibile revisione degli incentivi.

APPROVATO IL TESTO INTEGRATO DELL'AUTOCONSUMO DIFFUSO

Il nuovo testo integrato dell'autoconsumo diffuso delinea le fattispecie chiave per la valorizzazione dell'energia condivisa e pone le basi per la diffusione delle configurazioni di autoconsumo virtuale in attesa della pubblicazione del decreto incentivi da parte del MASE e delle regole tecniche del GSE.

Il nuovo Testo integrato dell'autoconsumo diffuso (TIAD) pubblicato dall'Autorità lo scorso 30 dicembre (Delibera [727/2022/R/eel](#)) apre un nuovo capitolo per le comunità energetiche e le configurazioni di autoconsumo. Con l'entrata in vigore, prevista per il 1 Marzo 2023, diventerà effettivo il recepimento delle regole introdotte con i decreti legislativi 199/2021 e 210/2021, superando l'incertezza legata alla mancanza di un quadro regolatorio ben definito ([Newsletter 270-271](#)).

A differenza dell'autoconsumo diretto caratterizzato da collegamenti privati e diretti tra consumo e produzione con un unico punto di connessione alla rete, l'autoconsumo diffuso (detto anche virtuale) avviene tramite uno o più punti di connessione e prelievo attraverso la rete di distribuzione. Nel primo caso l'autoconsumatore beneficia della totale esenzione dalle tariffe di trasporto e dagli oneri generali di sistema per l'energia direttamente

autoconsumata, mentre nel secondo caso è previsto il pagamento integrale delle tariffe di trasporto e degli oneri generali di sistema, a fronte di un contributo economico per la quota di energia virtualmente autoconsumata (definita energia condivisa). Il TIAD conferma per l'autoconsumo diffuso il modello virtuale, con la valorizzazione dell'energia condivisa autoconsumata da punti afferenti all'area sottesa alla cabina primaria (superando il vincolo della cabina secondaria). La novità principale confermata dal TIAD, dopo la consultazione dello scorso agosto (DCO [390/2022/R/eel](#)), riguarda le modalità e i requisiti per l'accesso agli incentivi dedicati all'autoconsumo diffuso. Questi vengono, infatti, definiti in base alla tipologia di configurazione, che può essere di tipo collettivo o individuale, consentendo quindi l'accesso agli schemi di autoconsumo diffuso non solo alle comunità energetiche (rinnovabili, CER, e di cittadini, CEC) e ai gruppi (di autoconsumatori rinnovabili e clienti attivi¹), ma anche agli autoconsumatori individuali (sia rinnovabili che non) purché tramite accesso alla rete di distribuzione. Viene inoltre data la possibilità anche agli autoconsumatori rinnovabili che utilizzano una linea diretta (di lunghezza inferiore a 10 km) di optare per l'autoconsumo diffuso, rinunciando in tal caso ai benefici dell'autoconsumo diretto (**Figura 1**).

FIGURA 1. LE CONFIGURAZIONI DI AUTOCONSUMO

AUTOCONSUMO DIRETTO		AUTOCONSUMO DIFFUSO	
AUTOCONSUMO INDIVIDUALE		AUTOCONSUMO COLLETTIVO	
«IN LOCO»		«A DISTANZA»	
☐ Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) ☐ Autoconsumatore individuale ☐ Cliente attivo ☐ Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)		☐ Autoconsumatore individuale «a distanza» ☐ con connessione diretta privata <10 km (*) ☐ che utilizza rete distribuzione ☐ Cliente attivo «a distanza» ☐ che utilizza rete distribuzione	
		Gruppi di autoconsumatori/clienti attivi e comunità energetiche ☐ Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile ☐ Gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente ☐ Comunità energetica rinnovabile ☐ Comunità energetica dei cittadini	

(*) Autoconsumo diretto con possibilità di optare per autoconsumo diffuso

¹ Gli autoconsumatori rinnovabili si distinguono dai clienti attivi, la cui produzione di energia destinata all'autoconsumo proviene da fonti non rinnovabili.

TABELLA 1. LE FORME DI AUTOCONSUMO DIFFUSO

CONFIGURAZIONE	DEFINIZIONE	NORMATIVA	FER
Autoconsumatore individuale a distanza con linea diretta	Cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile con linea <10 km	Art. 30 c1 p.to 2.1 DL 199/21	✓
Autoconsumatore individuale a distanza che utilizza rete di distribuzione	Cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile utilizzando rete di distribuzione	Art. 30 c1 p.to 2.2 DL 199/21	✓
Cliente attivo a distanza	Cliente finale che autoconsuma energia utilizzando rete di distribuzione	Art. 3 c2 DL 210/21	✓
Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile	Gruppo di autoconsumatori individuali all'interno del medesimo edificio	Art. 30 c2 DL 199/21	✓
Gruppi di clienti attivi	Gruppo di clienti attivi che regolano i rapporti tramite contratto di diritto privato	Art. 14 c4 DL 210/21	
Comunità energetica rinnovabile	Clienti finali che agiscono collettivamente per autoconsumano di energia rinnovabile (Soggetto di diritto autonomo con personalità giuridica)	Art. 31 c1 DL 199/21	✓
Comunità energetica dei cittadini	Clienti finali che agiscono collettivamente per autoconsumano di energia (Soggetto di diritto con o senza personalità giuridica)	Art. 3 c3 DL 210/21	

Elaborazioni MBS Consulting

Per la definizione delle caratteristiche anche tecniche e dei requisiti delle diverse configurazioni di autoconsumo diffuso il TIAD fa riferimento ai decreti legislativi 199/2021 e 210/2021 (**Tabella 1**).

MODALITÀ PER LA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA

Rispetto alla precedente delibera (Delibera [318/2020/R/eel](#)), che prevedeva per le comunità energetiche la valorizzazione dell'energia condivisa autoconsumata nell'area afferente alla cabina secondaria, l'estensione del perimetro alla cabina primaria, con un conseguente utilizzo della rete di distribuzione, comporta che il rimborso virtuale sotto forma di contributo economico per il mancato utilizzo della rete (pari alla componente variabile della tariffa di trasmissione, di distribuzione e perdite di rete) venga riconosciuto solo agli autoconsumatori individuali e collettivi.

Alle CER e alle CEC viene invece riconosciuta solo la componente variabile inerente al rimborso delle tariffe di trasmissione.

Il corrispettivo totale è il risultato del prodotto delle componenti descritte per il volume di energia elettrica virtualmente consumata a livello orario.

Il valore della tariffa premio rimane al momento quello fissato dal MISE nel 2020 ([DM 16/09/2020](#))

pari a 100 €/MWh per i gruppi di autoconsumatori e pari a 110 €/MWh per le comunità energetiche in attesa del decreto definitivo del MASE in esito alla consultazione avviata novembre 2022 che potrebbe apportare ulteriori modifiche al valore e ai criteri di applicazione dello stesso ([Newsletter 270-271](#)).

Il TIAD definisce inoltre le modalità con cui il GSE dovrà quantificare l'energia autoconsumata dalle configurazioni.

Il criterio adottato è un calcolo dell'energia condivisa su base oraria, ripartita per ciascun impianto di produzione e rendicontata a livello mensile. I dati di misura saranno quelli forniti dal distributore o, qualora la rilevazione non fosse possibile a livello orario, stimati su profili standard definiti dal GSE medesimo.

DEFINITI GLI OBBLIGHI INFORMATIVI PER I DISTRIBUTORI

Un'importante novità introdotta dal TIAD riguarda la definizione degli obblighi e delle tempistiche a cui sono vincolati i gestori di rete nell'attività di individuazione delle aree sottese alle cabine primarie, allo scopo di agevolare e semplificare il processo di progettazione delle configurazioni di autoconsumo. I distributori dovranno rendere disponibili sui propri siti entro il 28 febbraio 2023 una prima definizione

FIGURA 2. CONTRIBUTO ECONOMICO ADDIZIONALE ALLA TARIFFA PREMIO

	Tariffa di trasmissione in bassa tensione (TRASE)		Componente variabile di distribuzione (BTAU)		Perdite di rete
Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile	8,48 €/MWh	+	0,60 €/MWh	+	• $MT = Pz * 1,2\%$ • $BT = Pz * 2,6\%$
Comunità energetiche	8,48 €/MWh				<i>Pz = prezzo zonale orario</i>

Valori riferiti alle componenti tariffarie per il 2023

delle suddette aree. Quella definitiva dovrà essere pubblicata sul sito del GSE entro il 30 settembre 2023 e sarà soggetta a revisione biennale. I membri interessati alla costituzione di una configurazione di autoconsumo diffuso potranno così consultare direttamente il portale messo a disposizione del

GSE, senza doversi interfacciare con le imprese distributrici.

I passi successivi nel completamento del quadro regolatorio, saranno il decreto del MASE, che definirà gli incentivi, e le regole tecniche del GSE.



04

MONITORAGGIO IDROGENO

Monitoraggio idrogeno

Lombardia, Sicilia, Campania e Puglia si aggiudicano la maggiore parte dei 450 milioni di euro destinati alle aree industriali dismesse. I bandi, gestiti dalle Regioni, si chiuderanno a marzo 2023. Passi avanti anche per i 2 miliardi di euro dei settori hard-to-abate.

PNRR E ATTUAZIONE

IL MASE MOBILITA I FONDI PER LE AREE INDUSTRIALI DISMESSE E I SETTORI HARD-TO-ABATE

A dicembre 2022 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il [Decreto 21 ottobre 2022](#), con cui il MiTE, nel frattempo rinominato Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), ha mobilitato 2.5 miliardi di euro su oltre 3.5 miliardi di euro complessivamente stanziati nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) a favore dell'idrogeno, attuando così gli investimenti 3.1 e 3.2 della Missione 2, Componente 2 del PNRR, destinati rispettivamente alla produzione di idrogeno in aree industriali dismesse e all'utilizzo dell'idrogeno nei settori industriali *hard-to-abate* (con elevate emissioni di carbonio). La maggioranza dei fondi è destinata ai settori *hard-to-abate* (2 miliardi) e solo 500 milioni sono riservati alle aree dismesse. Questo decreto definisce le tipologie di progetto che potranno accedere ai 2 miliardi per i settori difficili da decarbonizzare, ma rimanda a un successivo provvedimento le modalità attuative per l'accesso ai fondi. In merito alle risorse destinate alle aree dismesse invece, il MiTE aveva già individuato le Regioni come canale per l'assegnazione dei fondi avendo avviato alcuni mesi fa una manifestazione di interesse in cui le Regioni hanno candidato le aree industriali dismesse potenzialmente interessate ad ospitare gli impianti di idrogeno. Il decreto ha suddiviso i fondi alle diverse Regioni e ha dato le indicazioni alle Regioni stesse per l'avvio dei bandi, stabilendo alcune regole comuni.

Il provvedimento del MASE chiarisce anche che l'idrogeno prodotto e utilizzato dagli impianti sviluppati attraverso i progetti che possono accedere ai fondi debba essere di tipo "verde" (idrogeno rinnovabile), secondo quanto definito all'interno del [Decreto 21 settembre 2022](#). Secondo questa normativa nazionale, l'idrogeno è considerato rinnovabile se soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73.4%

rispetto a un combustibile fossile di riferimento con un tasso di emissione di 94 g CO₂e/MJ. L'energia elettrica può essere prodotta in loco da fonti rinnovabili e/o prelevata dalla rete.

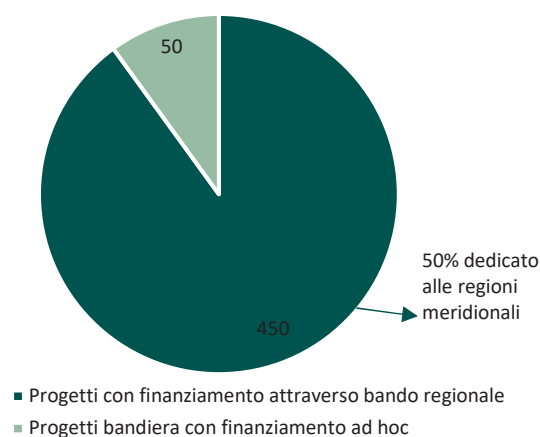
Dei 500 milioni di euro dedicati alla produzione di idrogeno in aree industriali dismesse:

- 225 milioni di euro sono destinati alle regioni meridionali
- 50 milioni sono stanziati per la realizzazione di progetti bandiera, ossia progetti di particolare rilevanza strategica per ciascuna regione, che saranno esclusi dai bandi e allocati con procedure *ad hoc*.

2 miliardi di euro sono destinati all'utilizzo del vettore energetico in settori *hard-to-abate*, dei quali almeno il 40% è destinato al finanziamento di progetti nelle regioni meridionali. Tali risorse sono così ripartite:

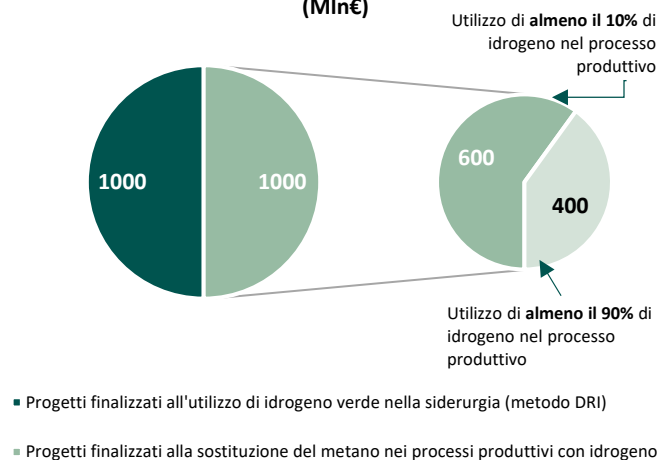
- 1 miliardo di euro per la realizzazione di progetti finalizzati alla sostituzione di almeno il 10% del metano e dei combustibili fossili utilizzati nei processi produttivi con idrogeno verde. All'interno di questo ammontare, almeno 400 milioni di euro devono essere destinati a progetti che portino alla sostituzione di oltre il 90% del metano e dei combustibili fossili con l'idrogeno verde

FIGURA 1. FONDI DEDICATI ALLA PRODUZIONE DI IDROGENO IN AREE INDUSTRIALI DISMESSE (Mln€)



Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 2. FONDI DEDICATI ALL'IMPIEGO DI IDROGENO IN SETTORI *HARD-TO-ABATE* (Mln€)



Elaborazioni MBS Consulting

- 1 miliardo di euro dedicati a progetti finalizzati alla produzione di ferro preridotto mediante processo direct reduced iron (DRI), con idrogeno verde come combustibile, per una quota pari ad almeno il 10% in volume della miscela di combustibile utilizzata.

LE CARATTERISTICHE DEI PROGETTI CHE POSSONO AVERE ACCESSO AI FONDI

PROGETTI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE IN AREE INDUSTRIALI DISMESSE

Per beneficiare delle agevolazioni, i progetti relativi agli impianti di produzione di idrogeno in aree industriali dismesse devono essere completati entro il 30 giugno 2026 e non devono ancora essere stati avviati al momento della presentazione

della domanda per l'ottenimento dei contributi. In aggiunta, gli elettrolizzatori devono avere una dimensione compresa tra 1 MWe e 10 MWe ed essere localizzati in aree industriali dismesse, che devono essere connesse alla rete elettrica, del gas e alla rete stradale, oltre ad avere un facile accesso alle risorse idriche (come previsto nell'[avviso](#) del Ministro della transizione ecologica del 15 dicembre 2021). Inoltre, tali aree devono essere vicine ad altre industrie che possano esprimere una domanda di idrogeno e devono presentare una conformazione adatta a realizzare impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile, funzionale alla produzione di idrogeno.

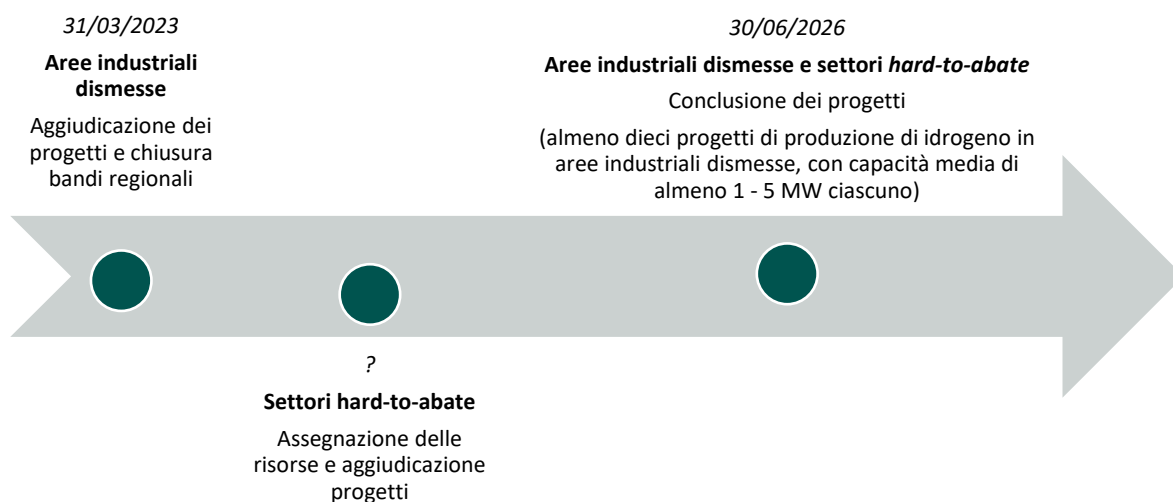
Le tempistiche relative alla chiusura dei bandi sono stringenti:

- entro il 31 marzo 2023 dovrà avvenire l'aggiudicazione dei progetti e la conseguente chiusura dei bandi regionali
- entro il 30 giugno 2026 si dovrà registrare il completamento di almeno dieci progetti di produzione di idrogeno in aree industriali dismesse, con capacità media di almeno 1-5 MW ciascuno, come previsto dalla tabella di marcia degli interventi finanziati dal PNRR

PROGETTI PER L'UTILIZZO DELL'IDROGENO VERDE NEI SETTORI *HARD-TO-ABATE*

Tra le imprese che operano nei settori *hard-to-abate*, difficili da decarbonizzare, figurano quelle appartenente ai settori la siderurgia, la raffinazione del petrolio, la chimica, il cemento, della ceramica,

FIGURA 3. TEMPISTICHE



Elaborazioni MBS Consulting

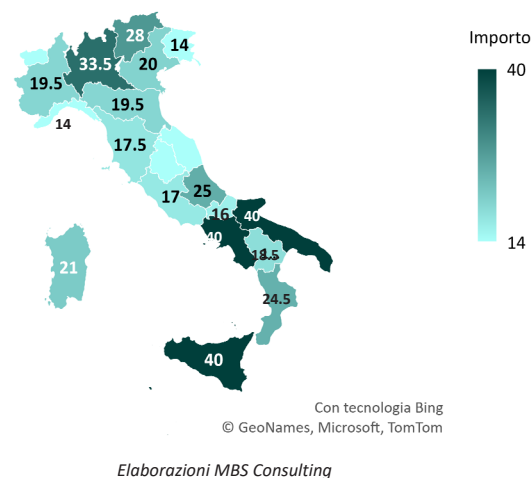
della carta, del vetro e della produzione alimentare.

Nel caso delle risorse destinate alla sostituzione di almeno il 10% del metano e dei combustibili fossili utilizzati nei processi produttivi con idrogeno verde, le agevolazioni sono concesse per il finanziamento di progetti di ricerca e sviluppo per l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile nei processi industriali, funzionali alla definitiva introduzione del vettore energetico. Non solo, ma anche i costi connessi agli interventi per la produzione di idrogeno verde sono ammessi, anche se limitatamente al quantitativo di idrogeno verde utilizzato a copertura del fabbisogno previsto nel processo industriale. Per poter ricevere i contributi, tali progetti non devono essere stati avviati prima della data di richiesta di finanziamenti e dovranno essere ultimati entro il 30 giugno 2026. Devono inoltre essere stabiliti attraverso DM le modalità e i criteri generali per la concessione delle agevolazioni destinate a progetti finalizzati alla produzione di ferro preridotto mediante processo *direct reduced iron* (DRI), con idrogeno verde come combustibile.

I CRITERI PER LA RIPARTIZIONE DEI FONDI PRIVILEGIANO LE REGIONI RICCHE DI FONTI RINNOVABILI

Per i fondi destinati alla produzione di idrogeno nelle aree industriali dismesse, le regioni sono tenute a pubblicare un bando attraverso il quale conferire le agevolazioni, seguendo lo schema di bando tipo pubblicato dal MASE. Le agevolazioni verranno concesse nella forma del contributo a fondo perduto,

FIGURA 4. SUDDIVISIONE PER REGIONE DEI FONDI DESTINATI ALLE AREE INDUSTRIALI DISMESSE (Mln€)



per un massimo di 20 milioni di euro per proposta progettuale.

La ripartizione delle risorse tra regioni stabilita dal MASE tiene conto di tre aspetti principali: la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'energia elettrica totale consumata, la produzione dell'industria manifatturiera e la popolazione residente (quest'ultimo criterio ha pesato per il 50% sull'assegnazione delle risorse). Le regioni che hanno ottenuto la maggiore quantità di risorse sono state Campania, Puglia e Sicilia, ciascuna con ben 40 milioni di euro a disposizione, mentre tra le regioni settentrionali è la Lombardia ad aver ricevuto la quota maggiore, con 33.5 milioni di euro.

TABELLA 1. FONDI PNRR DESTINATI ALL'IDROGENO

Missione PNRR	Investimento	Ambito	Descrizione	Fondi (milioni/€)	Ministero competente	Provvedimento	Stato	Competenza assegnazione risorse
2	3.1	Produzione	Produzione in aree industriali dismesse	500	MASE	Decreto 21/10/2022	Bandi in via di pubblicazione	Regioni
2	3.2		Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2 000	MASE	Decreto 21/10/2022	In attesa di pubblicazione decreto MASE	MASE
2	5.2		200 per altri progetti	200	MASE	Decreto 27/04/2022	In attesa di pubblicazione bandi	MASE
			250 milioni per progetti IPCEI	250	MISE	Decreto 13/10/2022	Fondi assegnati	MASE
2	3.5	Ricerca e sviluppo	Bando per enti di ricerca e università	20	MASE	Avviso pubblico MASE	Bando terminato	MASE
2	3.5		Bando per imprese	30	MASE	Avviso pubblico MASE	Bando terminato	MASE
2	3.5		Accordo con Enea	110	MASE	Decreto 23/12/2021	Accordo siglato	
2	3.3	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	230	MIMS	Decreto n. 199 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
2	3.4	Trasporti	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300	MIMS	Decreto n.198 del 30/06/2022	In attesa di pubblicazione decreto MIMS	MIMS
3	1.1	Progetto integrato	Green ports	270	MASE	Avviso pubblico MASE	Bando terminato	MASE e Adsp

Elaborazioni MBS Consulting

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

MBS Consulting Practice Energy

Editore

MBS Consulting S.p.A.

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 89096061

E-mail: d.imperatori@mbsconsulting.it

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEA ENERGIA SPA, ACEGAS APS AMGA, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI,
CVA ENERGIE SRL a s.u., DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI PLENITUDE SPA,
EP PRODUZIONE SPA, ERG SPA, F2i SGR, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SHELL ENERGY ITALIA SRL, 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.

Piazza G. A. Diaz 6
20123 Milano