

NEWSLETTER



n. 259-260 Novembre/Dicembre 2021
Anno XXIII

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Avviato il *capacity market* per il 2024

pag. 04

Per partecipare all'asta per la capacità con delivery 2024 (con opzione di proroga per gli impianti nuovi fino a un massimo di 11 mesi) si esclude l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) tra i titoli abilitativi. Possibile estensione del meccanismo di remunerazione al 2025 soltanto in caso di mercato corto.

Verso una nuova gestione del dispacciamento

pag. 09

Un'analisi sui volumi mette in evidenza come Terna negli ultimi mesi abbia cominciato a sperimentare diverse tecniche di razionalizzazione del dispacciamento, coerentemente con lo schema incentivante proposto da ARERA nella consultazione di luglio volto alla riduzione dei costi di dispacciamento. Lo sviluppo infrastrutturale ha avuto inoltre effetti sull'essenzialità di alcuni impianti, con il carbone che in questo periodo di aumento delle commodities gioca comunque ancora un ruolo fondamentale.

Riforma del mercato elettrico: cosa dice il decreto

pag. 14

Pubblichiamo uno schema con i punti principali: comunità energetiche, consumatori e batterie al centro dell'attenzione.

Aste FER: approvati progetti off-shore in Danimarca e Francia

pag. 16

Due progetti da 2 GW previsti entro il 2028, uno targato RWE nel mare del nord e uno nel Canale della Manica.

02

CONCESSIONI IDROELETTRICHE

Monitoraggio della normativa

pag. 18

Confermato dal Decreto concorrenza l'impianto di regionalizzazione per le concessioni idroelettriche, con il limite all'avvio delle procedure di assegnazione indicato per fine 2022. Confermata anche la proroga fino al massimo a fine 2023 delle concessioni scadute o in scadenza.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Rischio revisione al ribasso del WACC nel secondo periodo regolatorio

pag. 21

Gli orientamenti finali di ARERA contengono una nuova formula e parametri in combinazione con i valori dei mercati ad oggi comporterebbe una riduzione del WACC sia per il settore della distribuzione del gas che per gli altri servizi regolati superiore all'1%. Particolarmente critico il parametro fiscale Tp che se venisse riportato in prossimità di quello precedente comporterebbe un recupero del valore del WACC di circa lo 0,3%.

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 27

Sotto le aspettative la bozza di Decreto sulla concorrenza; continuano i ritardi.

05

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

La politica energetica nel programma del nuovo governo tedesco

pag. 31

Completa decarbonizzazione anticipata al 2045, accelerazione del phase-out del carbone e sostegno al gas per il power nell'immediato, ingenti investimenti nell'idrogeno, riforma del mercato elettrico con remunerazione della capacità ed eliminazione degli oneri impropri dalla bolletta, grazie all'utilizzo di una maggiore flessibilità nell'interpretazione dei vincoli sulla finanza pubblica.

Recepimento REDII: definite le regole per i target 2030

pag. 35

Le novità portate dal Decreto toccano i principali motori del processo di allineamento al percorso di decarbonizzazione europeo, tra cui incentivi, autoconsumi e comunità energetiche rinnovabili, garanzie d'origine e aree idonee. Le disposizioni presenti nel Decreto permetteranno inoltre lo sblocco dei fondi per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili.

Agenzia Esecutiva per i finanziamenti green: un'occasione per l'idrogeno

pag. 41

L'European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency ha il compito di gestire e implementare sette programmi di finanziamento lanciati dall'Unione Europea nel contesto del quadro finanziario pluriennale per il periodo 2021-2027. Le iniziative legate all'idrogeno rientrano pienamente nella maggior parte dei programmi di finanziamento.

01



MERCATO

ELETTRICO

Avviato il *capacity market* per il 2024

Per partecipare all'asta per la capacità con delivery 2024 (con opzione di proroga per gli impianti nuovi fino a un massimo di 11 mesi) si esclude l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) tra i titoli abilitativi. Possibile estensione del meccanismo di remunerazione al 2025 soltanto in caso di mercato corto.

A seguito dell'approvazione del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) (8/11/21) e della successiva approvazione dall'Autorità (16/11/21), Terna ha reso disponibile, nel corso di novembre, la documentazione necessaria a completare il quadro delle regole di partecipazione al mercato della capacità con consegna 2024. Oltre alla pubblicazione della Disciplina aggiornata, delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) e dei relativi allegati, sono state precisate le tempistiche di adesione e invio dei documenti per l'asta Madre che si svolgerà il 21 febbraio 2022.

REGOLE PER INCENTIVARE LA CAPACITÀ NUOVA

ASTA CONFERMATA SOLO PER DELIVERY NEL 2024

A differenza di quanto discusso nelle consultazioni di maggio 2021, il MiTE ha per ora sospeso l'asta per l'anno 2025 confermando l'adozione del meccanismo per l'approvvigionamento di capacità per il 2024. Solo in seguito, se l'esito di quest'ultima non avrà pienamente coperto tutte le necessità del sistema in tema di adeguatezza, verrà valutato l'eventuale prolungamento del meccanismo di remunerazione per gli anni seguenti. In linea con

quanto discusso in questi mesi in Parlamento, si conferma l'intenzione di minimizzare l'impegno nel mercato della capacità. Verranno, infatti, verificati il grado di partecipazione degli operatori e il risultato raggiunto sulla prima asta, in termini di approvvigionamento di capacità nuova, per continuare solo nel caso in cui il mercato non sia stato in grado di rispondere in modo sufficiente alla domanda di adeguatezza di Terna.

Qualora le valutazioni di adeguatezza a lungo termine effettuate da Terna non individuino problemi per tre anni di fila, la disciplina approvata prevede, inoltre, la possibilità di avviare una procedura per sospendere il meccanismo del Mercato della Capacità, evitando la sottoscrizione di nuovi contratti coerentemente con quanto previsto dalla normativa europea. Questa considera, infatti, i meccanismi di remunerazione della capacità solo come soluzioni transitorie ai fallimenti di mercato. Resta da valutare se la scelta di sospendere il meccanismo di sostegno sia una soluzione sostenibile per il sistema. Il problema potrebbe riguardare, in particolare, la capacità esistente che ottiene una remunerazione su base annua, a differenza della capacità nuova che continuerebbe

FIGURA 1. CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITA' E COMUNICAZIONI PER I PARTECIPANTI



a goderne fino alla scadenza del contratto di 15 anni. La capacità esistente si ritroverebbe, quindi, a contare nel medio termine solo sui ricavi del mercato *spot*, potenzialmente reso lungo dall'approvvigionamento di nuova capacità per l'adeguatezza. Ne potrebbe derivare un potenziale problema di *missing-money* e la conseguente possibile uscita dal mercato mettendo a rischio l'adeguatezza appena raggiunta a danno del sistema.

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE ESCLUSA DAI TITOLI AUTORIZZATIVI

È stata confermata la proposta presentata in consultazione di allentare i requisiti per partecipare alle aste in qualità di capacità autorizzata, con l'esclusione dell'AIA tra i titoli abilitativi che gli impianti nuovi devono conseguire entro la fine di gennaio per poter essere considerati autorizzati nell'asta madre di febbraio. Per le nuove unità di produzione e per quelle in ripotenziamento sarà sufficiente essere in possesso della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e della Autorizzazione Unica (AU).

Questo potrebbe avere un effetto significativo sulla competizione attesa in asta. Se richiedendo l'AIA, la partecipazione di nuova capacità autorizzata avrebbe potuto essere quasi deserta, spostando tutta la competizione sull'ultima sessione d'asta riservata alle unità non autorizzate, ci potrebbero infatti essere diversi impianti in grado di qualificarsi come autorizzati, portando competizione anche nelle prime fasi del mercato. Potrebbe addirittura accadere che alcuni impianti, come quello di Fusina, che non hanno ottenuto l'AU in tempo per la *deadline* del 31 ottobre 2021 per la *delivery* del *Capacity* 2023 la ottengano in tempo per l'asta del 2024 e vi partecipino come capacità autorizzata nonostante l'iter non sia ancora concluso.

In tema di nuova capacità, è stata confermata anche la linea proposta nel documento di consultazione di non legare più la verifica degli obblighi alla nomina delle unità di produzione, ma di verificare che per ciascun anno di consegna e per ciascuna zona almeno il 50% della capacità contrattualizzata

come "nuova" venga offerta sui mercati dell'energia e dei servizi tramite impianti di nuova costruzione. Questa variazione è finalizzata a permettere una migliore ottimizzazione della nomina da parte degli operatori e a evitare possibili incoerenze con i vincoli che Terna stessa impone sulle nomine.

POSSIBILE PROROGA PER LA DELIVERY FINO A 11 MESI

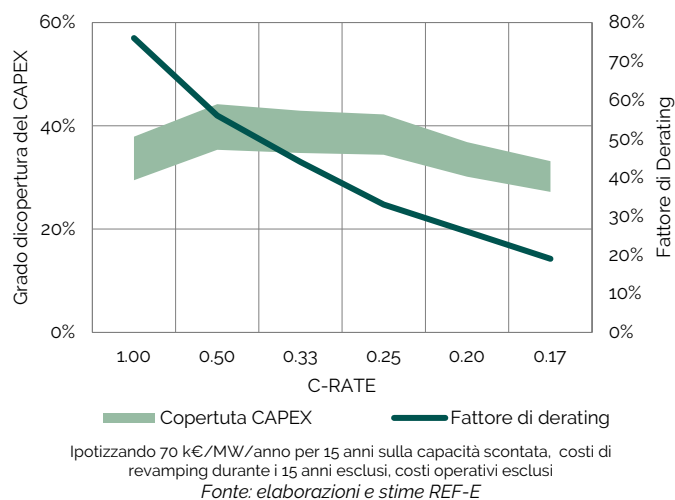
Un'altra importante novità introdotta dalla disciplina riguarda la possibilità di prorogare la *delivery* della capacità fino ad un massimo di 11 mesi. Tale possibilità, che in consultazione era stata proposta per la sola capacità nuova non autorizzata, è stata in realtà estesa a tutta la capacità nuova, accogliendo l'invito dell'Autorità ad applicare una penale mensile pari all'1% del premio moltiplicata per la capacità assegnata per ciascun mese di ritardo. La proroga non può comunque superare il termine massimo del 01/12/2024, pena la risoluzione automatica del contratto. All'operatore è permesso di posticipare tutti i termini del contratto (la data per la dichiarazione sostitutiva dell'ottenimento dell'autorizzazione, la data di inizio *delivery* e la data di fine contratto) e la remunerazione sui 15 anni viene quindi traslata fino a 11 mesi.

Terna specifica che in ogni caso le regole del contratto vengono sempre applicate sull'anno di calendario: ciò significa che il primo anno di consegna, nel caso di proroga di 11 mesi, sarebbe costituito dal solo mese di dicembre. Se, solitamente servono 3 mesi di Inadempimento Temporaneo per causare l'Inadempimento Definitivo, in questo caso, l'inadempimento per un solo mese porterebbe alla risoluzione automatica del contratto.

SI APRE UNO SPAZIO PER GLI ACCUMULI E LE RINNOVABILI NEL PORTAFOGLIO

Nella disciplina è stato introdotto anche un esplicito riferimento alle tecnologie di accumulo con nuovi tassi di *derating*¹ ([Disciplina Terna](#)) calcolati in funzione della capacità di stoccaggio espressa in ore: maggiore è la capacità di stoccaggio, minore è il *derating* applicato. Gli impianti *storage* con tecnologia *energy intensive* con 6 ore di accumulo

¹ Il tasso di *derating* è il tasso medio di indisponibilità standard utilizzato per il calcolo della CDP di unità di produzione applicato alla Potenza Massima Erogabile sulla base di dati storici. Il periodo di osservazione è costituito dai 3 anni solari precedenti all'anno di svolgimento della procedura concorsuale (Art.4 DTF_2 Disciplina Terna 2021).

FIGURA 2. GRADO DI COPERTURA CAPEX CON PREMIO DI CAPACITÀ IN FUNZIONE DEL C-RATE (%)

vengono di fatto equiparati a impianti termoelettrici tradizionali (alimentati a gas), mentre gli impianti con tecnologia *power intensive* vengono equiparati alle fonti rinnovabili con maggiore tasso di sconto e inferiore CDP qualificabile.

Per valutare l'opportunità di partecipazione è necessario individuare il miglior *trade-off* tra i costi di investimento, che aumentano al crescere della capacità di accumulo della batteria, e la remunerazione ottenibile dal *capacity market* che varia in funzione del tasso di *derating*.

La configurazione migliore sembra essere quella rappresentata da batterie con 2-4 ore di accumulo che possono coprire oltre il 40% dei costi di investimento attesi con il premio di capacità. In ogni caso, la quota di costi di investimento coperta dal premio di capacità potrebbe rimanere superiore al 35% sia per tecnologie maggiormente *power intensive* (un'ora di accumulo), sia per tecnologie maggiormente *energy intensive* (da 6 ore).

Occorre in ogni caso valutare anche quanto il degrado delle prestazioni della batteria possa impattare sulla capacità di rispondere all'obbligo di capacità, in particolare sull'orizzonte dei 15 anni: quest'ultimo aspetto potrebbe avvantaggiare batterie con maggiore capacità energetica.

Al fine di ampliare le opportunità di partecipazione della capacità rinnovabile, nella nuova disciplina viene eliminata la differenziazione per tipologia nella fase di nomina della capacità ex-post ai fini dell'applicazione del corrispettivo variabile, lasciando all'operatore piena libertà di scegliere su

quali impianti ridurre la nomina, con la possibilità, quindi, di allocarla ottimamente tra la capacità programmabile e non programmabile.

Si tratta di un importante incentivo alla partecipazione delle tecnologie rinnovabili al meccanismo della capacità, ma solo nel caso in cui le rinnovabili sono incluse in un portafoglio di generazione differenziato e che comprenda anche capacità non FRNP, che ridurrebbe sensibilmente il rischio di corrispettivo variabile nelle ore di indisponibilità. Il rischio rimarrebbe, invece, molto elevato per la partecipazione di operatori solo rinnovabili, che non avrebbero strumenti per gestire il rischio del corrispettivo variabile, a meno di considerare la possibilità di un'aggregazione ai fini della partecipazione al meccanismo.

ACCETTAZIONE PRO-QUOTA DELLA CAPACITÀ MARGINALE

È stata confermata la proposta già avanzata a maggio circa l'accettazione parziale dell'offerta marginale nel caso in cui la somma delle quantità accettate fino alle marginali sia superiore alla domanda complessiva nella medesima area.

L'aleatorietà di selezione delle offerte e il vincolo di accettazione integrale previste dalla scorsa disciplina sono state eliminate e il criterio di ordinamento delle offerte rimane invariato. Pertanto, nel caso in cui, per chiudere la domanda, siano presenti più offerte con lo stesso prezzo e afferenti alla stessa tipologia di impianto, Terna procede innanzitutto a dare priorità alla capacità flessibile e a quella caratterizzata da indici di emissione inferiore.

Se la situazione di parità dovesse persistere, Terna procederebbe ad accettare queste ultime pro-quota fino a concorrenza del quantitativo massimo da assegnare.

La capacità accettata sarà, pertanto, suddivisa tra i vari operatori e solo fino al livello necessario alla chiusura della domanda. In caso di accettazione parziale della capacità offerta in asta, l'assegnatario ha facoltà di rinunciare al mandato entro 10 giorni dalla comunicazione di Terna relativa agli esiti dell'asta.

FABBISOGNO DI CAPACITÀ CONCENTRATO AL NORD E IN SARDEGNA

DELIVERY PER IL 2024 CON OBIETTIVI AL 2030

Terna ha pubblicato nelle disposizioni tecniche di funzionamento e relativi allegati i dati aggiornati di domanda lorda di capacità e limiti di transito attesi per il 2024.

La domanda lorda, ridotta di circa 400 MW sull'intero territorio nazionale rispetto a quella del 2023, resta in linea con quella utilizzata per le scorse aste. Lo spazio effettivo atteso per nuovi progetti dipende tuttavia non tanto dall'aspettativa di domanda lorda, quanto dai limiti di transito (tra le zone interne e con l'estero) e dalla capacità disponibile considerata in offerta, per la quale le tempistiche di *decommissioning* (in particolare relativa alle tecnologie a carbone) potrebbero giocare un ruolo fondamentale.

I limiti di transito pubblicati da Terna, seppur riferiti all'anno di *delivery* 2024, sono già proiettati in ottica 2030 in quanto tengono in considerazione non solo la rete attuale, ma anche gli sviluppi previsti nel medio termine, tra cui anche l'entrata in operatività del Tyrrhenian link ([Newsletter 243](#)).

La restrizione rispetto al 2019 dei limiti interzonal, soprattutto al Centro nel transito NORD-SUD e tra la penisola e la Sardegna, mira a far emergere non solo l'esigenza di approvvigionamento di nuova capacità, ma anche una precisa localizzazione della stessa, come dichiarato dal TSO nel report di adeguatezza 2021. Dall'applicazione di questi limiti, risulterebbe di fatto la presenza di tre poli distinti: area Nord, area Sud (comprendente la Sicilia) e Sardegna. La zona Sud è l'unica che potrebbe risultare vicina all'adeguatezza o addirittura lunga in caso di ritardo nella dismissione della capacità a carbone contro un fabbisogno fortemente localizzato nelle zone Nord-Centrone e Sardegna.

POSSIBILE IL PHASE-OUT IN SARDEGNA?

Lo spazio per nuovi progetti in Sardegna deriva dall'ipotesi di *phase-out* amministrativo del carbone da completare entro il 2025: l'aspettativa per la prossima asta è che Terna cerchi di acquistare la capacità necessaria per sostituire integralmente il carbone e garantire l'adeguatezza in Sardegna.

L'investimento in eventuale nuova capacità (verosimilmente una centrale elettrica a gas) sarà in ogni caso soggetta ad un forte rischio, connesso alla realizzazione dell'infrastruttura gas soggetta ad un elevato grado di incertezza. Tra le varie novità Terna ha infatti previsto l'automatica risoluzione del contratto di approvvigionamento della capacità in caso di mancata realizzazione, entro il termine di avvio del periodo di consegna, delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale necessarie per garantire la fornitura di gas naturale in Sardegna. Il carbone continua a svolgere un ruolo cardine nell'isola e il processo di dismissione potrà essere completato solo quando la nuova capacità (e le infrastrutture necessarie) non saranno realizzate e operative. L'attività delle centrali a carbone sarde potrebbe pertanto prolungarsi fino al 2030 per motivi di sicurezza, quando la combinazione di Tyrrhenian link operativo e il presunto sviluppo di adeguate infrastrutture GNL consentirà la definitiva conversione della capacità a carbone dell'isola con unità a gas.

I PRINCIPALI RISCHI PER LA PARTECIPAZIONE

LIMITE STRINGENTE ALLA MANUTENZIONE E PUNTI APERTI

L'ammontare massimo di ore di manutenzione programmata, che la scorsa disciplina prevedeva come limite per l'esclusione dal calcolo di indisponibilità, era stato preliminarmente stimato (usando i dati fino al 2018) pari a 731 ore (30 giorni) per i cicli combinati. Tale limite, già piuttosto stringente, è stato ulteriormente abbassato a 645 ore (27 giorni) nelle stime preliminari di Terna pubblicate lo scorso novembre. Tale restringimento del limite rispetto al passato potrebbe aver tenuto conto di valori bassi di manutenzione legati a fattori esogeni quali, in primis, la crisi pandemica dello scorso 2020, che potrebbe aver limitato anche l'operatività e gli interventi sugli impianti. Tuttavia, le stime definitive, valide per l'inizio della consegna 2022 dovrebbero essere pubblicate a breve da Terna e, qualora il TSO non riveda al rialzo tale limite, l'aumento delle penalità causate da indisponibilità potrebbe impattare in misura significativa sulla capacità rispetto a quanto atteso alla data di partecipazione alle aste.

Altro punto incerto è il criterio con cui verranno definiti i livelli standard di manutenzione per altre tecnologie nuove, non mappate tra quelle esistenti, come ad esempio i sistemi di *storage*.

La partenza della consegna sul 2022 potrà probabilmente mettere in luce quali sono gli

aspetti ancora carenti o incompleti nella definizione della disciplina (tra cui le regole implementative del mercato secondario), con la possibilità per gli operatori di una più ampia comprensione e adattamento alle regole del meccanismo

Verso una nuova gestione del dispacciamento

Un'analisi sui volumi mette in evidenza come Terna negli ultimi mesi abbia cominciato a sperimentare diverse tecniche di razionalizzazione del dispacciamento, coerentemente con lo schema incentivante proposto da ARERA nella consultazione di luglio volto alla riduzione dei costi di dispacciamento. Lo sviluppo infrastrutturale ha avuto inoltre effetti sull'essenzialità di alcuni impianti, con il carbone che in questo periodo di aumento delle commodities gioca comunque ancora un ruolo fondamentale.

LO SCHEMA INCENTIVANTE INTRODOTTO DA ARERA

Come analizzato nella [Newsletter 257](#), la crescente penetrazione delle risorse rinnovabili nel mix energetico nazionale, associata al progressivo phase-out degli impianti di generazione a carbone, ha portato negli ultimi anni a una maggior esigenza di approvvigionamento di servizi di rete, indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico, da parte di Terna.

La maggior movimentazione di risorse nel Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD) ha avuto un'inevitabile ripercussione sui costi del dispacciamento sostenuti dal TSO con un trend della componente di *uplift*¹ in costante aumento.

L'ARERA, il 27 luglio 2021 ha pubblicato il documento di consultazione [325/2021/R/eel](#), in cui ha presentato i propri orientamenti circa l'introduzione di un meccanismo di incentivazione, da finanziare tramite la componente *uplift*, da erogare a Terna, con l'obiettivo di ridurre tali costi di dispacciamento.

I suoi effetti si aggiungono a quelli della [Delibera 699/2018/E/eel](#) avente il fine di promuovere interventi infrastrutturali di rete necessari per risolvere le congestioni all'interno delle zone e a rimuovere i vincoli per la regolazione di tensione, limitando al contempo le condizioni di attivazione degli impianti essenziali, che ha portato alla modifica delle modalità per l'approvvigionamento di servizi di regolazione da parte di Terna.

Le soluzioni da adottare sono a discrezione del TSO, del quale verranno valutate le performance in termini di costi complessivi dell'attività di dispacciamento² rispetto agli anni precedenti. Per il primo anno, l'Autorità propone di considerare come *benchmark* un anno antecedente rappresentativo (ad esempio il 2019) e corretto da eventuali elementi distorsivi. Per gli anni successivi al primo, andrà considerato soltanto il costo sostenuto l'anno precedente.

L'ARERA, al fine di indurre Terna a implementare gli interventi di riduzione di costo nel più breve tempo possibile, propone di distribuire il premio (o la penale) negli anni con un peso decrescente. I risultati ottenuti nel primo anno verrebbero così riconosciuti per l'intero triennio e le quote di premio incassate restituite soltanto nel caso in cui i risultati iniziali non venissero mantenuti negli anni successivi. Tenendo presente che per ogni anno il valore di riferimento diventa quello dell'anno precedente, lo schema proposto da ARERA è il seguente:

- nel caso di risultato positivo rispetto all'anno di riferimento: le percentuali di premio applicate saranno
 - 45% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
 - 30% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
 - 15% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023)
- nel caso di risultato negativo, e quindi aumento dei costi rispetto all'anno di riferimento, le

¹ Corrispettivo unitario a copertura dei costi MSD, degli sbilanciamenti e di altre partite connesse al funzionamento del mercato elettrico sostenuti da Terna a carico degli utenti del dispacciamento per i prelievi di energia elettrica effettuati.

² La somma di: costi associati alla movimentazione delle risorse sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento; costi associati alla mancata produzione eolica (MPE); costi associati alla remunerazione degli impianti che ricadono nel regime di essenzialità.

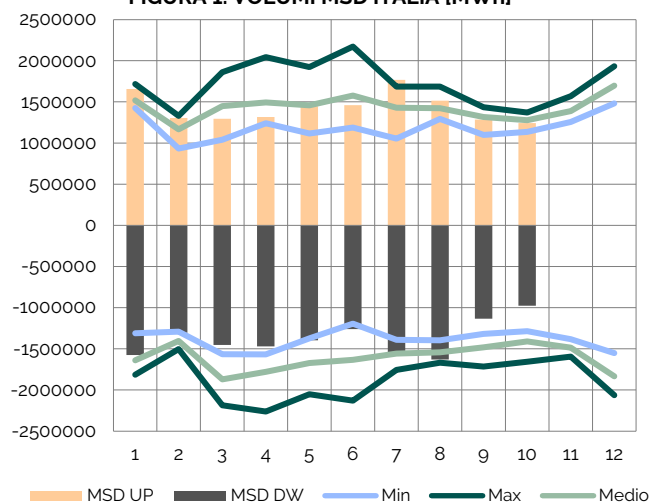
percentuali di penali applicate saranno

- 15% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
- 10% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
- 5% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023).

Il nuovo strumento incentivante, in consultazione fino al 15 settembre 2021, troverà applicazione per il periodo tra il 2022 e il 2024.

Entro la fine del 2021 l'ARERA dovrà definire in dettaglio le regole e anche l'indicazione del valore di riferimento. A inizio 2022 TERNA dovrà indicare ad ARERA gli interventi che intende implementare.

FIGURA 1. VOLUMI MSD ITALIA [MWh]



Fonte: elaborazione REF-E

IMPATTO DEI POSSIBILI MECCANISMI DI EFFICIENTAMENTO

Dall'analisi condotta sui volumi del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), è possibile che Terna abbia già iniziato a sperimentare negli ultimi mesi nuove tecniche di razionalizzazione del dispacciamento, riguardanti principalmente un'ottimizzazione dei volumi acquistati nelle due fasi di mercato, anche se le variabili di scenario di mercato che si sovrappongono sono numerose e complesse e non è possibile, coi dati pubblicamente disponibili, avere confidenza sugli effettivi driver dei *trend* osservabili.

I risultati presentati mettono a confronto i volumi relativi all'anno 2021 con l'andamento del quadriennio immediatamente precedente (2017-2020).

Seppur coprendo una profondità storica relativamente limitata (scelta dettata dal fatto che il MSD sia un mercato molto dinamico e in continua trasformazione), il periodo selezionato è rappresentativo di dinamiche molto diverse tra loro; il 2017 è infatti un anno caratterizzato ancora da elevata produzione a carbone, seppur già in riduzione rispetto agli anni precedenti, e quindi alta disponibilità di riserva regolante sui mercati dell'energia; il 2020, invece, a seguito del *lockdown* dovuto alla pandemia da COVID-19, ha portato con sé un forte aumento della volatilità dovuto all'alta quota rinnovabile nel mix produttivo, e quindi un vertiginoso aumento dei volumi scambiati sul MSD.

Dalla valutazione dei volumi totali effettuata su tutto il territorio nazionale (**Figura 1**, dove con i valori da 1 a 12 vengono indicati i mesi dell'anno; questa convenzione verrà usata per tutti i grafici presenti) emerge come, nella realtà dei fatti, i volumi MSD totali, composti dalla fase ex-ante e dalla fase ex-post, mostrino un leggero cambiamento.

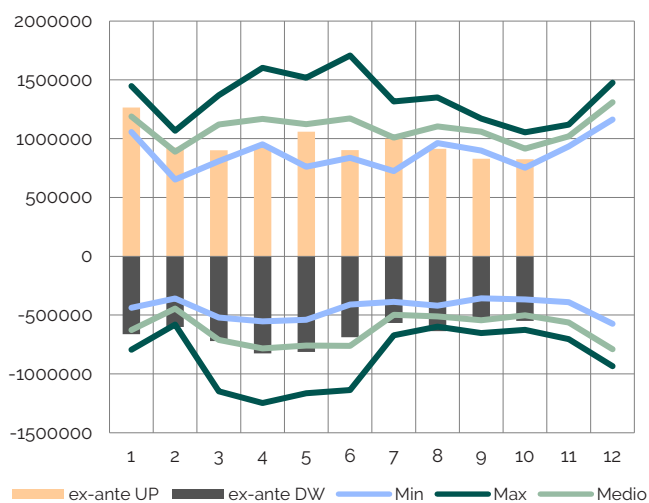
La parte di volumi relativa ai servizi "a salire" mantiene dei valori nella media, mentre i volumi "a scendere" mostrano una tendenza riconducibile al minimo del periodo storico analizzato.

Questo risultato, a primo impatto non molto rilevante, potrebbe celare un possibile cambiamento nel modo di agire di Terna sul mercato, come emerge dall'analisi separata delle due fasi di mercato.

Si nota (**Figure 2 e 3**) come nella fase ex-ante del mercato MSD, rispetto a un posizionamento tendenzialmente "lungo" e cautelativo adottato negli anni precedenti per quanto riguarda i volumi "a salire", Terna abbia optato per un approvvigionamento dei volumi tendenzialmente al minimo o sotto al minimo storico. I volumi ex-ante a scendere risultano invece coerenti con il *trend* storico.

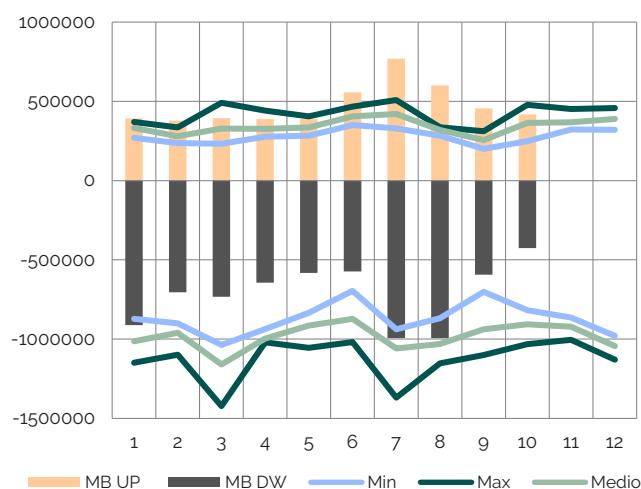
Conseguente a questo nuovo approccio nella fase ex-ante, Terna, ha contrattato volumi più elevati "a salire" nella fase ex-post, Mercato del Bilanciamento (MB), per compensare la posizione tendenzialmente più "corta" nella fase ex-ante. Inoltre, per le stesse motivazioni, i volumi "a scendere" MB attuali registrano dei valori sotto i minimi storici; questo è giustificabile dal fatto

FIGURA 2. VOLUMI MSD EX-ANTE ITALIA [MWh]



Fonte: elaborazione REF-E

FIGURA 3. VOLUMI MB ITALIA [MWh]



Fonte: elaborazione REF-E

che prima era necessario andare a compensare la posizione molto lunga derivante dalla fase di mercato MSD ex-ante.

Questo comportamento, che emerge in particolare nella seconda metà del 2021, potrebbe essere coerente con lo schema incentivante proposto dall'Autorità, in quanto, la fase di mercato ex-ante rappresenta la voce di costo più "dispendiosa" per il TSO.

Dall'analisi zonale è emerso come la tendenza evidente a livello aggregato, sia rispecchiata pienamente nei volumi trattati da Terna su MSD e MB per la zona Nord (**Figure 4 e 5**). In particolare, la diminuzione dei volumi MSD "a salire" e il conseguente aumento dei volumi MB "a salire" risulta particolarmente in linea con i valori massimi e minimi storici, non comportandone un eccessivo aumento o diminuzione. In questo caso, il trend potrebbe essere stato guidato in parte anche dall'evoluzione dei flussi alla frontiera, che determinano la quantità di impianti regolanti già disacciati nella zona, in esito ai mercati dell'energia.

In zona Centro-Nord, il discostamento dai valori storici risulta particolarmente significativo (**Figure 6 e 7**), soprattutto per quanto riguarda i volumi MB "a salire" registrati nei mesi di agosto, settembre e ottobre 2021.

Questa differenza indica come, questa strategia sul mercato MSD, che prevederebbe una maggiore azione da parte del TSO nella fase ex-post rispetto alla fase ex-ante, può essere più facilmente

applicabile nelle aree Nord e Centro-Nord, dove le minori criticità dal punto di vista infrastrutturale di rete consentono una migliore gestione dei servizi di regolazione, approvvigionando le risorse flessibili più vicino al tempo reale.

Molto diversa è la situazione della Sicilia (**Figure 8 e 9**) dove, a causa delle criticità zonali "endemiche" della zona, questo approccio sul MSD potrebbe essere più difficilmente applicabile. I volumi "a salire", sia per la fase ex-ante sia ex-post, da giugno 2021 a oggi hanno superato addirittura i valori massimi, segnalando una richiesta maggiore di attivazione degli impianti, principalmente mediante il servizio di Accensione-Spegnimento, che si è resa necessaria sia sul mercato MSD, sia sul mercato MB.

L'ESSENZIALITÀ DEGLI IMPIANTI E IL LORO RUOLO NELL'AUMENTO DEI COSTI

Come visto sopra, la *performance*, mediante la quale vengono calcolati i premi o le penali, non è composta dai soli risparmi ottenibili sul mercato MSD attraverso una diversa gestione della propria attività da parte di Terna, ma include anche i costi che devono essere sostenuti dal TSO stesso per il mantenimento del regime di essenzialità per alcuni impianti, che risultano fondamentali ai fini della regolazione di tensione in zone critiche della rete.

Per questo motivo Terna, aiutata anche dallo schema incentivante presente nella Delibera 699/2018/E/eel (che prevede un premio pari alla somma del 50% dell'annualità dei benefici

ANALISI ZONALE

FIGURA 4. VOLUMI MSD EX-ANTE NORD [MWh]

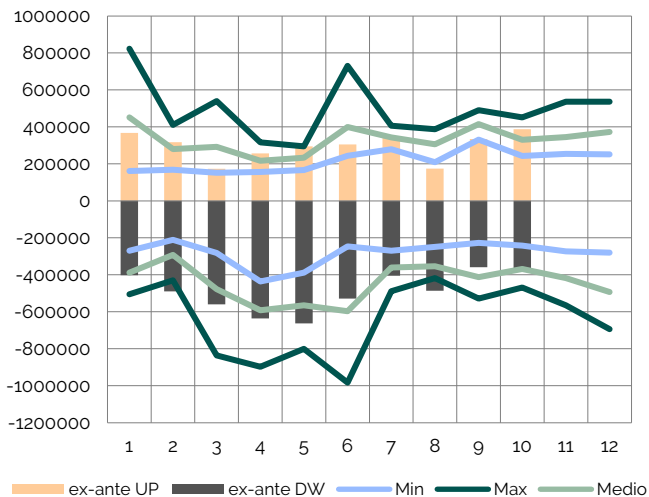


FIGURA 5. VOLUMI MB NORD [MWh]

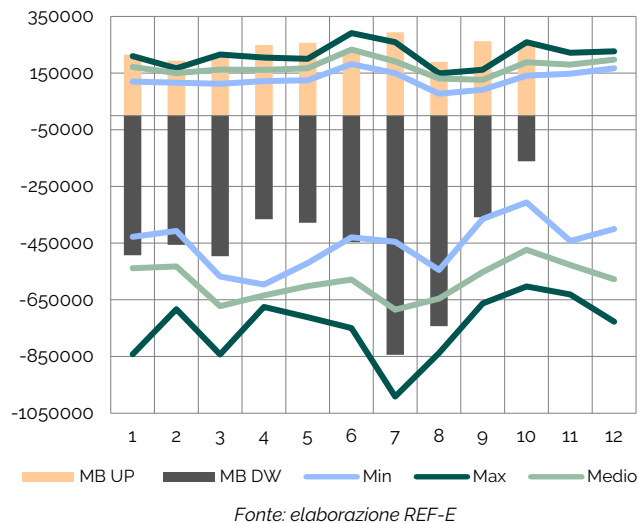


FIGURA 6. VOLUMI MSD EX-ANTE CNOR [MWh]

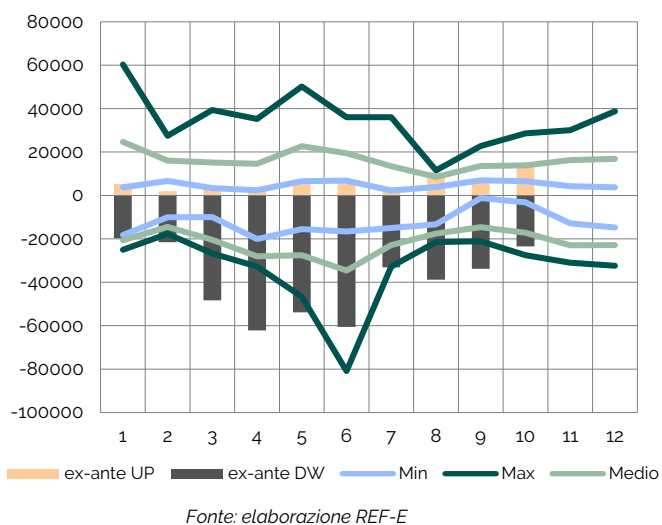


FIGURA 7. VOLUMI MB CNOR [MWh]

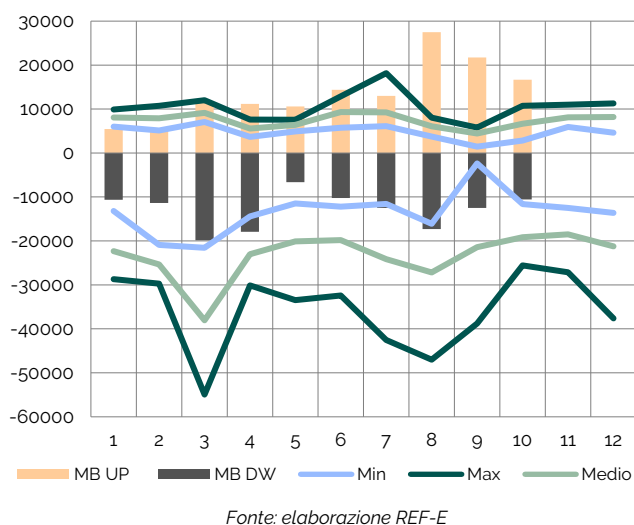


FIGURA 8. VOLUMI MSD EX-ANTE SICI [MWh]

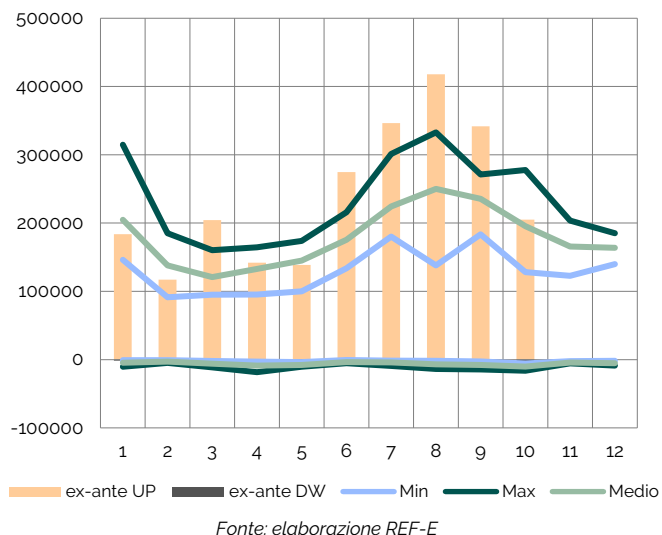


FIGURA 9. VOLUMI MB SICI [MWh]

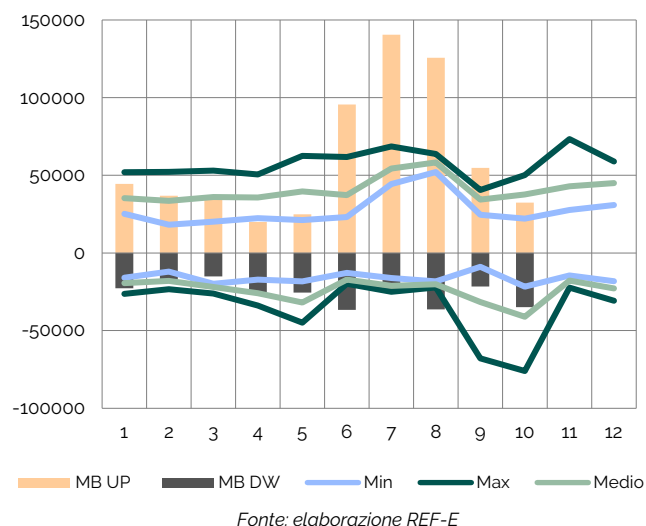
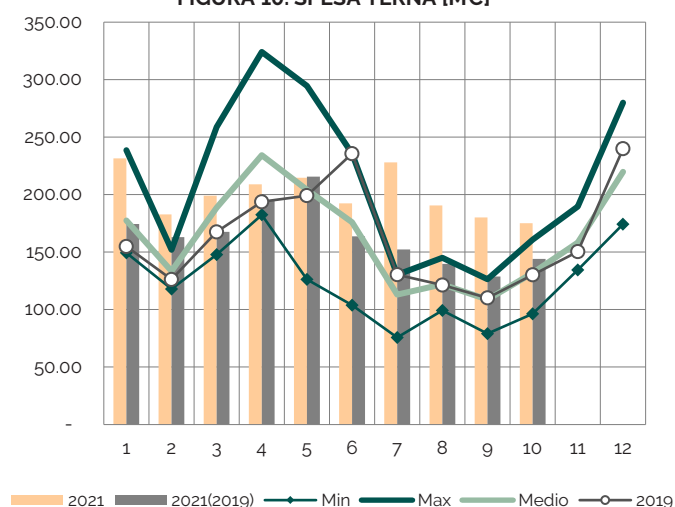


FIGURA 10. SPESA TERNA [M€]



Fonte: elaborazioni REF-E

attesi dall'analisi costi benefici), si è adoperata nell'adozione di alcuni miglioramenti infrastrutturali al fine di eliminare queste problematiche a livello zonale.

Come presente nel piano di sviluppo di rete [2020](#), e confermato anche dal piano [2021](#), Terna ha optato per l'adozione di alcuni compensatori sincroni³ in zone specifiche della rete: zona Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia e Sardegna. In particolare, la prima zona di interesse, in cui questi compensatori risulterebbero già installati e operativi, è rappresentata dalla Puglia, in cui sono presenti un compensatore sincrono da 250 MVar, presso la stazione di Garigliano, due compensatori sincroni da 250 MVar, presso la stazione di Matera, e un compensatore sincrono da 250 MVar, presso la stazione di Foggia (ex Manfredonia). L'installazione dei compensatori, insieme ad altri sviluppi di rete come il raddoppio del collegamento 380 kV tra stazione elettrica Brindisi C.le Enipower stazione elettrica Brindisi Pignicelle, rappresenterebbe la causa principale dell'esclusione dell'impianto di Brindisi Sud, di proprietà di Enel Produzione Spa, dal regime di essenzialità per il prossimo anno.

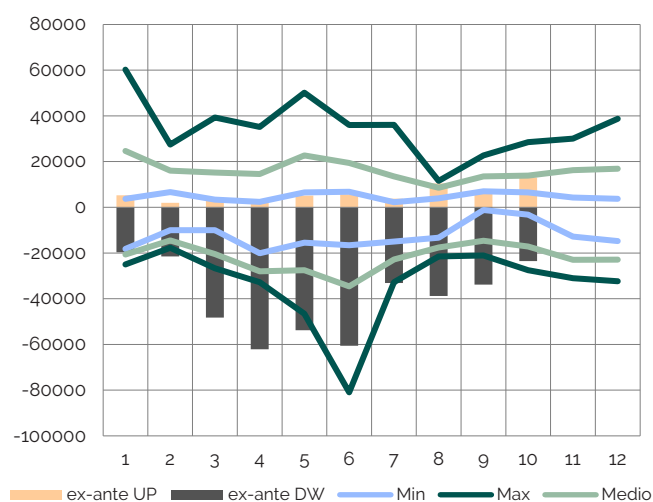
Tali interventi si renderanno fondamentali anche in Sardegna, congiuntamente allo sviluppo dell'infrastruttura di rete, dove l'unica capacità regolante presente sul territorio è rappresentata dagli impianti a carbone di Sulcis e Fiumesanto.

Successivamente al raggiungimento dei rispettivi minimi storici di operatività, causati dagli obiettivi di dismissione del parco di generazione a carbone, tali impianti sono stati inseriti nel regime di essenzialità. In particolare, Fiumesanto risulta all'interno di tale schema dal 2017, mentre l'impianto di Sulcis dal 2019.

Nell'ultimo periodo, inoltre, con il raggiungimento di valori del CSP⁴ nettamente inferiori al prezzo del Gas, l'operatività di tali impianti sul mercato del giorno prima è aumentata (**Figura 10**), riducendo ulteriormente i volumi richiesti nella fase di MSD ex-ante "a salire" e aumentando di conseguenza quelli "a scendere" (**Figura 11**).

Il mercato dei servizi di dispacciamento sta mostrando in definitiva un effettivo cambiamento a livello di dinamiche interne, forse in parte connesso a un nuovo approccio di razionalizzazione del dispacciamento da parte di Terna, che si sovrappone a diverse dinamiche di scenario e di evoluzione del sistema in corso. È tuttavia ancora troppo presto per valutare i *driver* effettivi e gli impatti di tali dinamiche sul sistema, evidenziando quindi la necessità di attendere i prossimi mesi per verificare queste prime osservazioni.

FIGURA 11. VOLUMI MSD EX-ANTE SARD [MWh]



Fonte: elaborazione REF-E

³ Macchina elettrica, motore sincrono, utilizzata per regolare la tensione nel nodo di rete in cui viene installata, andando a iniettare o prelevare potenza reattiva.

⁴ Coal Switching Price.

Riforma del mercato elettrico: cosa dice il decreto

Pubblichiamo uno schema con i punti principali: comunità energetiche, consumatori e batterie al centro dell'attenzione.

L'11 dicembre è stato pubblicato in Gazzetta ufficiale il [Decreto Legislativo 8 Novembre 2021 n. 210](#) recante l'attuazione della [Direttiva UE 2019/944](#) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'Energia Elettrica e che adegua la normativa nazionale alle disposizioni del:

- [Regolamento UE 943/2019](#) sul mercato interno dell'energia elettrica
- [Regolamento UE 941/2019](#) sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica.

Il decreto legislativo si colloca nel quadro delle politiche dell'Unione Europea che fanno parte del *Clean Energy Package*, il pacchetto normativo della Commissione Europea volto a facilitare il perseguimento in materia di:

- riduzione emissioni di gas serra (in coerenza con gli impegni poi assunti alla conferenza di Parigi sul clima)
- sviluppo delle fonti rinnovabili
- promozione dell'efficienza energetica
- sviluppo delle interconnessioni elettriche, assicurando mercati concorrenziali, prezzi accessibili, sostenibilità ambientale degli investimenti e sicurezza dell'approvvigionamento.

Il decreto legislativo entrerà in vigore il 26 dicembre 2021.

Articoli decreto	Direttiva EU 2019/944	Settore	Contenuto	Impatto
Art. 1 - 4	Art. 1 - 3	Retail	Ribadiscono i principi generali di organizzazione del mercato dell'energia elettrica: trasparenza dei prezzi - libertà di scegliere il proprio fornitore - protezione dei clienti vulnerabili - obbligo in capo a soggetti provenienti da paesi terzi che partecipano ai mercati dell'energia elettrica di rispettare il diritto nazionale e dell'Unione	I principi generali trattati, regolano già il funzionamento del mercato dell'energia elettrica
Art. 5 - 10	Art. 4, 10, 11, 12, 14, 18, 19, 20, 21	Retail	Ribadiscono quelli che sono i diritti dei consumatori nei confronti delle imprese che operano nel settore elettrico in materia di: - bollette e fatturazione - sistemi di misurazione intelligenti - strumenti che consentono il confronto tra le offerte	Vengono rafforzati quei principi che trovano già applicazione attraverso la regolazione dell'ARERA ma non sono presenti in norma primaria
Art. 11	Art. 5, 9, 28, 29	Retail	Introduce una specifica disciplina per la protezione dei clienti finali vulnerabili, rafforzandone i diritti, con particolare riguardo alle condizioni economiche delle offerte da parte delle imprese fornitrici e alla trasparenza dei prezzi che si formano sui mercati; Si prevede inoltre l'istituzione di un Osservatorio istituzionale per il monitoraggio del fenomeno della povertà energetica.	Vengono rafforzati i diritti delle categorie dei consumatori più fragili. Le disposizioni impattano sulle modalità di offerta e di partecipazione ai mercati di queste categorie di consumatori
Art. 12	Art. 13, 17	Autoconsumo	Definisce principi e criteri in materia di contratti di aggregazione e gestione attiva della domanda	Rafforza il quadro dei diritti dei consumatori integrando le disposizioni anche in materia di contratti di aggregazione
Art. 13		Mercato all'ingrosso	Prevede il graduale passaggio del meccanismo del prezzo unico nazionale (PUN) pagato da tutti i consumatori al prezzo zonale	Incide sulle regole di funzionamento del mercato dell'energia elettrica. Maggiori opportunità potrebbero riguardare la gestione attiva della domanda e l'efficientamento dei consumi per rispondere alla maggiore dinamicità dei prezzi di mercato
Art. 14	Art. 15, 16	Autoconsumo	Viene definito un quadro di regole abilitanti per i clienti attivi, in forma singola o aggregata e per la costituzione delle comunità energetiche. Adotta provvedimenti volti alla sperimentazione, attraverso progetti pilota, di criteri di promozione dell'auto bilanciamento valorizzando i benefici dell'autoconsumo anche per la fornitura dei servizi ancillari.	La definizione di un quadro regolatorio più preciso potrebbe favorire nuovi investimenti grazie alla possibilità di nuove configurazioni ed alla fornitura di nuovi servizi ancillari

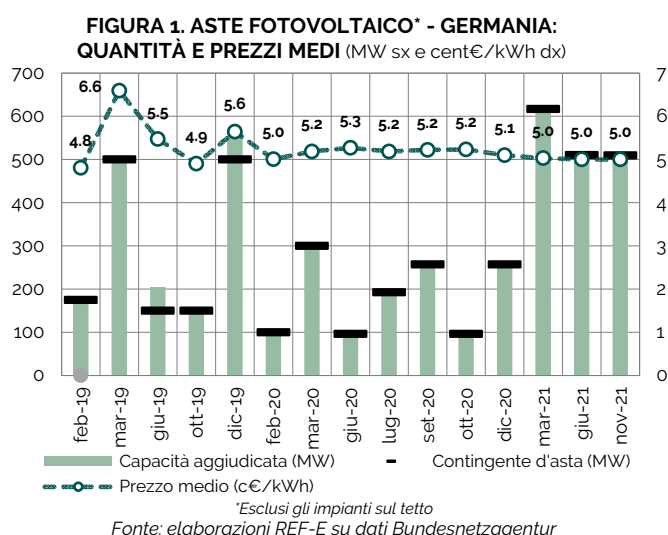
Articoli decreto	Direttiva EU 2019/944	Settore	Contenuto	Impatto
Art. 15	Art. 6, 7	Autoconsumo	Sancisce il diritto dei clienti finali, anche aggregati e anche se partecipanti a una comunità energetica, di accedere ai sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulla base di tariffe pubbliche. La costruzione di una linea elettrica diretta, al fine di realizzare un collegamento privato tra gli i clienti e un'unità di produzione dell'energia elettrica, finale può essere prevista solo in caso di rifiuto della connessione da parte del TSO o del DSO	Ribadisce principi che già trovano attuazione nello schema di funzionamento del mercato dell'energia elettrica. Circa la possibilità di rerealizzare linee elettriche private, si tratta di una casistica residuale. Il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica può rifiutare l'accesso unicamente nel caso in cui manchi la capacità necessaria
Art.16		Autoconsumo	Norma volta a semplificare e a fornire un quadro regolatorio più omogeneo circa le configurazioni di autoconsumo	L'autorità deve aggiornare l'attuale disciplina al fine di promuovere una semplificazione ed una razionalizzazione delle diverse configurazioni fermo restando il principio secondo il quale gli oneri di sistema vengono applicati sollo alla parte di energia prelevata dalla rete.
Art. 17	Art. 38	Autoconsumo	Propone il superamento dell'assetto vigente consentendo la realizzazion di nuovi Sistemi Semplici di Distribuzione e Consumo (SDC) definiti come sistemi per la distribuzione di energia elettrica all' interno di siti industriali e commerciali. E' prevista la facoltà di sviluppare e gestire punti di ricarica di veicoli elettrici e di realizzare e gestire sistemi di stoccaggio	Tale disposizione potrebbe incentivare la realizzazione di sistemi di ricarica per i veicoli elettrici e di impianti di stoccaggio all'interno di aree e siti industriali
Art. 18		Dispacciamento	La norma prevede: - TSO definisca il fabbisogno di capacità di stoccaggio - un meccanismo di contrattualizzazione a lungo termine per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio	Le disposizioi introdotte promuovono gli investimenti di nuova capacità di stoccaggio funzionali all' integrazione delle fonti rinnovabili. Incertezze permangono nel punto in cui è esplicitato che ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia, l'operatore che si aggiudica l'asta, deve "rendere la propria capacità a soggetti terzi" (comma 3)
Art. 19	Art. 36, 54	Dispacciamento	In deroga al divieto generale, è prevista per i gestori della rete di trasmissione elettrica e della rete di distribuzione di realizzare e gestire sistemi di stoccaggio solo se questi sono funzionali alla sicurezza ed alla stabilità delle reti elettriche	La norma è volta a limitare la possibilità di realizzazione e gestione di impianti da parte dei gestori di rete in virtù degli obblighi di separazione delle attività della filiera del settore energetico
Art. 20	Art. 9	Sicurezza energetica	Vengono introdotte nuove nuove norme in materia di obblighi di servizio pubblico a carico degli impianti di generazione elettrica in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema	A fronte dei nuovi obblighi a carico degli impianti di generazione elettrica potrebbe esserci un impatto sulle tariffe applicate agli utenti del sistema elettrico
Art. 21		Sicurezza energetica	Disciplina la predisposizione dei piani di preparazione ai rischi da parte del Ministero della transizione ecologica in attuazione di quanto previsto dal Regolamento 941/2019. Il Ministero della transizione ecologica, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, provvede alla valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale e definisce, previa consultazione pubblica, il Piano di preparazione ai rischi, avvalendosi del Gestore della rete di trasmissione nazionale	
Art. 22	Art. 40, 41, 42, 51, 52, 53	Trasmissione	Aggiorna l'elenco dei compiti e degli obblighi del TSO relativamente a: non discriminazione degli utenti nell'accesso alla rete e ai servizi, obblighi di riservatezza, procedure di approvvigionamento dei servizi per la sicurezza, procedure di certificazione del gestore, cooperazione con i gestori di rete degli altri Paesi europei	Vengono ribaditi alcuni dei principi già vigenti tra i quali il coordinamento con i DSO al fine di assicurare l'uso ottimale delle risorse e il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema elettrico TSO non ha il diritto di rifiutare la connessione di un nuovo impianto di generazione, compresi i sistemi di accumulo, in ragione di eventuali limitazioni della capacità di rete disponibile o di costi supplementari
Art. 23	Art. 31 - 35	Distribuzione	Introduce nuove funzioni per i gestori della rete di distribuzione: - maggior coordinamento con i TSO al fine di ampliare la platea di soggetti che possono partecipare al mercato dei servizi ancillari a al mercato del bilanciamento - acquisizione di servizi di flessibilità per la gestione della rete di competenza - predisposizione dei piani di sviluppo della rete finalizzato ad individuare il fabbisogno di servizi di flessibilità e degli investimenti necessari per collegare nuova capacità produttiva inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. E' previsto inoltre che i DSO nei tratti di rete di loro competenza assegnano i punti di ricarica, in base al fabbisogno, attraverso aste pubbliche concorrenziali non discriminatorie	Vengono definite le misure necessarie per l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei DSO in funzioni delle sempre maggiori esigenze di flessibilità e di integrazione del mercato elettrico in ottica anche della modifica della disciplina del dispacciamento. Aspetto più rilevante è quello che riguarda l'assegnazione dei punti di ricarica tramite aste concorrenziali che potrebbe incentivare investimenti in tale settore
Art. 24-25	Art. 58 - 63	Autorità di Regolazione (ARERA)	Aggiornano le funzioni dell'Autorità di Regolazione in relazione ai nuovi adempimenti previsti dalla direttiva UE n. 2019/944. Tali obiettivi prevedono: sviluppo di mercati regionali transfrontalieri concorrenziali funzionanti all'interno dell'Unione europea la rimozione delle restrizioni sugli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri lo sviluppo di adeguata capacità di trasmissione transfrontaliera l'ipotesi di adeguati incentivi ai gestori e agli utenti dei sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica per migliorare l'efficienza energetica il monitoraggio delle prestazioni dei TSO e dei DSO in relazione allo sviluppo di una rete intelligente funzionale all'integrazione di energia da fonti rinnovabili	Tali nuove disposizioni sono omogenee alle attività già svolte dall'ARERA

Fonte: elaborazioni REF-E

Aste FER: approvati progetti *off-shore* in Danimarca e Francia

Due progetti da 2 GW previsti entro in 2028, uno targato RWE nel mare del nord e uno nel Canale della Manica.

Risulta completamente esaurito il contingente della terza asta 2021 dedicata agli impianti fotovoltaici in Germania, svoltasi all'inizio del mese di novembre. Sono stati aggiudicati poco più di 500 MW di potenza con un prezzo medio di circa 50 Euro per 1 MWh di energia solare, un esito coerente con quanto registrato nelle precedenti procedure 2021.



prescelti hanno presentato le proprie offerte. Dagli esiti è emerso che più di un partecipante ha offerto di sviluppare il massimo della capacità¹ al prezzo minimo², e quindi era necessario decidere il vincitore finale con una estrazione a sorte.

Secondo i piani il progetto dovrebbe essere collegato all'inizio del 2025 e diventare completamente operativo entro la fine del 2027. Include la realizzazione del parco eolico, delle sottostazioni e del collegamento con il continente interamente a carico dello sviluppatore. La durata del permesso del progetto è di 30 anni, con la possibilità di estensione con altri 5. Si tratta del primo investimento eolico *off-shore* danese senza incentivo esplicito.

VIA LIBERA DALLA CE PER LO SCHEMA INCENTIVANTE DELL'*OFF-SHORE* FRANCESE

Lo schema di supporto francese, previsto per lo sviluppo di circa 1 GW di parco eolico *off-shore* nel Canale della Manica, ha ottenuto l'approvazione della CE nel contesto delle norme di Aiuti di Stato. Il progetto eolico fa parte del programma francese dovrà essere realizzato entro l'inizio del 2028 e con i 4.5 TWh di produzione annua dovrà contribuire a portare la quota delle rinnovabili almeno pari a 33% sulla domanda elettrica nel 2030. La *shortlist* di sviluppatori individuata all'inizio del 2021 ha selezionato sei partecipanti che competeranno nella fase finale, il vincitore sarà annunciato a febbraio 2022.

ASSEGNATO THOR, IL MEGA PROGETTO *OFF-SHORE* DANESE

È RWE il vincitore dell'estrazione a sorte svoltasi all'inizio di questo mese, l'ultima fase della procedura d'asta lanciata dal Ministero del Clima, Energia e *Utilities* e dall'Autorità dell'Energia danesi che mira lo sviluppo di 1 GW di impianti eolici nel mare, l'iniziativa *off-shore* più importante intrapresa fino a oggi nel paese. Il bando è stato avviato con una qualifica preliminare a marzo 2021, quando l'Autorità ha definito una *shortlist* di sviluppatori, e si è chiuso a novembre 2021, quando gli operatori

¹ La potenza massima ammissibile era definita nel range 800-100 MW.

² 0.01 DKK/kWh (circa 0.13 cent€/kWh).

The background of the entire page is a photograph of a mountain range. The mountains are covered in green forests and are partially shrouded in white mist or low clouds. The sky is a mix of blue and orange, suggesting a sunrise or sunset. In the top right corner, the number '02' is written in a large, black, sans-serif font. A solid teal gradient bar spans the bottom half of the image, serving as a background for the main title text.

02

CONCESSIONI

IDROELETTRICHE

Monitoraggio della normativa

Confermato dal Decreto concorrenza l'impianto di regionalizzazione per le concessioni idroelettriche, con il limite all'avvio delle procedure di assegnazione indicato per fine 2022. Confermata anche la proroga fino al massimo a fine 2023 delle concessioni scadute o in scadenza.

Negli ultimi mesi non sono state approvate nuove leggi regionali che disciplinano le procedure e le regole per la predisposizione delle gare di assegnazione delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche che, ricordiamo, sono diventate di competenza regionale con il decreto Semplificazioni (DL n. 135 del 2018).

Attualmente quindi sono 7 le leggi regionali approvate e in altre 3 Regioni, Abruzzo, Veneto e Lazio, l'iter è stato avviato.

Dal punto di vista della normativa, come ci si aspettava, il Ddl Concorrenza approvato dal consiglio dei ministri a inizio novembre, contiene delle disposizioni relative alle concessioni idroelettriche. È stato confermato l'impianto attuale di regionalizzazione, indicando per fine 2022 il limite all'avvio delle procedure di assegnazione. Tuttavia, la nuova norma dà un maggiore potere al Governo in caso di inerzia regionale: se infatti le Regioni dovessero tardare ad approvare o avviare le procedure di assegnazione, il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili (Mims) potrà applicare il potere sostitutivo e avviare le procedure. La normativa precedente, su questo punto, vincolava l'intervento del governo all'approvazione di un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), decreto che finora non era ancora stato presentato.

Inoltre, è esplicitata la necessità di considerare nella redazione dei bandi di gara:

- un'adeguata valorizzazione economica dei canoni concessori
- un'idonea valorizzazione tecnica degli interventi di miglioramento della sicurezza delle infrastrutture esistenti

- prevedere la necessità di assicurare un congruo indennizzo in favore del concessionario uscente, da porre carico del concessionario subentrante, che tenga conto dell'ammortamento degli investimenti effettuati dal primo nel corso del rapporto concessorio.

Infine, viene confermata la proroga fino al massimo a fine 2023 delle concessioni scadute o in scadenza, con rinegoziazione da parte delle Regioni dei rapporti con i concessionari.

Il Governo sembra quindi spingere per un avvio il prima possibile delle gare di assegnazione, bisognerà però vedere l'evoluzione dei ricorsi che lo stesso Governo ha avviato nei confronti di quasi tutte le Regioni che hanno approvato le leggi.

Da questo punto di vista ci sono però segnali distensivi, infatti, a seguito di una modifica da parte del consiglio regionale lombardo della legge regionale 5/2020, il Governo ha rinunciato all'impugnazione presentata alla Corte costituzionale.

Regione Lombardia dovrebbe quindi continuare a segnare la via su questo tema, anche perché è la regione maggiormente interessata da concessioni scadute e in scadenza. Dopo essere stata la prima Regione ad approvare la legge sulle procedure potrebbe essere la prima ad avviare concretamente le gare per l'assegnazione delle concessioni.

Da segnalare infine a settembre la Commissione Europea ha archiviato la procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia avviata ormai nel 2011 proprio sulla normativa riguardante le concessioni idroelettriche.

¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2020/07/01/27/s1/pdf>

² <http://www.regione.taa.it/bur/pdf/I-II/2021/3/BO/BO032101190557.pdf>

³ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/02/03/5/s1/pdf>

⁴ <https://www.governo.it/it/articolo/comunicato-stampa-del-consiglio-dei-ministri-n-24/17193>

TAG: public policy, renewable electricity sources

STATO DEGLI ITER DI APPROVAZIONE DELLE LEGGI REGIONALI IN MATERIA DI CONCESSIONI DI GRANDI DERIVAZIONI IDROELETTRICHE

Regione	Situazione iter	Riferimenti	Concessioni scadute	Note
Lombardia	Legge approvata	Legge Regionale 8 aprile 2020 - n.5, modificata con Legge Regionale del 4 novembre 2021 - n.19	22	La legge era stata impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 51/2020 ¹) ma dopo le modifiche il Governo ha rinunciato al ricorso
Trento (Provincia Autonoma)	Legge approvata	Legge Provinciale 21 ottobre 2020 - n.9	15	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 104/2020 ²)
Piemonte	Legge approvata	Legge Regionale 29 ottobre 2020 - n.26	11	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 1/2021) ³
Friuli-Venezia Giulia	Legge approvata	Legge Regionale 6 novembre 2020 - n.21, modificata con Legge Regionale del 14 maggio 2021 - n.6	2	La legge è stata rivista per scongiurare un ricorso da parte del Governo
Emilia-Romagna	Legge approvata	Legge Regionale 16 dicembre 2020 - n.9	0	
Calabria	Legge approvata	Legge Regionale del 23 aprile 2021 - n.5, modificata con Legge Regionale del 25 giugno 2021 - n.18	0	Legge impugnata dal Presidente del Consiglio (ricorso 30/2021) ⁴ . Le modifiche introdotte non hanno riguardato l'articolo 26, oggetto dell'impugnazione del governo
Basilicata	Legge approvata	Legge Regionale del 13 luglio 2021 - n. 51	0	
Abruzzo	Proposta di legge approvata dalla Giunta	DGR 642/C del 27 ottobre 2020	2	
Lazio	Proposta di legge 293 adottata dalla Giunta	Delibera n°233 del 30 aprile 2021	0	Stanno procedendo i lavori della Sesta commissione
Veneto	Progetto di legge presentato alla Commissione Consiliare il 15/07/2021		2	
Toscana	Proposta di legge presentata dal Consiglio Regionale	Proposta di legge 456 del 9 marzo 2020	1	La proposta di legge è stata presentata dal precedente Consiglio regionale

Fonte: siti istituzionali e database REF-E sulle concessioni idroelettriche



03

IMPRESE

E ISTITUZIONI

Rischio revisione al ribasso del WACC nel secondo periodo regolatorio

Gli orientamenti finali di ARERA contengono una nuova formula e parametri in combinazione con i valori dei mercati a oggi comporterebbe una riduzione del WACC sia per il settore della distribuzione del gas che per gli altri servizi regolati superiore all'1%. Particolarmente critico il parametro fiscale T_p che se venisse riportato in prossimità di quello precedente comporterebbe un recupero del valore del WACC di circa lo 0,3%.

A partire dal 1 gennaio 2022 prenderà avvio il secondo periodo regolatorio WACC che definisce il nuovo valore del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i settori infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas.

ARERA riconosce alle imprese che operano in tali settori un'equa remunerazione del capitale investito, ossia un margine sufficiente a recuperare il costo opportunità del capitale impiegato nella produzione di servizi regolamentati, garantendo un ritorno pari a quello che teoricamente deriverebbe da un investimento di egual rischio. L'attenzione degli operatori è quindi focalizzata su quello che potrebbe essere il valore del nuovo WACC, componente di rischio (regolatorio) piuttosto rilevante per gli investimenti nei settori regolati.

La determinazione del WACC ha una rilevanza cruciale, soprattutto in un contesto in cui il quadro macroeconomico risulta ancora caratterizzato da un significativo grado di incertezza circa l'evoluzione futura e gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'Unione europea che impongono ingenti piani di investimento in tutti quei settori chiave per la transizione energetica, tra i quali si collocano in primo piano proprio le infrastrutture della rete elettrica e del gas.

Tassi di remunerazione troppo elevati potrebbero sfociare in sovra-investimenti mentre tassi di remunerazione troppo bassi potrebbero avere l'effetto contrario di disincentivarli con un impatto negativo anche sugli utenti finali.

UNA RIFORMA INIZIATA NEL 2015

Una prima profonda revisione delle modalità di determinazione e aggiornamento del WACC è stata compiuta da ARERA con la delibera [583/2015/R/](#)

[COM](#), al fine di offrire agli investitori una maggiore certezza del quadro regolatorio e garantendo al contempo una certa omogeneità e prevedibilità dei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito sia per il settore elettrico che del gas.

Il procedimento di revisione dei criteri del WACC per il secondo periodo di regolazione (II PWACC), che partirà dal 1 gennaio 2022, è stato avviato da ARERA con la delibera [380/2020/R/COM](#) a ottobre dello scorso anno. Nel mese di luglio 2021, è stato pubblicato il primo documento di consultazione ([308/2021/R/COM](#)) a cui, nel mese di novembre è seguita la pubblicazione degli orientamenti finali ([488/2021/R/COM](#)). La delibera definitiva dovrebbe essere pubblicata entro la fine del mese di dicembre.

PERIODO REGOLATORIO E AGGIORNAMENTO DEL WACC

Come riportato nella tabella sottostante, la delibera ARERA 583/2015/R/COM stabiliva uno specifico periodo regolatorio per il WACC della durata di sei anni (2016–2021) indipendentemente dai periodi regolatori più strettamente tariffari (**Tabella 1**).

Nel documento di consultazione 488/2021/R/COM, contenente gli orientamenti finali, ARERA propone di mantenere inalterata la durata del periodo regolatorio del WACC pari a 6 anni con due aggiornamenti ogni tre anni. Per il nuovo periodo di regolazione (II PWACC) è però prevista, almeno per il primo triennio, la possibilità di un ulteriore aggiornamento annuale secondo la logica del *trigger* e cioè solo se l'aggiornamento dei parametri comporta una variazione del WACC superiore a una certa soglia, che dovrebbe essere

TABELLA 1. PERIODI REGOLATORI TARIFFARI E PERIODO REGOLARIO WACC

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Trasmissione/Distribuzione/Misura Energia Elettrica	V Periodo Regolatorio													
	IV Periodo Regolatorio				V Periodo Regolatorio									
	III Periodo Regolatorio		IV Periodo Regolatorio		IV Periodo Regolatorio									
	III Periodo Regolatorio		IV Periodo Regolatorio		V Periodo Regolatorio									
	IV Periodo Regolatorio		Periodo Transitorio		V Periodo Regolatorio									
	I Periodo Regolatorio				(Proposta) II Periodo Regolatorio									
	Aggiornamento WACC				Aggiornamento WACC				Proposta aggiornamento WACC				Proposta aggiornamento WACC	

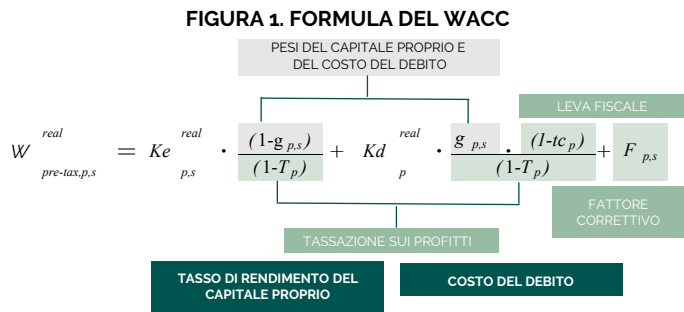
Fonte: elaborazioni REF-E

fissata a 0,5%. ARERA pone quindi attenzione alla coerenza del tasso di remunerazione del capitale con l'andamento dei mercati finanziari, vista la forte variabilità che li ha caratterizzati negli ultimi anni.

FORMULA E CRITERI GENERALI

Nell' ultimo documento di consultazione ARERA propone di mantenere, per il II PWACC, l'approccio generale già adottato nel I PWACC (2016-2021). In particolare il WACC avrà le seguenti caratteristiche:

- sarà espresso come tasso di rendimento reale pre-tasse
- sarà specifico per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas
- verrà calcolato come la media ponderata del tasso di rendimento del capitale proprio (calcolato secondo il metodo del *Capital Asset pricing Model* - CAPM¹) e del costo del debito, con i pesi assegnati al tasso di rendimento del capitale proprio e al costo del debito definiti da ARERA e specifici per ogni servizio infrastrutturale.



TASSO DI RENDIMENTO DEL CAPITALE PROPRIO (KE)

La proposta di ARERA lascia inalterato l'approccio metodologico, già utilizzato nel primo periodo regolatorio, che basa il calcolo del costo del capitale proprio su diversi parametri:

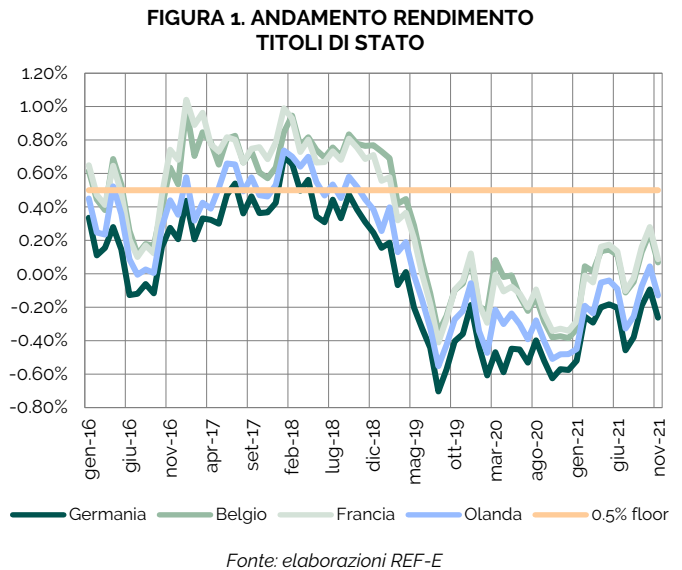
- Tasso di *Risk-free* (RF)
- Coefficiente beta (β)

- *Total Market Return* (TMR)
- *Country Risk Premiun* (CRP)

TASSO DI *RISK-FREE* (RF)

Il tasso di rendimento *risk-free* (RF) esprime il rendimento di un investimento privo di rischio default e può essere considerato come la compensazione che gli investitori richiedono per posticipare il consumo corrente a favore del consumo futuro.

Trattandosi di un costrutto del tutto teorico, l'approccio utilizzato finora da ARERA prevede di calcolare il *risk-free* tramite una *proxy*, espressa dai rendimenti decennali dei titoli di stato (attività per l'appunto considerate prive di rischio) dei paesi ritenuti più affidabili con *rating* almeno AA (in particolare Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania). Nell'attuale periodo di regolazione (II PWACC), al fine di sterilizzare gli effetti depressivi che le misure espansive dalle politiche monetarie adottate dalla Banca Centrale Europea avevano avuto sui tassi di rendimento dei titoli di stato, portandoli anche a valori negativi (**Figura 1**), ARERA aveva stabilito per il valore del *risk-free* un *floor* a 0,5%.



¹ Il CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) è un modello matematico, che determina una relazione tra il rendimento di un titolo e la sua rischiosità, misurata tramite un unico fattore di rischio, detto beta. "Borsa Italiana".

Per il nuovo periodo di regolazione, visto il perdurare dei tassi di interesse negativi, al fine di formulare un tasso *risk-free* coerente con le reali possibilità di finanziamento delle imprese, ARERA ha proposto di apportare al calcolo nella formula le seguenti modifiche:

- eliminazione del *floor* a 0.5%
- considerare un approccio più *forward looking* che prevede di aggiustare i rendimenti nominali osservati retrospettivamente con appositi addendi, ovvero:
 - *Convenience Premium* (CP): una sorta di premio che gli operatori richiedono per investire in titoli diversi dai titoli di stato, stimato come la differenza tra i rendimenti dei titoli di stato e le obbligazioni societarie a *rating* elevato e stimato pari all'1%
 - *Forward Premium* (FP): la maggiore volatilità dei tassi di rendimento dei titoli di stato rispetto al passato fa sì che il rendimento registrato in un dato momento non sia necessariamente rappresentativo di quello futuro. ARERA ha quindi proposto di introdurre un *forward premium* basato sulle aspettative sui tassi di interesse espresse dalle curve dei tassi *forward* il cui valore è stato stimato pari al 25%
 - *Uncertainty Premium* (UP): riflette le incertezze legate ai tassi di interesse. ARERA ritiene che il valore di tale parametro possa essere fissato in un *range* compreso tra il 25% e il 50%.

Essendo il *risk-free* espresso in termini reali, questo sarà depurato dall'effetto inflazione (*isr*) calcolata sulla base degli *inflation-linked swap* a 10 anni osservati per un periodo coerente con quello per la determinazione del *risk-free* (RF) e cioè nel periodo compreso tra ottobre 2020 e settembre 2021.

Il tasso di *risk-free*, secondo i criteri per il II PWACC definiti dall'ARERA, è stimato pari a 0.14%, circa 0.36% inferiore rispetto a quello fissato per il I PWACC (0.5%)

COEFFICIENTE BETA (SS)

Il *Capital Asset Pricing Model* prevede che a ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio caratteristica di quella specifica attività. Il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è quindi tanto più

alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

Nel calcolo del tasso di remunerazione del capitale proprio (Ke), coerentemente con la metodologia del CAPM, tale fattore di rischio è rappresentato dal coefficiente beta (β) che rappresenta il rischio effettivo di ogni singolo settore infrastrutturale e quindi specifico per ogni *asset* regolato (trasmissione energia elettrica, distribuzione energia elettrica, rigassificazione, trasporto e distribuzione gas) (**Tabella 2**).

TABELLA 2. VALORI DEL β PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI ANNO 2022

	β asset	β levered
Trasmissione Energia Elettrica	0.35	0.616
Distribuzione / Misura Energia Elettrica	0.39	0.686
Stoccaggio	0.506	0.891
Rigassificazione	0.524	0.922
Trasporto Gas	0.364	0.641
Distribuzione e Misura Gas	0.439	0.706

Fonte: elaborazioni REF-E

La stima del coefficiente beta viene effettuata in occasione della revisione della regolazione sulla base di un campione di dati relativi a imprese quotate che operano in paesi con *rating* elevato, su un periodo almeno biennale e che effettuano il servizio come attività unica o principale.

Per il 2022 ARERA conferma un valore del beta pari a 0.706, stesso valore che era stato definito in occasione dell'aggiornamento del WACC del precedente periodo regolatorio. Tuttavia, in ragione dell'attuale fase di eccezionalità del contesto di riferimento, ARERA si riserva di valutare se ricorrano le condizioni per una revisione straordinaria del livello del coefficiente beta, con efficacia dall'anno 2022.

TOTAL MARKET RETURN (TMR)

Altro parametro di cui si tiene conto nella formula per il calcolo del *risk-free* è il *Total Market Return* (TMR) che rappresenta il premio per il rischio di mercato. ARERA propone di mantenere la stessa formula utilizzata nel I PWACC. Il calcolo del TMR si basa su una ponderazione della media geometrica (20%) e della media aritmetica (80%) dei tassi di rendimento dei paesi con *rating* elevato nel periodo compreso tra il 1900 e il 2020. Il valore del TMR per il II PWACC risulta essere 5.23% inferiore di circa 0.77% rispetto al I PWACC.

COUNTRY RISK PREMIUM (CRP)

Per il calcolo del costo del capitale proprio, ARERA ha confermato la volontà di applicare un addendo che rifletta il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in paesi con *rating* medio basso. Il metodo adottato per la stima del CRP nel I PWACC è piuttosto complesso e conduce a una valutazione che lascia comunque spazio a una certa discrezionalità. Per questo, ARERA ha proposto di modificare la metodologia per la stima del CRP, prevedendo in particolare che questo sia calcolato come differenza tra il rendimento dei titoli di Stato decennali italiani, e quello dei titoli di Stato di Paesi a *rating* elevato (attualmente Belgio, Francia, Germania, Paesi Bassi), valutato su un orizzonte coerente a quello utilizzato per la stima del tasso *risk-free*. Inoltre, nel calcolo viene considerato un ulteriore addendo che considera lo *spread* prospettico tra i titoli italiani e i titoli dei paesi dell'Eurozona a *rating* elevati.

Il tasso di rendimento del capitale proprio, stimato secondo i nuovi criteri definiti ARERA per il II PWACC è pari a 4.74%, inferiore rispetto al I PWACC (5.80%)

COSTO DEL DEBITO (KD)

Per il II PWACC ARERA propone un'evoluzione della metodologia utilizzata nel I PWACC in grado di consentire un miglior adattamento dei costi riconosciuti alle imprese rispetto alle mutevoli condizioni di mercato. Secondo l'attuale formula, il costo del debito è definito a partire dal tasso di *risk-free* (RF) a cui si somma il *Country risk premium* (CRP) e un ulteriore parametro che rappresenta lo *spread* rispetto al tasso di rendimento delle attività prive di rischio non riconducibile al rischio paese.

Per il II PWACC ARERA propone una modifica del calcolo secondo la quale, il costo del debito verrebbe determinato come la media ponderata tra il costo del debito esistente e il costo per l'immissione di nuovo debito (con peso pari al 10%).

Il costo del debito esistente sarà quindi determinato come la media degli ultimi 10 anni dei rendimenti desunti dagli indici IBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie con *rating* BBB con riferimento alle scadenze 10 + e 7-10 anni, indicatori che sembrano fornire una *proxy* coerente con i costi effettivi riscontrati dalle imprese italiane

Il costo del debito nuovo sarà invece determinato come media dei rendimenti *spot* degli indici IBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie con *rating* BBB sempre con riferimento alle scadenze 10 + e 7-10 anni e tenendo conto di ulteriori tre parametri:

- *Forward premium* (FP)
- *Uncertainty premium* (UP)

Ulteriore componente (ADD) a copertura dei costi di transazione addizionali associati all'emissione di nuovo debito (con valori stimati nell'intorno di 0,15%-0,20%).

Il costo del debito sarà poi trasformato in termini reali utilizzando il livello di inflazione atteso determinato sulla base delle previsioni della Banca Centrale Europea.

Secondo il nuovo approccio, la stima del costo del debito dovrebbe aggirarsi attorno all' 1.98%, inferiore rispetto a quello fissato nel I PWACC (2.40%).

PARAMETRI FISCALI (TP, TC)

I parametri fiscali sono rappresentati dai parametri

- Tp, che indica l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, fissata per il I PWACC al 31%
- tc, che rappresenta lo scudo fiscale per il calcolo degli interessi passivi, fissata per il I PWACC al 24%.

Per il II PWACC, per il parametro tc, ARERA intende confermare il valore fissato nel I PWACC (24%) mentre per il parametro Tp propone una riduzione al 28% sulla base degli esiti dell'analisi dell'effettivo livello dell'incidenza fiscale rilevato nei rendiconti annuali separati delle principali imprese che operano nei servizi di trasporto e distribuzione del gas e trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica nel biennio 2019-2020, e tenendo conto dell'evoluzione della disciplina fiscale. L'abbassamento del parametro fiscale Tp pesa in modo significativo sul calcolo del WACC e la sua revisione potrebbe non essere rappresentativa dell'effettivo carico fiscale in capo all'impresa.

I bilanci riflettono infatti anche eventuali fenomeni straordinari o non ricorrenti, che non rispecchiano il carico della tassazione ordinaria.

PESO DEL CAPITALE PROPRIO E DEL CAPITALE DI DEBITO (GEARING)

La formula generale prevede che il WACC sia calcolato come la media ponderata del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito. Il peso del capitale di debito rispetto alla somma tra capitale di debito e capitale proprio è espresso dal *gearing* (g) il cui valore, specifico per ciascun settore regolato viene fissato da ARERA per ogni periodo regolatorio.

I valori fissati per il I PWACC, che saranno aggiornati in occasione della revisione tariffaria, confermati anche per il II PWACC sono:

- 44.4% per i servizi di distribuzione del gas naturale
- 50% per gli altri servizi

INFRASTRUTTURE ENERGETICHE: UN SETTORE A RISCHIO?

Le tabelle sottostanti (**Tabelle 3 e 4**) riportano la stima del WACC per il nuovo periodo regolatorio (II PWACC) per i diversi servizi infrastrutturali confrontata con i rispettivi valori per gli anni 2021-2022 così come fissati dal TIWACC 2016-2021.

La nuova formula, secondo i valori dei mercati ad oggi, comporterebbe una riduzione del WACC, per il settore della distribuzione del gas naturale, di circa 1.05%. Anche nel caso degli altri servizi regolati, si registra una diminuzione di circa 1.2 punti percentuali. Questo a seguito dei nuovi criteri proposti per il calcolo sia del costo del debito, che rifletterebbe così più accuratamente il costo effettivo del debito delle imprese regolamentate,

sia del tasso *risk-free*. Tale riduzione rischia di disincentivare gli operatori dall'investire in un settore, quello delle infrastrutture energetiche, che risulta cruciale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per accelerare la transizione energetica. Una revisione al rialzo in fase di consultazione finale non è quindi da escludere, in particolar modo con riguardo al parametro fiscale *Tp*. Se tale parametro fosse riportato in prossimità di quello precedente, il valore del WACC sarebbe di circa 0.3% superiore a quello stimato a oggi.

TABELLA 3. STIMA WACC PER IL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE GAS

	WACC 2020-2021	WACC 2022 DCO 488/21
TMR	6%	6%
Isr	1%	1%
tc	24%	24%
T	31%	28%
CRP	1%	1%
ia	1%	2%
gearing	44%	44%
beta levered	71%	71%
Risk Free Real	1%	0%
Kel	6%	6%
Kd reale	2%	1%
WACC	6%	5%

Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 4. STIMA WACC SETTORI REGOLATI

Servizi Infrastrutturali settori regolati	I PWACC	II PWACC DCO 488/2021
Misura gas	6%	5%
Trasporto gas	6%	5%
Rigassificazione	7%	6%
Stoccaggio	7%	6%
Distribuzione e misura energia elettrica	6%	5%
Trasmissione energia elettrica	6%	4%

Fonte: elaborazioni REF-E

A photograph of a forest with sunlight rays streaming through the trees, creating a hazy, golden atmosphere. The sun is visible as a bright point of light at the top center, with rays fanning out across the scene. The trees are tall and slender, with green foliage at the top. The ground is covered in fallen leaves and low-lying vegetation.

04

GARE

GAS

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nella sessione di novembre il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME mostra un andamento in linea con quello registrato nel mese precedente con una diminuzione trascurabile, pari a circa -0.02%, mentre il prezzo medio delle transazioni bilaterali è aumentato (+19%) rispetto al mese di ottobre.

- Per quanto riguarda le quantità, nel mese di ottobre c'è stato un aumento dei TEE scambiati sia sulla piattaforma del GME (+10%) che nelle transazioni bilaterali (+27%).

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

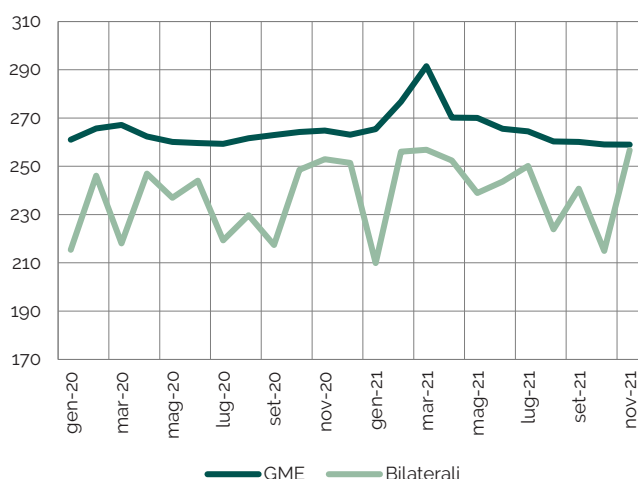
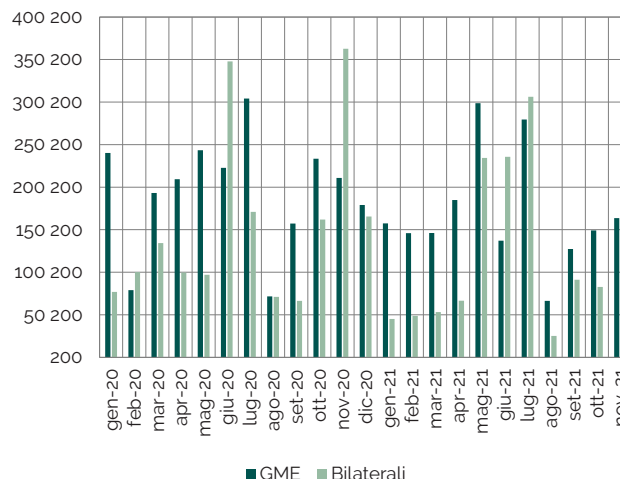


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (nr. di TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E

BANDI DI GARA

- Il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso del Comune di Rimini e ha bloccato la gara nell'ATEM **RIMINI**. I fatti risalgono allo scorso luglio quando il Tribunale Amministrativo Regionale dell'Emilia-Romagna ha annullato la gara a causa della mancanza di alcune informazioni rilevanti necessarie per la corretta formulazione dell'offerta degli operatori. La gara per **RIMINI**, la cui scadenza è stata posticipata al 29 aprile 2022 può quindi ripartire.

L'ATEM **RIMINI** è composto da quasi 193 mila PDR distribuiti in 44 Comuni per un valore complessivo della RAB di 126 milioni di euro. Il principale operatore, con una quota di mercato del 98% dei PDE, è Adrigas del Gruppo Società Gas Rimini (SGR)

- La scadenza della gara per **VARESE 2**, inizialmente fissata per il 30 novembre 2021, è stata posticipata al 30 giugno 2022. L'ATEM è composto da circa 61 mila PDR distribuiti in 44 Comuni. I principali operatori uscenti sono 2i Rete Gas e Lereti (gruppo A2A) con rispettivamente il 47%, 35% della quota di mercato.
- La gara d'ambito per **LA SPEZIA** è scaduta il 30 novembre. Alla fine del prossimo mese ci sono due EOI in scadenza: **VARESE 3** e **VICENZA 4**

REGOLAZIONE

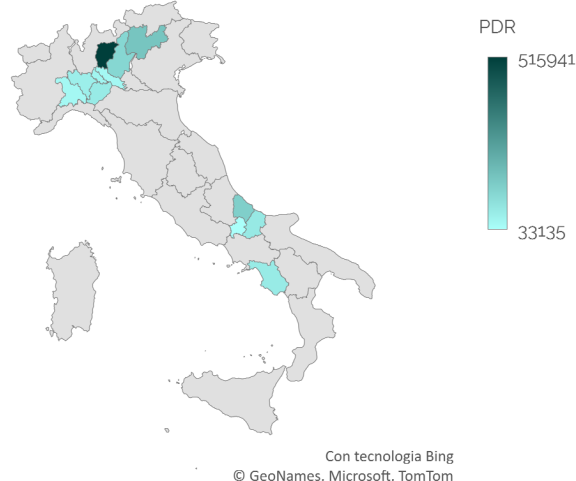
La tanto attesa legge di concorrenza che avrebbe dovuto rilanciare il settore delle gare per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale non ha avuto l'impatto sperato. La bozza di decreto, pubblicata lo scorso 4 novembre introduce, all'articolo 4,

M&A

- Confermando le indiscrezioni del mese scorso, Ascopiave, insieme ad ACEA e IREN, ha presentato un'offerta per la concessione di quasi 160 mila PDR negli **ATEM** situati in Lombardia, Friuli-Venezia Giulia e Veneto. A2A intende, infatti, vendere le proprie reti di gas naturale all'interno degli ATEM con una quota di mercato marginale (**Figura 3**). Oltre ad Ascopiave, l'unico operatore ad aver presentato la sua offerta è Italgas.
- In un comunicato stampa, Ascopiave ha riferito che la sua controllata AP Rete Gas ha definito, con Aemme Linea Distribuzione e Ned Reti Distribuzione Gas, gli elementi di dettaglio della *partnership* finalizzata alla partecipazione congiunta alle gare ATEM **MILANO 2** e **MILANO 3**.
- zi Rete Gas, in ottemperanza al provvedimento dell'Antitrust, ha indetto una procedura per la cessione degli *asset* di distribuzione del gas naturale nell'ATEM **ROMA 4**. Non avendo individuato alcun acquirente idoneo, zi Rete gas adotterà una serie di misure comportamentali a favore dell'operatore vincitore della gara d'ambito.

un'unica importante attività in favore degli enti locali che potranno valorizzare gli *asset* che intendono cedere a *VIR* e non più a *RAB* fermo restando la verifica da parte di ARERA degli scostamenti *VIR/RAB* > del 10%. La riforma non sembra quindi poter sbloccare le gare gas ormai in stallo da parecchio tempo.

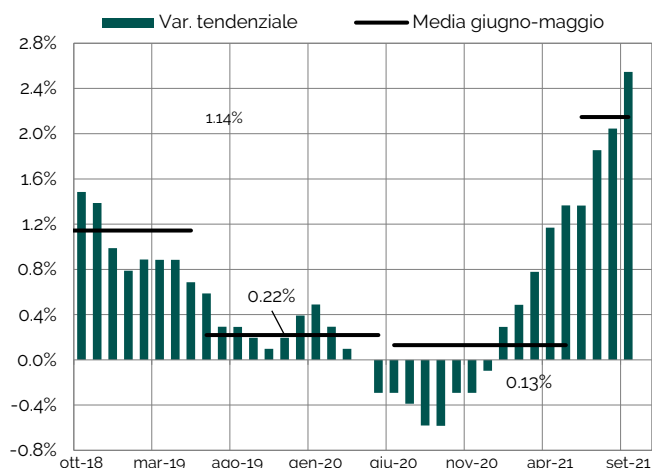
FIGURA 3. A2A PDR



Fonte: elaborazioni REF-E

L'Antitrust aveva, infatti, approvato l'acquisizione da parte di zi Rete Gas del 100% del capitale sociale di Infrastrutture Distribuzione Gas, ma a determinate condizioni. Nel caso specifico di **ROMA 4**, dove l'operazione di acquisizione avrebbe potuto scoraggiare la partecipazione di operatori terzi, ARERA ha posto alcune condizioni che devono essere rispettate da zi Rete Gas come la cessione di almeno 27,500 PDR a un unico soggetto attraverso una procedura trasparente, competitiva e adeguatamente pubblicizzata.

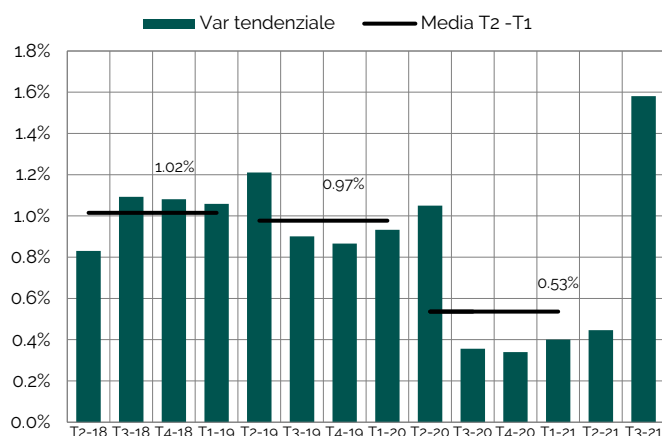
FIGURA 4. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI * (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: ottobre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 5. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Ottobre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), zi Rete Gas (0.2%), Unareti (95%)	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	zi Rete Gas
6	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	AcegasApsAmga (93%), zi Rete Gas (2%), Serenissima Gas (5%)	AcegasApsAmga (Hera)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	30/11/2021	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/Gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	31/03/2022	MEDIO
3	RIMINI	572/2020/R/gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/04/2022	BASSO
4	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2022	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
2	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
3	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	ALTO
1	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/06/2022	ALTO
4	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/06/2022	ALTO
5	MILANO 4	NO		30/12/2019	30/06/2022	MEDIO
6	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/06/2022	MEDIO
7	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
8	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
9	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2022	MEDIO
10	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2022	MEDIO
11	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	SOSPESA	ALTO
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
13	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

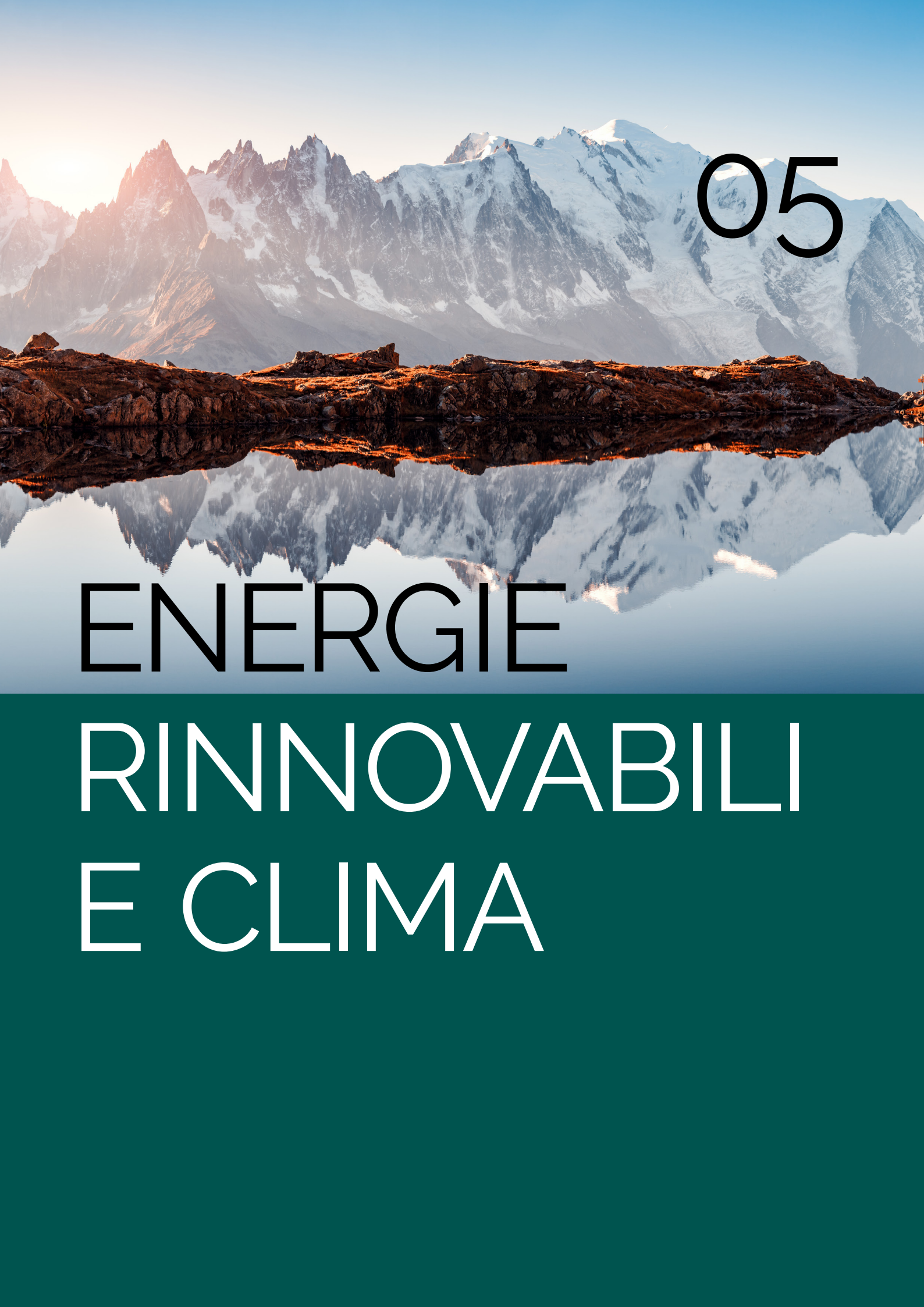
BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Nr. COMUNI VIR/RAB >10%	% RAB VIR/RAB >10%	Grado di competitività
1	ANCONA	in corso	76/2021/R/gas	27	60%	MEDIO
2	CATANZARO-CROTONE	in corso				MEDIO
3	COMO 3	in corso	108/2021/R/gas	17	20%	BASSO
4	CUNEO 1	in corso	571/2020/R/gas	45	93%	BASSO
5	FIRENZE 1	in corso				BASSO
6	FORLI-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	3	18%	BASSO
7	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	7	3%	BASSO
9	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	6	17%	MEDIO
10	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	23	84%	MEDIO
11	MODENA 2	in corso				BASSO
12	PORDENONE	in corso	504/2020/R/gas	20	34%	BASSO
13	ROMA 1	650/2015/R/gas				BASSO
14	ROMA 2	in corso	502/2020/R/gas	6	21%	BASSO
15	ROMA 4	in corso	503/2020/R/gas	13	49%	BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
2	BIELLA	NO	485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annulata	MEDIO
5	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
8	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annulata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annulata	BASSO

Dati aggiornati al 1/12/2021



05

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

La politica energetica nel programma del nuovo governo tedesco

Completa decarbonizzazione anticipata al 2045, accelerazione del phase-out del carbone e sostegno al gas per il power nell'immediato, ingenti investimenti nell'idrogeno, riforma del mercato elettrico con remunerazione della capacità ed eliminazione degli oneri impropri dalla bolletta, grazie all'utilizzo di una maggiore flessibilità nell'interpretazione dei vincoli sulla finanza pubblica.

Il governo di coalizione tedesco ha stilato il suo programma. L'impostazione data al documento per la parte economica è sintetizzabile in una frase contenuta nel preambolo: *"il nostro obiettivo è una economia di mercato sociale ed ecologica cioè trasformare l'economia sociale di mercato nella direzione di un'economia a zero emissioni, con una dose importante di programmazione e di investimenti pubblici"*.

Tutto il documento richiama l'obiettivo reclamando l'importanza dell'intervento pubblico per il suo perseguimento, garantendo gli investimenti (per un decennio), specialmente nella protezione del clima, nella digitalizzazione, nell'educazione e nella ricerca, e fornendo gli incentivi per gli investimenti privati, senza violare i vincoli posti costituzionalmente al tetto del debito pubblico.

I due obiettivi, aumento significativo degli investimenti pubblici e ritorno al rispetto del tetto al debito dopo la sua sospensione per COVID-19, seguendo i dettati della costituzione tedesca sarebbero inconciliabili. La coalizione "semaforo" sembra però, come vedremo più avanti, avere in serbo delle novità interpretative, che segneranno la strada anche per altri paesi europei.

L'ambizione non manca. Pur emergendo inevitabilmente alcune contraddizioni, è stata fatta una chiara scelta su come si intende procedere per raggiungere più rapidamente la decarbonizzazione e come gestire la transizione. Con la messa a punto di un piano annunciato, si capirà il realismo, l'impatto sui costi sociali delle proposte e se le ipotesi su dove saranno reperite le risorse sono coerenti. Soprattutto con riferimento alle tempistiche dei diversi passaggi e degli investimenti necessari per raggiungere in così poco tempo una rivoluzione

radicale nel modo di produrre, trasportare e consumare energia.

GLI INTERVENTI AMBIENTALI PREVISTI NEL PROGRAMMA DI GOVERNO, LA PRODUZIONE E LA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

In campagna elettorale i verdi avevano promesso di rilassare i vincoli del debito e di investire 50 miliardi di euro all'anno per dieci anni per modernizzare e trasformare l'economia portandola alla piena decarbonizzazione.

La trasformazione dell'offerta e della domanda di energia, prevista nel programma, ha innalzato l'asticella degli obiettivi. I piani per la strategia *Fit for 55* esplicitati negli scenari *MIX* della Commissione Europea, che contengono gli obiettivi e le strategie del vecchio governo, sono quindi superati.

La scelta centrale è quella di accelerare l'elettrificazione sviluppando maggiormente la capacità delle fonti rinnovabili e potenziando la rete, per far fronte a una maggiore domanda soprattutto, ma non solo, del settore dei trasporti e della filiera dell'idrogeno.

La nuova domanda per trasporti dovrebbe prevedere lo sviluppo dei punti di ricarica pubblici per le auto elettriche per servire almeno 15 milioni di auto elettriche entro il 2030. Per quanto riguarda la nuova domanda per elettrolisi, il programma menziona l'obiettivo di giungere a 10 GW sul territorio nazionale diventando il mercato principale per le tecnologie dell'idrogeno entro il 2030.

La domanda di energia elettrica al 2030 si attesterebbe tra 680 e 750 TWh (sono 547 TWh nel 2020), superiore del 10-12% rispetto allo scenario del Governo uscente, segnando un'inversione di rotta rispetto alle dinamiche della domanda del

decennio scorso. La maggiore domanda sarebbe integralmente coperta dalle nuove rinnovabili, che coprirebbero l'80% dell'intero fabbisogno elettrico, un valore più che doppio rispetto al 2020 e tra il 25% e il 40% (a seconda degli scenari di domanda) superiore rispetto a quanto previsto in precedenza. Tale percorso, ritenuto coerente con la completa decarbonizzazione dell'economia tedesca entro il 2045, dovrebbe più che dimezzare l'intensità emissiva del settore elettrico grazie al solare che quadruplica la capacità installata, con un raddoppio delle ipotesi incorporate nello scenario *MIX*. Più contenute le ambizioni per l'eolico *off-shore*, per il quale si prospetta un raddoppio della capacità soprattutto nel decennio successivo. Nonostante il maggior fabbisogno al 2030, la produzione da fonti fossili sarebbe del 20-25% inferiore rispetto a quanto prima prefigurato e del 40-45% inferiore ai livelli del 2020. La chiusura anticipata delle centrali a carbone finirebbe però con l'esaltare il ruolo del gas come fonte di transizione.

La *road map* che stabilirà i tempi per il *phase-out* del carbone, che era prevista nel 2026, è anticipata al 2022. La completa eliminazione del carbone dal *mix* produttivo potrebbe idealmente essere conclusa al 2030, invece che al 2038. Per garantire la copertura della domanda e la sicurezza degli approvvigionamenti, si prevede di favorire la costruzione di nuove centrali a gas (con il requisito che possano essere convertite a idrogeno) nei siti delle vecchie centrali a carbone. Gli obiettivi di rinnovabili e gli scenari previsti per la crescita della domanda portano a ipotizzare che la produzione a gas nel 2030, con il pieno *decommissioning* del carbone, coprirebbe completamente il 20% residuo del fabbisogno previsto, coprendo così un fabbisogno per oltre il 70% più elevato rispetto al 2020, un volume del 10-15% superiore a quanto previsto nello scenario *MIX* della Commissione. La dipendenza dall'estero, e dalla Russia in particolare per l'approvvigionamento energetico, aumenterà. La soluzione delle vertenze sul Nord Stream 2 (oggi bloccato per problemi interni) e la sua accettazione anche da parte dei partner europei più ostili e della Nato sono in questo contesto cruciali. Un aiuto in questa direzione è venuto dagli Stati Uniti che nella bozza di bilancio presentata di recente hanno

cancellato l'ipotesi di sanzioni verso le società coinvolte al momento della sua entrata in esercizio. Biden lo aveva anticipato alla Merkel, che così lascia al nuovo governo una situazione più gestibile sul fronte internazionale. Assai probabile a questo punto che il gas possa entrare nella tassonomia europea per il sostegno degli investimenti necessari alla transizione. L'aumento nella dipendenza dalla Russia renderà tuttavia anche la Germania più vulnerabile alle pressioni che emergeranno nel corso del decennio alla geopolitica internazionale e alle scelte della transizione energetica del resto del mondo.

TABELLA 1. GERMANIA: GLI OBIETTIVI DELLA COALIZIONE

			Scenario	Accordo di governo	
	2015	2020	2030 <i>MIX</i>	2030 <i>low</i>	2030 <i>high</i>
Generazione elettrica (TWh)	640	547	617	680	750
Nucleare	91	64	0	0	0
Rinnovabili	196	261	429	540	600
di cui solare	39	52	100	205	220
di cui altri	157	209	329	335	380
Fossili	353	222	188	140	150
di cui carbone	271	96	61	0	0
di cui gas	75	78	125	139	149

Fonte: Stime REF-E

Un paragrafo viene dedicato alla necessaria riforma del mercato elettrico, con proposte da presentare entro il 2022, per una sua riforma da completare entro il 2026.

Diventa probabile la creazione di un mercato della capacità per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e incentivare gli investimenti nelle rinnovabili programmabili e nelle nuove centrali a gas. Nessuno *stranded cost* verrà riconosciuto per la chiusura delle centrali a carbone e saranno eliminati gli incentivi esistenti alle fonti fossili. Quindi saranno eliminati anche i sussidi impliciti contenuti nelle modalità di finanziamento delle rinnovabili attraverso il prezzo dell'elettricità per le utenze domestiche.

Il requisito richiesto per le centrali che siano convertibili a *gas-neutral*, punta a ipotizzare che a regime una quota importante del fabbisogno elettrico dopo il 2030 debba poter contare sulle nuove tecnologie a idrogeno anche per la produzione di energia elettrica. Cruciale, quindi, nel prossimo decennio l'evoluzione delle tecnologie che puntano sull'idrogeno e sulla sua produzione e approvvigionamento.

In particolare, nel capitolo dedicato alla rivoluzione necessaria nell'industria vengono citati i settori sui quali si vuole puntare per diventare *leader*: tecnologie dell'idrogeno, ricerca, produzione e riciclaggio delle batterie, industria dei semiconduttori.

Solo per quanto riguarda la filiera dell'idrogeno l'obiettivo generico viene articolato in tre punti.

- Diventare il mercato d'origine principale per le tecnologie dell'idrogeno entro il 2030 promuovendo un rapido *ramp-up* del mercato.
- Anticipare la disponibilità di idrogeno verde con lo sviluppo di capacità di elettrolisi (10 GW entro il 2030) utilizzando la produzione interna di rinnovabili. Il fabbisogno d'idrogeno dovrà essere assai più alto e essere soddisfatto dalla rete d'importazione
- Sostenere finanziariamente lo sviluppo delle infrastrutture a rete dell'idrogeno attivando e rafforzando partenariati europei d'importazione.
- Introdurre negli appalti pubblici di domanda di energia quote da coprire con uso dell'idrogeno verde, con l'obiettivo di creare mercati guida.

Sull'uso dell'idrogeno il programma si allinea alla scelta della Commissione Europea: che sia "verde" nella forma più rigida, con un abbinamento dei singoli impianti di idrogeno prodotto con elettrolisi a singoli impianti di generazione da fonti rinnovabili, escludendo quindi, per la produzione sul territorio nazionale, un ruolo transitorio del gas per la sperimentazione. Nulla si dice sulle eventuali garanzie per l'idrogeno d'importazione.

PREZZI DELL'ENERGIA SOCIALMENTE GIUSTI E FINANZIAMENTO DELLA TRANSIZIONE

La sfida di ridurre il *gap* degli oneri per il sussidio alle rinnovabili tra industria e residenziale senza penalizzare la competitività dell'industria tedesca

implicherà sicuramente un aumento della spesa pubblica almeno nel corso dei prossimi anni.

La promessa è di eliminare il prelievo EEG (assimilabile ai nostri oneri impropri) attraverso il prezzo dell'elettricità e di finanziare gli incentivi alle rinnovabili con il bilancio pubblico a partire dal 1 gennaio 2023.

Il nuovo Governo nel contempo si impegna a far sì che la struttura dei costi e dei prezzi dell'energia rispecchi la neutralità climatica attraverso l'ETS, eliminando tutti i sussidi dannosi per il clima. Anche in questo caso il *timing* dei diversi passaggi è cruciale: la completa eliminazione del carbone dovrebbe gradualmente portare all'eliminazione degli incentivi alla nuova capacità rinnovabile; l'accordo internazionale auspicato su un prezzo minimo dell'ETS dovrebbe contenere i contraccolpi sulla competitività dell'industria tedesca; la gestione dell'impatto della prevedibile volatilità dei prezzi internazionali delle fonti fossili sulle fasce più deboli e sui costi per l'industria potrebbe essere temporaneamente fronteggiata con politiche di welfare.

Il finanziamento della transizione rappresenta, anche per la Germania, un tentativo di quadratura del cerchio tra opposti obiettivi.

In campagna elettorale i verdi avevano promesso di rilassare i vincoli del debito e di investire 50 miliardi di euro all'anno per dieci anni mentre il partito liberale aveva promesso di bloccare qualunque tentativo di aumentare le tasse e di cambiare i vicoli costituzionali imposti al debito.

Le modalità di reperimento delle risorse necessarie per riconciliare i due opposti orientamenti sono accennate in qualche passaggio del documento.

Fornire a WfK (l'equivalente della nostra CdP) i mezzi necessari per finanziare sia l'eliminazione dell'EEG sia investimenti pubblici e stimolare gli

TABELLA 2. PREZZO ENERGIA ELETTRICA DOMESTICI E NON DOMESTICI (GERMANIA, ITALIA, FRANCIA - DATI PRIMO SEMESTRE 2021)

	DOMESTICI			
	Prezzo senza tasse e oneri	IVA	Oneri	Totale (€/MWh)
Germania	156.2	50.9	112.2	319.3
Italia	143.2	20.6	62.1	225.9
Francia	127.2	28.2	37.9	193.3
Media UE	123.1	28.1	32.4	183.6

Domestici: consumo annuale compreso tra 2500 kWh e 5000 kWh

Non domestici: consumo annuale tra 500 MWh e 2000 MWh

Oneri: trasmissione, distribuzione, affitto contatore e altri servizi

Fonte: Eurostat

NON DOMESTICI		
Prezzo senza oneri	Oneri non recuperabili	Totale senza IVA (€/MWh)
90.8	90.5	181.3
93.9	64.5	158.4
83.9	20.3	104.2
87.9	24.5	112.4

investimenti privati, trasformandola in una agenzia per l'innovazione e gli investimenti. È prevista la sua ricapitalizzazione, sul modello di quanto fatto per far fronte al COVID-19, quando sono stati garantiti a WfK 70 miliardi di euro di prestiti con garanzia pubblica, escludendo tali risorse dal calcolo del debito pubblico ai fini dei criteri di sostenibilità. È ancora aperta la possibilità di creare un fondo per la transizione climatica, escludendolo dalla definizione del debito. Questa proposta è sul tavolo che si è aperto in Europa per la ridefinizione dei criteri alla base del Patto di Stabilità. La questione è però molto controversa per l'opposizione esplicita dei paesi del Nord Europa e del nuovo ministro delle finanze tedesco.

Consentire alle imprese possedute dallo Stato un aumento del loro indebitamento per realizzare alcuni degli interventi previsti per accelerare la transizione.

Rivedere i criteri con i quali viene considerata la componente ciclica (il cosiddetto *output-gap*) del GDP nel calcolo della sostenibilità.

Complessivamente, insieme ad altri piccoli aggiustamenti, per il periodo 2022-25 il Financial Times stima in 176 miliardi le risorse reperibili, con una maggiore flessibilità nell'interpretazione

dei vincoli sulla finanza pubblica tedesca, per il finanziamento del programma del nuovo governo senza violare il dettato Costituzionale.

La strada per una temporanea maggiore flessibilità nell'interpretazione del Patto di Stabilità e Crescita è aperta anche per paesi fortemente indebitati come l'Italia. Sarebbe però assai meglio se l'occasione e la necessità di accelerare la transizione energetica fosse utilizzata per una revisione più profonda delle regole sul *Fiscal Compact*. Gli indicatori finora adottati e perseguiti a livello comunitario non includono i rischi climatici tra le variabili da monitorare per il rispetto del patto di stabilità. Questi rischi, se valutati correttamente renderebbero invece indispensabile modificare radicalmente l'approccio e i criteri di sostenibilità del debito pubblico, in gran parte arbitrari e fondati su modelli non rispondenti alle dinamiche e ai comportamenti reali. Come è apparso chiaro anche dai recenti studi della Banca Centrale Europea, se non vengono attuate politiche di contrasto al cambiamento climatico il costo in termini di crescita del GDP sarà elevato. La sostenibilità dei debiti diventa quindi più problematica se lo Stato interviene con misure inadeguate e con ritardo rispetto alle urgenze messe in luce dai modelli climatici.

Recepimento REDII: definite le regole per i *target* 2030

Le novità portate dal Decreto toccano i principali motori del processo di allineamento al percorso di decarbonizzazione europeo, tra cui incentivi, autoconsumi e comunità energetiche rinnovabili, garanzie d'origine e aree idonee. Le disposizioni presenti nel Decreto permetteranno inoltre lo sblocco dei fondi per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili.

Pubblicato in Gazzetta ufficiale l'8 novembre il [Decreto n.199](#) (D.LGS 199/01) che attua la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 ([RED II](#)), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il provvedimento entra in vigore il 15 dicembre, con importanti novità volte a portare l'Italia su un percorso in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico in linea con le disposizioni della direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima ([PNI](#)EC).

Viene sancito l'obiettivo minimo nazionale del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale netto, ma le misure e gli strumenti coordinati sono già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del [Regolamento Europeo n.2021/1119](#) che prevede un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni non inferiore al 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Il D. Lgs D.LGS 199/01 contiene incentivi allo sviluppo di rinnovabili elettriche, del biometano e all'impiego dell'energia termica da fonti rinnovabili, indicazioni sull'impiego dei proventi delle aste della CO₂ per la copertura degli oneri in bolletta, norme per le nuove formule di autoconsumo e semplificazioni burocratiche. Disciplina, inoltre, l'individuazione delle aree idonee per l'installazione di impianti; gli obblighi per l'edilizia e le misure per il teleriscaldamento.

Ci occupiamo qui dei temi chiave degli incentivi alle rinnovabili, delle comunità energetiche, delle garanzie d'origine e degli accordi di compravendita di energia da fonti rinnovabili a lungo termine.

SOSTEGNO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili sono previsti strumenti di incentivazione tariffaria che trovano copertura sulla componente degli oneri generali del sistema elettrico e, dal 2022, parzialmente nei proventi annuali derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO₂. La tariffa è erogata dal GSE sull'energia elettrica prodotta o sulla quota a parte della produzione che viene immessa in rete o autoconsumata ed è applicabile sia alla realizzazione di nuovi impianti che a riattivazioni, ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti.

Tra i criteri specifici che si applicano alla definizione dei meccanismi di incentivazione troviamo:

- la proporzionalità all'onerosità dell'investimento per garantirne l'equa remunerazione
- la promozione dell'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, per favorire i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio e la programmabilità delle fonti, nonostante nella memoria del 27 settembre l'ARERA abbia espresso parere contrario, ritenendo invece più efficiente che tali sistemi siano utilizzati in funzione delle esigenze del sistema elettrico, sulla base dei segnali di prezzo.
- la priorità a parità di condizioni economiche per gli impianti realizzati nelle aree idonee
- l'agevolazione alla rimozione dell'amianto
- la cumulabilità con le agevolazioni fiscali per la realizzazione degli impianti e dei sistemi di accumulo.

La modalità di attribuzione degli incentivi varia in funzione della taglia degli impianti.

GRANDI IMPIANTI: ASTE COMPETITIVE E CONTINGENTI DIFFERENZIATI PER AREE GEOGRAFICHE

Per gli impianti di potenza superiore a 1 MW (inclusi gli impianti facenti parte di configurazioni di autoconsumo o comunità energetiche e gli impianti fotovoltaici realizzati su aree agricole non utilizzate e individuate come idonee) l'incentivo è attribuito attraverso una procedura d'asta al ribasso riferita a contingenti di potenza stabiliti, assieme agli incentivi e ai livelli di massima potenza incentivabile, su base quinquennale. La soglia minima di 1 MW è soggetta a eventuali riduzioni per migliorare l'efficienza del sistema, stimolare la concorrenza e ridurre i costi. I contingenti di potenza, in conformità con il parere espresso da ARERA, possono essere differenziati per aree geografiche. La finalità è quella di orientare gli operatori a sviluppare gli impianti dove possono essere più utili al raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici tenendo conto dell'impatto sul sistema elettrico e sui mercati elettrici.

L'incentivo riconosciuto per i grandi impianti è quello aggiudicato sulla base d'asta al ribasso con un meccanismo a due vie. L'incentivo viene infatti calcolato come la differenza tra la tariffa spettante e il prezzo di mercato e dove questa fosse negativa è prevista la restituzione dei relativi importi.

Il meccanismo di autorizzazione e partecipazione alle aste prevede che:

1. su richiesta del proponente, il GSE esamini il progetto per via telematica contestualmente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica e rilasci parere di idoneità all'accesso agli incentivi con tempistiche parallele a quelle del rilascio del provvedimento di autorizzazione
2. agli impianti a cui viene rilasciato parere d'idoneità e che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta entro tre mesi dal rilascio dell'autorizzazione è richiesta esclusivamente l'offerta economica al ribasso.

Possono essere inoltre previsti meccanismi di controllo e a garanzia della messa in opera degli impianti autorizzati e la fissazione di termini per l'entrata in esercizio.

A compendio del principio della possibilità di differenziazione dei contingenti di potenza su base geografica e a supporto della semplificazione dei processi autorizzativi, il Decreto prevede che entro centottanta giorni dalla sua entrata in vigore vengano emanati dal MITE in concerto con il Ministero della cultura e il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali uno o più decreti che stabiliscano principi e criteri omogenei per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Questi saranno alla base delle leggi regionali che individueranno le aree stesse. A supporto di tale processo, al GSE è richiesto di realizzare una piattaforma digitale che includa tutte le informazioni necessarie a qualificare il territorio, a classificare le aree e a monitorare i dati relativi allo stato delle autorizzazioni.

I principi di individuazione delle aree idonee dovranno essere stabiliti tenendo conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali e dei corpi idrici e privilegiando superfici di edifici o aree non utilizzabili per altri scopi come le superfici agricole non utilizzabili. Le aree non incluse nelle aree idonee non potranno comunque essere dichiarate non idonee in ragione della sola non inclusione nel loro novero.

La costruzione e l'esercizio di rinnovabili sulle aree idonee beneficia dei seguenti vantaggi:

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

INCENTIVAZIONE GARANTITA PER LE PICCOLE TAGLIE

Gli impianti di piccola taglia, con potenza pari o inferiore a 1 MW, vengono distinti tra impianti con costi vicini alla competitività di mercato, impianti innovati o con costi di generazione elevati e impianti facenti parte di comunità dell'energia o a configurazioni di autoconsumo.

Per gli impianti con costi vicini alla competitività di mercato l'accesso agli incentivi è garantito fino al raggiungimento dei tetti di potenza stabiliti su base quinquennale attraverso la presentazione di domanda alla data di entrata in esercizio, senza la necessità di preventiva iscrizione a bandi o registri.

Per gli impianti innovativi o con costi di generazione elevati sono invece previsti bandi di selezione con frequenza periodica che hanno come criteri di priorità prima la tutela dell'ambiente e poi l'offerta di riduzione percentuale della tariffa e che possono prevedere, come per i grandi impianti, meccanismi a garanzia e la fissazione di termini per l'entrata in vigore.

Per gli impianti facenti parte di comunità dell'energia o a configurazioni di autoconsumo è previsto l'accesso, fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti su base quinquennale, a una tariffa premiante attribuita direttamente con richiesta da effettuare alla data di entrata in esercizio e graduabile sulla base della potenza degli impianti e dell'energia autoconsumata istantaneamente. Le configurazioni di autoconsumo accedono all'incentivo solo per la quota di energia condivisa da impianti e utenze connesse sotto la stessa cabina primario e per la sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione

L'AUTOCONSUMO E LE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

Il percorso di riduzione delle emissioni di CO₂ passa anche attraverso l'incentivazione allo sviluppo e alla diffusione degli autoconsumi e delle comunità energetiche rinnovabili (CER).

RICONOSCIUTE LE CONFIGURAZIONI DI AUTOCONSUMO RINNOVABILI

La produzione e l'accumulo di energia da fonti rinnovabili per il proprio consumo caratterizzano l'autoconsumatore sia nel caso in cui venga realizzato un impianto direttamente connesso all'utenza che in quello in cui l'impianto (o gli impianti) si trovino in siti o in edifici diversi da quello in cui l'autoconsumatore opera, ma di cui l'autoconsumatore ha la disponibilità.

Nel secondo caso l'autoconsumatore può utilizzare la rete di distribuzione per immettervi l'energia

prodotta e per consumarla nei punti di prelievo di cui detiene la titolarità.

L'autoconsumatore può inoltre vendere l'energia rinnovabile autoprodotta in eccedenza e offrire servizi ancillari e di flessibilità anche tramite un aggregatore.

Nel caso in cui due o più autoconsumatori che si trovano nello stesso edificio o condominio si aggregino per consumare l'energia prodotta da uno di essi o da impianti comuni si denota una configurazione di autoconsumo, a condizione che:

- l'energia prodotta sia utilizzata prevalentemente per i fabbisogni degli autoconsumatori
- la partecipazione alla configurazione non costituisca attività principale.

LE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI POTREBBERO DECOLLARE

Le comunità energetiche rinnovabili (CER) sono definite in due leggi separate del *Clean Energy Package*. La revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001 ne stabilisce il quadro, mentre la direttiva (UE) 2019/944 ne sancisce nuovi ruoli e responsabilità. Le due direttive descrivono le comunità energetiche come una forma di organizzazione collettiva di cittadini che opera nel sistema energetico. Nessuna delle due direttive prevedono quale forma giuridica debbano assumere le CER.

In Italia sono state introdotte nel 2020, ma a causa di alcune limitazioni stabilite dal legislatore quali perimetro di applicazione (definito dal collegamento alla rete di Bassa Tensione e alla medesima cabina di trasformazione) e la taglia massima degli impianti, non hanno fino ad oggi preso piede.

Il D.Lgs non dispone invece limiti di potenza degli impianti, ma prevede che soltanto gli impianti di piccola taglia (di potenza inferiore a 1 MW), connessi alla stessa cabina primaria e entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della D.LGS 199/01 (anche se resta aperta la possibilità di adesione per impianti esistenti, in misura non superiore al 30% della potenza complessiva che fa capo alla CER) siano incentivati, mentre gli altri impianti possono accedere alle procedure d'asta al ribasso bandite dal GSE per i grandi impianti.

L'energia viene condivisa attraverso la rete di distribuzione, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, nell'ambito della stessa zona di mercato e non, come prevedeva la precedente normativa soltanto tra impianti e clienti collegati alla rete di Bassa Tensione e sottesi alla medesima cabina di trasformazione. Il superamento del vincolo fisico a favore di un concetto amministrativo rende di fatto l'autoconsumo virtuale un meccanismo di gestione di partite commerciali semplificandone l'operatività e incentivandone lo sviluppo. L'allargamento del perimetro dovrebbe inoltre permettere di coinvolgere più categorie e aree demograficamente poco dense.

Tutti i consumatori (inclusi i domestici e compresi quelli appartenenti alle famiglie a basso reddito o vulnerabili) possono organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili che sono soggetti di diritto autonomo. L'esercizio dei poteri di controllo può fare capo a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di formazione e ricerca, gli enti religiosi e del terzo settore.

I requisiti e le condizioni che devono essere rispettati sono i seguenti:

- la CER ha come obiettivo principale quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai soci o alle aree in cui opera e non realizza profitti finanziari.
- la partecipazione delle imprese alla CER non ne costituisca l'attività commerciale o industriale principale
- l'energia autoprodotta è utilizzata principalmente per l'autoconsumo, ma quella eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta.

L'energia incentivata è quella condivisa, ai cui fini rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità. L'energia condivisa è definita con un approccio virtuale ed è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti nella disponibilità della CER e l'energia prelevata dall'insieme dei membri della CER.

Ciascun membro della CER mantiene i propri diritti di cliente finale e può liberamente scegliere

il proprio fornitore di energia elettrica, pagando l'energia consumata, ma ricevendo dalla CER una quota degli incentivi parametrata ai propri consumi di energia rinnovabile condivisa.

Si prevede inoltre che vengano definiti criteri e modalità per la concessione di finanziamento a tasso zero fino al 100% dei costi ammissibili per lo sviluppo di comunità energetiche per la realizzazione nei piccoli comuni di impianti di produzione di FER anche abbinati a sistemi di accumulo e le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari.

ENERGIA TERMICA DA RINNOVABILI: BIOGAS E BIOMETANO

L'introduzione di un sistema di supporto alla produzione di biometano che prescinde dal suo utilizzo nel settore dei trasporti o in altri usi e la revisione del sistema delle garanzie di origine sono tra le novità di maggiore interesse,

BIOGAS E BIOMETANO: DURATA E VALORE DELLE TARIFFE DA DEFINIRE CON SUCCESSIVI DECRETI

Sono previsti incentivi per rinnovabili (con copertura derivante dal gettito delle componenti tariffarie del gas naturale) in caso di produzione o immissione nella rete del gas naturale del biometano prodotto in impianti di cogenerazione industriale. La durata e il valore delle tariffe dovrà essere stabilita da decreti successivi, prevedendone la cumulabilità con altre forme di sostegno e la loro estensione alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica.

Per l'incentivazione della produzione di energia termica da biogas, gas di discarica, gas derivati dalla riconversione parziale per la produzione di biometano devono essere rispettati requisiti minimi di sostenibilità e riduzione delle emissioni calcolati sull'intero *mix* dei materiali usati sia per la quota destinata alla produzione elettrica che per quella di biometano.

Il procedimento autorizzativo diventa unico per le opere funzionali alla produzione del biometano e della sua immissione in rete, superando quindi il nodo dei due procedimenti separati che in passato ha comportato il blocco di numerosi progetti. Il processo è inoltre semplificato nel caso di interventi

di parziale o completa riconversione di impianti alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione alla produzione di biometano nel caso in cui le modifiche non siano sostanziali, ovvero quando non determinino un incremento delle emissioni e il sito non sia ampliato più del 25% in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali i termini per il rilascio della nuova autorizzazione sono comunque ridotti della metà.

Il D.LGS 199/01 prevede un contributo a fondo perduto da elargire attraverso procedure competitive per:

- efficientamento e riconversione di impianti esistenti a biogas
- nuovi impianti di produzione di biometano
- valorizzazione e corretto utilizzo del disgustato
- acquisto di trattori alimentati a biometano.

Il contributo a fondo perduto è cumulabile con gli incentivi tariffari a condizioni che verranno definite dal Decreto in materia di produzione di biometano e partecipe di economia circolare, la cui bozza, già in circolazione, sbloccherà l'utilizzo dei fondi del PNRR finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di riconversione degli impianti a biogas agricoli esistenti, supporto alla costruzione di nuovi impianti e promozione di investimenti in miglioramento dell'efficienza energetica di impianti per la produzione di biogas sui quali vengano effettuati interventi per la riconversione alla produzione di biometano.

INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA TERMICA DA FONTI RINNOVABILI ANCHE PER GRANDI IMPIANTI

Il Decreto prevede che il meccanismo di incentivazione per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili prodotta da impianti di piccole dimensioni di cui all'Art. 28 del D Lgs del 3 marzo 2011 n.28 si applichi anche a:

- la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni attraverso meccanismi di accesso competitivo
- comunità di energia rinnovabili e configurazioni di autoconsumo collettivo
- soluzioni tecnologiche che favoriscano l'utilizzo di energia termica da fonti rinnovabili, l'autoconsumo e il miglioramento delle prestazioni energetiche.

STABILITI I PRINCIPI PER LA REVISIONE DEL SISTEMA DELLE GARANZIE D'ORIGINE

La garanzia d'origine (GO), istituita con la Direttiva 2009/28/CE, è un documento elettronico che serve per certificare che una determinata quota o quantitativo di energia è stato prodotto da fonti rinnovabili. Nella forma in cui sono state introdotte in Italia, nel 2011, dal [provvedimento dell'ARERA](#) in materia di offerte verdi, le GO garantiscono ai consumatori che l'energia consumata sia prodotta da fonti rinnovabili e che non venga commercializzata più volte. Se una società di vendita o un produttore vende energia verde al 100% a uno o più clienti, deve accompagnarla con l'attestazione di GO, e successivamente annullare i certificati a favore dei medesimi clienti. I trader possono acquistare certificati in tutta Europa e scambiarli attraverso una piattaforma digitale gestita dal GME. Alle GO è attribuito un codice numerico che permette di ricondurre l'energia all'impianto e al periodo di produzione. Una volta che il MWh è arrivato al cliente finale, il codice del titolo GO viene annullato.

Il Decreto prevede l'emissione di GO per le quote di energia fornite ai clienti finali prodotte da fonti rinnovabili e allarga lo spettro di applicabilità dall'energia elettrica al gas, includendo il biometano, all'idrogeno e ai prodotti usati per il raffrescamento e il riscaldamento.

Mentre fino a oggi il GSE rilasciava certificati GO su richiesta dei produttori italiani di energia rinnovabile, dopo aver effettuato controlli sulla produzione effettiva, il D.Lgs 199/01 prevede che la GO venga rilasciata al produttore da fonti rinnovabili quando il produttore non riceve un sostegno economico tramite gara o sistema di titoli negoziabili e quando il mercato delle GO è preso in considerazione nella determinazione del sostegno economico nell'ambito dei meccanismi di incentivazione. Sono invece esclusi dal rilascio di GO i produttori di energia da FER che ricevono sostegno economico nell'ambito di meccanismi di incentivazione che non tengono conto del valore di mercato delle GO.

Le garanzie d'origine vengono emesse, contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e considerate nella disponibilità di quest'ultimo,

che provvede ad assegnarle tramite procedure concorrenziali, nei seguenti casi:

- se il produttore riceve sostegno economico nell'ambito di un sistema di incentivazione che prevede il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE
- per impianti di produzione a biometano di capacità fino a 250 Smc/h che immettono biometano nelle reti con obbligo di connessione di terzi
- per impianti in cogenerazione ad alto rendimento per la produzione di energia da FER

Ogni garanzia di origine corrisponde ad un 1 MW/h prodotto da fonti rinnovabili ed è valida per 12 mesi dalla produzione della relativa unità energetica. Se non annullata, scade al più tardi dopo 18 mesi. I produttori possono valorizzare economicamente le GO all'interno della piattaforma di scambio organizzata e gestita dal GME.

Le GO relative a produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili possono essere inoltre rilasciate su indicazione del produttore direttamente all'acquirente che acquista energia elettrica da FER nell'ambito di accordi compravendita di lungo periodo (PPA).

PPA: BACHECA INFORMATICA PER PROMUOVERE L'INCONTRO TRA LE PARTI

Nel D.LGS 199/01 viene definito come accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili un contratto con il quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili direttamente da un produttore di energia elettrica.

Il Decreto prevede che:

- entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore (stabilita il 15 dicembre 2021), il GME, al fine di assicurare un avvio graduale delle contrattazioni PPA, realizzi una bacheca informatica con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti

- il Ministero della transizione ecologica, tenendo conto dell'evoluzione e dello stato del mercato del PPA, possa fornire indicazioni al GME per lo sviluppo di una piattaforma di mercato organizzato a partecipazione volontaria
- entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del Decreto, la Concessionaria Servizi Informativi Pubblici (Consip) definisca uno o più strumenti di gara per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alla Pubblica amministrazione attraverso schemi di accordo PPA che si aggiungeranno alle procedure di acquisto correnti per forniture di energia elettrica da fonti rinnovabili definite da Consip
- entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del Decreto l'ARERA integri le linee guida in materia di gruppi di acquisto in modo da promuovere anche l'approvvigionamento mediante PPA, anche per il tramite degli aggregatori indipendenti e prevedendo che i consumatori interessati ricevano adeguata assistenza informativa per l'adesione alla bacheca informativa.

Con l'entrata in vigore del provvedimento il prossimo 15 dicembre e la successiva emanazione dei decreti ministeriali e delle delibere ad integrazione e attuazione delle linee guida qui stabilite, si dovrebbe assistere ad un'accelerazione del percorso verso il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione in coerenza con quanto stabilito dalla Commissione Europea. Le novità portate dal Decreto riguardano infatti i principali motori del processo, partendo dagli incentivi alle rinnovabili elettriche e al biometano, fino alle semplificazioni burocratiche. Le disposizioni presenti nel Decreto permetteranno inoltre l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza ([PNRR](#)) in materia di energia da fonti rinnovabili.

Agenzia Esecutiva per i finanziamenti *green*: un'occasione per l'idrogeno

L'European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency ha il compito di gestire e implementare sette programmi di finanziamento lanciati dall'Unione Europea nel contesto del quadro finanziario pluriennale per il periodo 2021-2027. Le iniziative legate all'idrogeno rientrano pienamente nella maggior parte dei programmi di finanziamento.

Ufficialmente istituita nel febbraio 2021, CINEA ha iniziato a svolgere le proprie attività a partire da aprile 2021, con lo scopo di supportare gli obiettivi del *Green Deal* europeo attraverso la gestione di una parte dei programmi di finanziamento lanciati dall'Unione Europea. Le principali attività dell'Agenzia riguardano l'assegnazione dei finanziamenti e la selezione delle migliori proposte, presentate per accedere ai fondi, seguendo i principi di trasparenza, obiettività e parità di trattamento. CINEA è tenuta a effettuare un attento monitoraggio del portafoglio di progetti in modo da controllare lo stato di avanzamento e contenere il sorgere di potenziali rischi.

CINEA rientra nella categoria di Agenzie esecutive istituite dalla Commissione Europea nel contesto del quadro finanziario pluriennale (QFP) per il periodo 2021-2027. Con la sua istituzione, l'UE ha affidato a un'Agenzia esecutiva il ruolo di ente per la gestione di programmi europei volti a stimolare e facilitare la realizzazione di progetti in un'ottica di transizione energetica. CINEA sostituisce l'Agenzia esecutiva per l'innovazione e le reti (INEA), che dal 1 gennaio 2014 si occupava dei programmi CEF (*Connecting Europe Facility*), alcune parti di Horizon 2020 che ricadevano nell'area dei trasporti *green* e dell'efficientamento energetico, l'*Innovation Fund* che si occupava soprattutto dell'innovazione dei processi industriali verso tecnologie con basse emissioni di carbonio, con possibilità di generare nuova energia e di immagazzinarla. La missione di CINEA è quella di sostenere i soggetti interessati all'attuazione di progetti orientati alla decarbonizzazione e alla crescita sostenibile, in linea con la realizzazione degli obiettivi del *Green Deal*, sia attraverso sovvenzioni che fornendo

supporto all'esecuzione delle iniziative progettuali con responsabilità sull'intero ciclo di gestione dei finanziamenti dei programmi che le sono affidati.

I programmi sono accessibili tramite l'iscrizione ai bandi pubblicati in un apposito portale coordinato da CINEA, che fornisce le linee guida e i requisiti per presentare correttamente i progetti. Nel complesso, l'Agenzia gestisce un budget di oltre 50 miliardi di euro suddivisi tra i vari programmi delegati, suddivisi in:

1. *Innovation Fund* (Fondo per l'Innovazione): è uno dei più grandi programmi di finanziamento per la diffusione di tecnologie innovative a basse emissioni di carbonio. Non si tratta di un programma di ricerca, ma si pone l'obiettivo di portare sul mercato tecnologie altamente innovative, attraverso progetti dimostrativi a fini commerciali.
2. *Connecting Europe Facility* (CEF): favorisce gli investimenti per la realizzazione di infrastrutture strategiche per l'UE, con l'obiettivo di sviluppare le reti TEN-T (*Trans-European Transport Networks*) e TEN-E (*Trans-European Energy Networks*), per arrivare ad una completa decarbonizzazione dell'economia europea. In particolare, le reti dei trasporti TEN-T hanno l'obiettivo di stabilire un'unica rete transeuropea multimodale che integri il trasporto marittimo, terrestre e aereo, identificando i principali corridoi intermodali, che permettano la movimentazione di merci e persone attraverso sistemi di trasporto diversi. Le reti TEN-E identificano i "corridoi" e aree transeuropee prioritari dell'infrastruttura energetica, coprendo principalmente i settori del gas e dell'energia elettrica. L'obiettivo è di

creare un sistema energetico integrato in grado di garantire la sicurezza delle forniture di energia, attraverso la definizione di collegamenti tra i sistemi energetici dei vari Stati membri.

3. *Horizon Europe*: si tratta di un programma di finanziamento piuttosto corposo ed importante dell'UE per la ricerca e l'innovazione che fornisce sostegno ai ricercatori e alle imprese innovatrici per promuovere cambiamenti coerenti con il raggiungimento degli obiettivi del *Green Deal*.
4. *LIFE Programme*: prevede progetti atti a mitigare i cambiamenti climatici, adottare soluzioni di economia circolare, sostenere la biodiversità e favorire la transizione verso sistemi energetici sostenibili e a bassa emissione di carbonio.
5. *Renewable Energy Financing Mechanism*: il nuovo meccanismo di finanziamento per l'energia rinnovabile supporta il raggiungimento di obiettivi per favorire una maggiore capacità di produzione di energie rinnovabili.
6. *Just Transition Mechanism* (JTM): è uno strumento chiave per la transizione verso un'economia climaticamente neutra in cui CINEA rientra parzialmente. In particolare, la sua funzione è di facilitare e stimolare gli investimenti pubblici e privati necessari per la transizione verso un'economia a zero emissioni in quei territori che risentiranno maggiormente di questo cambiamento, cercando di favorire la realizzazione di progetti che abbiano l'obiettivo di rendere più competitivi, inclusivi e sostenibili tali regioni.
7. *European Maritime, Fisheries and Aquaculture Fund* (EMFAF): si tratta di un fondo con una dotazione finanziaria pari a sei miliardi che ha l'obiettivo di supportare la *blue economy* intesa come l'uso sostenibile delle risorse connesse al mare e agli oceani, come la pesca, il trasporto marittimo, le energie rinnovabili e il turismo, attraverso l'implementazione di azioni nell'ambito della politica marittima dell'UE, della politica comune della pesca e nell'ambito dell'agenda internazionale dell'UE per la *governance* degli oceani.

TABELLA 1. CINEA

PROGRAMMA UE	PROGRAMMI DELEGATI	BUDGET (miliardi €)
Innovation Fund	Gestione dell'intero programma	10.0
Connecting Europe Facility (CEF)	CEF - Transport CEF - Energy	25,8 5.8
Horizon Europe	Programmi su clima, energia e trasporti	15.0
Life Programme	Programmi su natura, economia circolare, cambiamento climatico e transizione energetica	5.4
Just Transition Mechanism	Gestione dello strumento "Public sector loan facility"	-
Renewable Energy Financing Mechanism	Gestione dell'intero programma	-
EMFAF	Gestione dell'intero programma	6.0
Totale		68.0

IDROGENO AMMESSO DALLA MAGGIOR PARTE DEI PROGRAMMI CINEA

Innovation Fund in particolar modo, ma anche *CEF*, *Horizon* e *Life* sono i programmi adatti al supporto delle iniziative legate all'idrogeno.

Il Fondo per l'innovazione si rivolge a progetti che impieghino o sviluppino tecnologie rivoluzionarie per i settori industriali ad alta intensità energetica compresi all'interno della direttiva ETS. Il Fondo si focalizza, inoltre, su tecnologie particolari come la *carbon capture and utilisation/storage* (CCU e CCS), sulla produzione innovativa di energia rinnovabile e sullo stoccaggio di energia. CINEA è incaricata della gestione dell'intero programma, che prevede una dotazione finanziaria di circa dieci miliardi di euro. Il programma è aperto sia a progetti su larga scala, con una componente CAPEX superiore a 7.5 milioni di euro, sia a iniziative su piccola scala con spese in conto capitale inferiori a 7.5 milioni di euro, per i quali i costi ammissibili corrispondono alle sole spese CAPEX.

L'*Innovation Fund* sostiene il 60% delle spese applicabili per i progetti e i finanziamenti messi a disposizione sono resi disponibili sotto forma di sovvenzioni. Nell'ambito dell'IF possono quindi essere finanziati progetti connessi all'idrogeno, in particolare progetti dimostrativi sulla produzione e utilizzo di idrogeno rinnovabile (verde) o a basse emissioni (blu), con tecnologie innovative che si trovano ancora allo stato pre-commerciale.

Il fondo permette di finanziare progetti per la produzione di idrogeno attraverso elettrolisi o CCUS, così come è possibile supporre la facoltà di presentare progetti per l'uso dell'idrogeno in diverse applicazioni come la mobilità, attraverso l'uso di tecnologie *fuel cell*.

Durante il primo bando per progetti su larga scala, tenutosi a novembre 2020, su 311 richieste circa un terzo di tutte le proposte ricevute riguardava l'idrogeno:

- il 12% del numero totale di proposte ricevute rientravano nell'ambito dell'idrogeno verde
- circa il 7% dei progetti prevedeva la produzione di idrogeno blu, attraverso tecnologie di CCS
- un numero significativo di proposte (7%) incorporava nel progetto l'utilizzo e la distribuzione di idrogeno in varie modalità di trasporto, ad esempio veicoli pesanti e autobus
- solo la restante parte dei progetti riguardava diversi tipi di proposte che non indicavano in maniera totalmente chiara la fonte di energia per generare idrogeno.

L'UE PUNTA SULL'IDROGENO NEI SETTORI DEI TRASPORTI E DELL'ENERGIA

Le iniziative legate all'idrogeno sono prese in considerazione anche dal programma CEF, che è diviso in trasporti, energia e digitale, di cui solo i primi due sono di competenza di CINEA. Il programma è dotato di un budget complessivo di oltre 33 miliardi di euro e il tasso massimo di cofinanziamento è pari al 50% della spesa in conto capitale del progetto. I programmi delegati all'Agenzia esecutiva sono:

1. CEF Energy (CEF-E): le risorse messe a disposizione dall'UE per CEF-E ammontano a quasi sei miliardi di euro, destinati a finanziare progetti di interesse comune (PCI) così come previsto nel regolamento TEN-E nonché progetti transfrontalieri nel settore delle energie rinnovabili.

Il regolamento attualmente in vigore non include tuttavia tra i progetti ammissibili le infrastrutture a idrogeno, gli elettrolizzatori e le reti a gas intelligenti (smart gas grids) che saranno necessarie per il trasporto dell'idrogeno. Nel dicembre 2020 la Commissione ha presentato una proposta legislativa per rivedere il regolamento TEN-E.

Tale proposta prevede di classificare tra i progetti di interesse comune anche le infrastrutture transfrontaliere per l'idrogeno (si fa riferimento alle condutture di trasmissione), gli impianti di stoccaggio sotterranei, gli elettrolizzatori e le smart gas grids. I negoziati con il Parlamento europeo e il Consiglio sono ancora in corso, con un accordo previsto per l'inizio del 2022.

Anche le strutture di ricezione, stoccaggio, rigassificazione o decompressione per l'idrogeno liquefatto o l'idrogeno incorporato in altre sostanze chimiche, con l'obiettivo di iniettare l'idrogeno nella rete, sono prese in considerazione dalla proposta di revisione della rete TEN-E, così come qualsiasi apparecchiatura o installazione essenziale affinché l'impianto a idrogeno funzioni in modo sicuro ed efficiente. La proposta della Commissione comprende sia di impianti di nuova generazione che di impianti a gas convertiti all'uso di idrogeno.

2. CEF Transport (CEF-T): nell'ambito di CEF-T vengono finanziati progetti chiave per migliorare le infrastrutture, garantire una maggiore intermodalità e rimuovere i colli di bottiglia esistenti lungo le reti europee TEN-T, promuovendo al contempo soluzioni di mobilità sostenibili e innovative.

Le risorse stanziare per questo programma sono poco meno di 26 miliardi di euro, le quali possono essere impiegate anche per iniziative legate all'idrogeno. Infatti, è garantito il sostegno per l'installazione di strutture di rifornimento di idrogeno sulle reti stradali e ferroviarie TEN-T, l'introduzione di infrastrutture di rifornimento di idrogeno dedicate ai trasporti pubblici nei nodi urbani e relativi sistemi di stoccaggio. Inoltre, attraverso i finanziamenti CEF-T viene promossa la diffusione di carburanti alternativi a base di idrogeno per i porti marittimi TEN-T, i porti interni e gli aeroporti.

Un esempio di applicazione dei fondi CEF-T è costituito dal progetto europeo MEHRLIN, il cui obiettivo è la realizzazione di stazioni di rifornimento per la mobilità elettrica con celle a combustibile, in particolare autobus e automobili, lungo i corridoi TEN-T. In Alto Adige, nella provincia di Bolzano, è stata realizzata

un'infrastruttura di rifornimento per autobus a idrogeno grazie ai finanziamenti CEF. La restante parte del progetto, caratterizzata dalla progettazione di autobus dotati di fuel cells, è stata finanziata da altri programmi, dimostrando il fatto che sia possibile creare delle sinergie positive tra i diversi programmi di finanziamento per la realizzazione finale di un progetto.

RICERCA E SVILUPPO TECNOLOGICO AL CENTRO DEL PROGRAMMA HORIZON

Il programma Horizon mette a disposizione finanziamenti per iniziative legate all'idrogeno nel campo della ricerca e innovazione, comprese le sperimentazioni, lo sviluppo delle tecnologie e la loro implementazione, con la dimostrazione e la convalida del prototipo ideato. In aggiunta, i fondi Horizon supportano la diffusione nel mercato di prototipi tecnologici, portando avanti le azioni necessarie per la diffusione di un'innovazione sul mercato.

Il programma Horizon è costituito da tre pilastri, dei quali solo il quinto *cluster* del secondo pilastro riferito al "Clima, Energia e Mobilità" è sotto la gestione di CINEA. Nel complesso, si stima che l'Agenzia gestirà un budget di circa 15 miliardi di euro fino al 2027 all'interno del vasto programma di finanziamenti istituito dall'UE. Tra i numerosi progetti legati all'idrogeno finanziati da Horizon spicca H2Ports, il quale ha l'obiettivo di ridurre le emissioni dei veicoli commerciali addetti alle operazioni portuali nel porto spagnolo di Valencia. Il progetto prevede l'introduzione di tre prototipi nel corso del 2022, in particolare un carrello elevatore (*reach stacker*), un trattore portuale (*yard tractor*), dotati di celle a combustibile alimentate a idrogeno, e una stazione di rifornimento mobile a idrogeno. I finanziamenti sono stati canalizzati attraverso *Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking*, un partenariato pubblico-privato composto dalla Commissione Europea e da Hydrogen Europe, la quale raggruppa diversi istituti di ricerca con le imprese e le industrie interessate all'impiego di idrogeno e delle *fuel cells*. Infine, il programma europeo LIFE, dedicato interamente agli obiettivi ambientali, climatici ed energetici dell'UE, è accessibile anche per progetti legati all'idrogeno, in particolare per la produzione o impiego di idrogeno verde.

All'Agenzia Esecutiva sono stati assegnati i programmi relativi ai cambiamenti climatici, all'economia circolare e alla transizione energetica, per una dotazione finanziaria complessiva pari ad oltre cinque miliardi di euro. Il sottoprogramma riferito alla transizione energetica, a cui sono state assegnate risorse per un valore di circa un miliardo di euro, prevede iniziative legate all'idrogeno. Per esempio, nell'ambito del progetto europeo MEHRLIN, LIFE ha finanziato l'acquisto di veicoli dotati di celle a combustibile in Alto Adige e in altre regioni europee. Le iniziative legate all'idrogeno ricadono quindi sotto le competenze dei programmi di finanziamento gestiti da CINEA, in quanto le peculiari caratteristiche di questo vettore energetico lo rendono essenziale per l'abbattimento delle emissioni di CO₂ nei prossimi decenni ([Newsletter 258](#)).

Una particolare attenzione verrà dedicata alle infrastrutture, come dimostra la grande quantità di fondi messi a disposizione dai programmi CEF, che costituiscono la parte più rilevante delle risorse gestite dall'Agenzia. Lo sviluppo delle infrastrutture lungo le reti transnazionali di trasporto ed energetiche è considerato vitale dall'UE, in quanto una rapida decarbonizzazione dell'economia europea passa attraverso la costruzione di nuove linee elettriche e gasdotti per il trasporto di idrogeno sulle reti TEN-E, oltre alla realizzazione di punti di rifornimento di nuovi combustibili più ecologici, la cui diffusione è essenziale per aspirare a una decarbonizzazione dell'intero settore dei trasporti. L'Agenzia permette di creare delle sinergie positive tra i diversi programmi di finanziamento per la realizzazione finale di un progetto, come dimostra il progetto europeo MEHRLIN, finanziato da CEF per la realizzazione delle infrastrutture di rifornimento e da Horizon e LIFE per l'acquisto di veicoli a idrogeno. L'auspicio è che le barriere alla diffusione di applicazioni basate sull'idrogeno, dovute alla scarsa maturità tecnologica, che porta a un aumento dei costi, possano essere ridotte dalle risorse messe a disposizione dall'Unione Europea e attirare investitori, che in assenza di incentivi non si farebbero carico dei costi legati a progetti sperimentali per applicazioni basate sull'idrogeno.

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Anselmo Besuschio, Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Jordi Donà, Elena Ferri, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Giuseppe Maggiulli, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Saraceno Pia, Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

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, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, 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