

NEWSLETTER



n. 253 Aprile 2021
Anno XXIII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Biometano: si avvicina la scadenza degli incentivi

pag. 05

In risposta al calo del consumo di gasolio e benzina dello scorso anno le quote d'obbligo sono state aumentate. Non si risolvono tuttavia le incertezze per il settore. Alcuni impianti stanno entrando in funzione, ma l'imminente scadenza degli incentivi rischia di rallentare ulteriormente gli investimenti.

02

MERCATO ELETTRICO

La bozza del nuovo decreto sui Certificati bianchi privilegia la continuità

pag. 11

Il rinnovo degli incentivi, nelle modalità rese note solo in bozza alla vigilia della fine dell'anno d'obbligo, è in ritardo rispetto alle esigenze del mercato, non appare risolutivo delle diverse inefficienze del meccanismo attuale e lascia aperte numerose incertezze, amplificate dal riferimento alla possibile introduzione di un meccanismo di aste, da introdurre affianco al meccanismo d'obbligo.

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

I modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sulle iniziative *recharge and refuel*

pag. 17

La creazione di un'ampia rete infrastrutture a sostegno della mobilità sostenibile è cruciale per la transizione verde nel settore dei trasporti e per il raggiungimento degli obiettivi climatici europei. Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per gli aiuti a favore del settore dei trasporti se non superano i 15 milioni per progetto e se permettono al beneficiario di andare oltre agli standard ambientali dell'Unione o per gli investimenti in infrastrutture locali che non superano i 10 milioni di euro. Le proposte di modifica della Commissione al Regolamento Generale di Esenzione per Categoria permetterebbe poi l'esenzione per gli aiuti a favore dei punti di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno rinnovabile ad accesso pubblico.

EPEX Spot SE: la Commissione indaga per abuso di posizione dominante nei mercati *intraday*

pag. 24

A prescindere dall'esito, l'indagine lancia un segnale di attenzione sul tema della concorrenza tra le borse che potrebbe essere volto a favorire la nascita di nuove borse locali. Un aumento della concorrenza potrebbe teoricamente migliorare le condizioni economiche per gli operatori ma alimenterebbe la frammentazione della liquidità tra borse elettriche con possibili conseguenze negative in termini di ampliamento degli spread di prezzo.

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 30

05

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 34

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 35



01

Energie rinnovabili ed efficienza

Biometano: si avvicina la scadenza degli incentivi

In risposta al calo del consumo di gasolio e benzina dello scorso anno le quote d'obbligo sono state aumentate. Non si risolvono tuttavia le incertezze per il settore. Alcuni impianti stanno entrando in funzione, ma l'imminente scadenza degli incentivi rischia di rallentare ulteriormente gli investimenti.

L'AUMENTO DELLE QUOTE D'OBBLIGO: UNA RISPOSTA AL CROLLO DEI CONSUMI DI GASOLIO E BENZINA DEL 2020

Le limitazioni degli spostamenti, introdotti per contrastare il diffondersi della pandemia da COVID-19, hanno avuto una ripercussione in negativo sui consumi di carburante nel settore dei trasporti, facendo registrare un -21% del consumo totale di benzina e un -17% del consumo totale di gasolio nel 2020 rispetto al 2019 (**Figura 1**).

A giugno dello scorso anno il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a seguito del calo del consumo dei carburanti tradizionali, aveva previsto una riduzione del quantitativo massimo di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) incentivabili del 68% rispetto al valore provvisorio calcolato prima dello scoppio della pandemia, sia per la produzione di biometano avanzato che per la produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano ([Newsletter 245](#)).

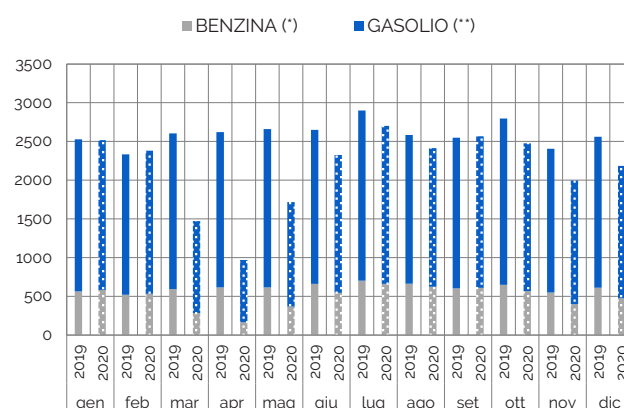
In linea con la generale ripresa dei consumi di gasolio e benzina, il GSE ha poi rivisto la quantità di CIC ritirabili nel 2020 aumentandola:

- da 295 mila a 433 mila nel caso del biometano avanzato
- da 96 mila a 143 mila nel caso dei biocarburanti diversi dal biometano avanzato.

Nonostante i consumi di combustibili abbiano parzialmente recuperato, il precedente calo, rappresenta ancora un rischio per i produttori di biocombustibili avanzati, che potrebbero non rientrare nelle graduatorie per il ritiro dei CIC.

Con il [decreto del 30 dicembre 2020](#) il Ministero dello Sviluppo Economico ha aumentato le quote d'obbligo per il biometano avanzato e per i

FIGURA 1. CONSUMO MENSILE DI CARBURANTI
(000/ton)



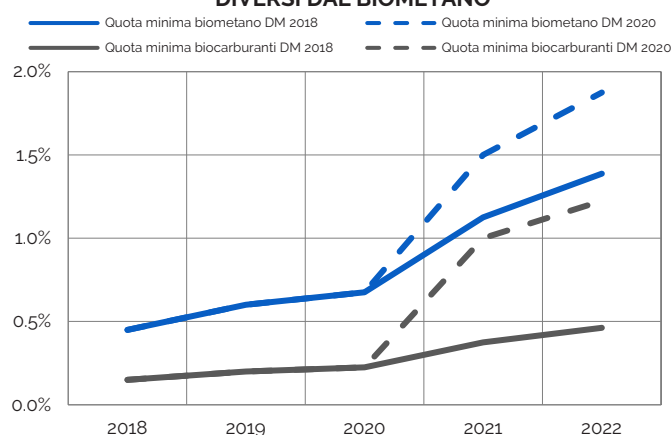
(*) Comprende il biometano;

(**) Comprende il biodiesel ed è riferito al solo consumo dei motori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati preliminari MISE

biocarburanti avanzati diversi dal biometano per gli anni tra il 2021 e il 2023 (**Figura 2**). Questo aumento rappresenta una risposta al calo dei consumi registrato lo scorso anno, riducendo il rischio per gli investitori in impianti di biocombustibili di mancato ritiro dei CIC.

FIGURA 2. QUOTE D'OBBLIGO DI BIOMETANO AVANZATO E DI BIOCARBURANTI AVANZATI DIVERSI DAL BIOMETANO



Fonte: REF-E su dati MISE

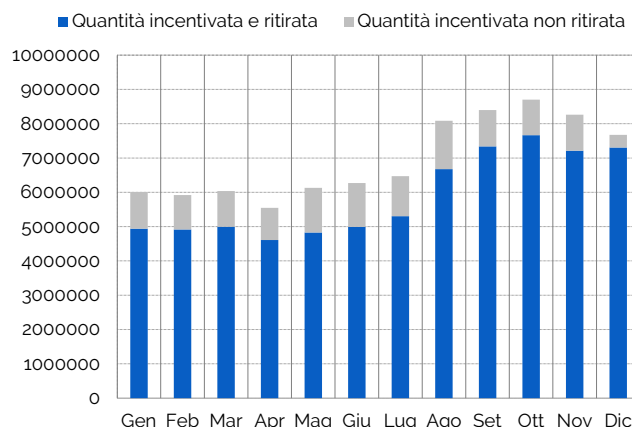
NONOSTANTE LA CRESCITA, IL SETTORE RISULTA ANCORA LONTANO DAL TETTO MASSIMO DI VOLUMI INCENTIVABILI

Secondo la graduatoria provvisoria 2020, gli impianti di biocombustibile avanzato diversi dal biometano in esercizio e qualificati per il meccanismo di ritiro erano 14, con una producibilità annua stimata pari a circa 125 mila CIC. Dopo la revisione al rialzo dei CIC ritirabili, tutti gli impianti rientravano nei limiti del GSE, ma rappresentando l'87% della quantità massima ritirabile, il margine rimaneva basso. Il rischio per i nuovi entranti, o in caso di un'ulteriore riduzione dei consumi nel 2021, di non rientrare nella graduatoria per il riconoscimento del diritto al ritiro dei CIC non veniva quindi eliminato. Con le nuove quote, il numero di CIC massimo ritirabile nel 2021 è stato portato a 269 mila, circa il 35% in più rispetto al valore calcolato con le vecchie percentuali d'obbligo applicate al consumo di carburanti fossili del 2020, garantendo a tutti gli operatori di entrare in graduatoria.

Diverso è il caso degli impianti di biometano avanzato. Nel 2020 la quantità di biometano incentivato è stata di 83 Mmc, il 60% in più rispetto al 2019, ma ancora ben al di sotto del tetto massimo incentivabile (**Figura 3**). Di questi, 70 milioni sono stati ritirati dal GSE per un costo complessivo di 7,5 milioni di euro. I CIC corrisposti per la produzione di biometano sono stati 129 mila, la totalità dei quali associati alla produzione di biometano avanzato.

La graduatoria provvisoria 2020 includeva 14 impianti con diritto di ritiro dei CIC, per una capacità produttiva annua stimata pari a circa 215 mila CIC. Questi rappresentavano il 50% della quantità massima ritirabile per il 2020 (stimata dal GSE a 431 mila CIC), il che avrebbe garantito con buona certezza il ritiro dei CIC per gli impianti in graduatoria. Nonostante ciò, anche per il biometano avanzato le quote sono state aumentate. La stima della quantità massima di CIC ritirabili nel 2021 risulta, secondo le nuove quote d'obbligo, pari a 788 mila CIC supponendo un consumo di benzina e gasolio in linea con quello del 2020. Tale quantità rappresenta circa il 30% in più rispetto al massimo ritirabile, calcolato applicando le vecchie quote d'obbligo al consumo totale di carburanti fossili del 2020.

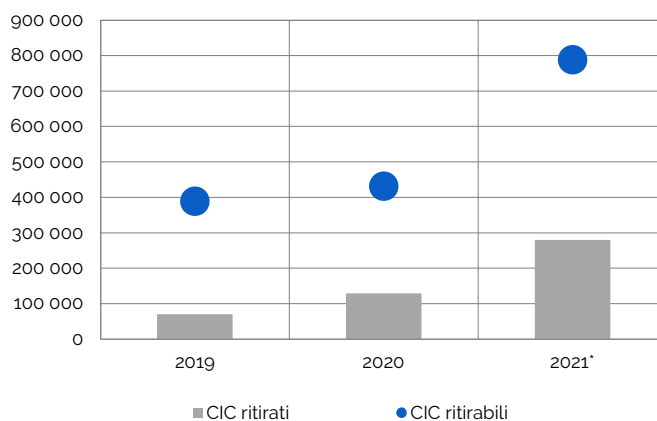
FIGURA 3. VOLUMI DI BIOMETANO INCENTIVATO (Gennaio - Dicembre 2020)



Fonte: GSE

Secondo la graduatoria provvisoria 2021, gli impianti di biometano avanzato attualmente attivi che hanno diritto al ritiro dei relativi CIC sono ancora solamente 14, per una produzione potenziale di circa 280 mila CIC, ovvero il 35% della quantità massima ritirabile nel 2021. Ulteriori 8 impianti hanno stipulato il contratto di ritiro con il GSE, ma non sono ancora in esercizio. Il potenziale per il 2021 sarebbe quindi di 347 mila CIC, ancora ben lontano dalla quantità massima ritirabile (788 mila CIC) (**Figura 4**).

FIGURA 4. CIC RITIRATI E CIC RITIRABILI DAL GSE



*Il numero di CIC ritirati nel 2021 si basa sui dati della graduatoria provvisoria 2021 pubblicata dal GSE

Fonte: REF-E su dati GSE

LE PROSPETTIVE NEL MEDIO PERIODO

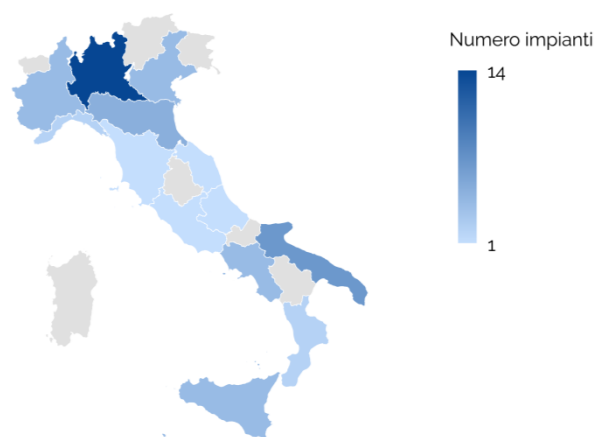
Al sopracitato potenziale di 347 mila CIC, corrispondente a circa 213 Mmc, potrebbe aggiungersi la capacità di ulteriori 50 impianti di biometano, la cui offerta di allacciamento alla rete di trasporto è stata accettata da Snam. La maggior parte degli impianti è localizzata principalmente

nelle regioni del NORD Italia, e nelle regioni del SUD, per un potenziale complessivo di circa 296 Mmc all'anno (**Figura 5**). Anche se tutti gli impianti nella *pipeline* venissero realizzati entro il 2022 (cosa poco probabile, dati i tempi di realizzazione osservato) si raggiungerebbe un'immissione annua di biometano poco superiore ai 500 Mmc, circa la metà della capacità massima incentivabile di biometano, fissato a 1.1 miliardi di Smc all'anno.

Nel più lungo periodo, un elevato potenziale è rappresentato dalla possibile riconversione a biometano degli impianti a biogas che attualmente ricevono gli incentivi per la produzione di energia elettrica. In Italia sono presenti circa 2 mila impianti, per una potenza installata di 1.4 GW.

Con la recente conversione del decreto Milleproroghe ([Legge 26 febbraio 2021 n. 21](#) - articolo 12, comma 9-ter), sono stati prorogati dal 2020 al 2021 alcuni degli incentivi per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas con potenza non superiore a 300 kW, realizzati da imprenditori agricoli a servizio dei processi aziendali. Trattandosi della seconda estensione, dopo quella prevista dalla legge di

FIGURA 5. IMPIANTI DI BIOMETANO DI PROSSIMA ATTIVAZIONE CON OFFERTA ACCETTATA



Fonte: REF-E su dati Snam

bilancio 2019 ([Legge 27 dicembre n. 160](#) - art 524), possono sorgere dei dubbi sull'effettiva volontà del legislatore di spostare gli incentivi sul settore dei trasporti e di sfruttare il potenziale di produzione del biometano ([Newsletter n. 240](#)).

Nel 2020 sono divenuti operativi i primi due impianti per la liquefazione del bio-GNL, mentre altri 3 risultano in costruzione e altri 10 in progetto. Anche in questo caso gli investimenti sono guidati dal sistema degli incentivi, considerando che il GSE

IL CONTESTO REGOLATORIO: GLI OBBLIGHI PER I PRODUTTORI DI CARBURANTI E GLI INCENTIVI ALLA PRODUZIONE DI BIOMETANO

A partire dal 1° luglio 2006 ([Legge 11 marzo 2006 n. 81](#)) i produttori di carburanti fossili sono obbligati a immettere in consumo un certo quantitativo di biocarburanti, che dipende dalla quantità di gasolio e benzina fornita nell'anno precedente. Più in dettaglio i soggetti obbligati, oltre all'obbligo tradizionale d'immissione (assolvibile, tramite l'immissione di biocarburanti prodotti a partire da qualsiasi tipologia di materia prima), devono immettere in consumo dei quantitativi minimi di biocarburanti avanzati, con una distinzione tra biometano avanzato (ottenuto a partire da specifiche materie prime elencate nella parte A dell'allegato 3 del [D.M. 10 ottobre 2014](#)) e biocarburante avanzato diverso dal biometano.

Con il [D.M. 2 marzo 2018](#) la normativa italiana, coerentemente con la [direttiva 2009/28/CE](#), ha deciso di incentivare la produzione di biometano con destinazione prevalente al settore dei trasporti, dove la penetrazione delle fonti rinnovabili risulta più complessa e lontana dagli obiettivi di decarbonizzazione. Il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi nel settore dei trasporti, precedentemente fissato dall'EU al 10% nel 2020, è stato alzato al 14 % entro il 2030 (*Clean Energy Package*) e ulteriormente aumentato al 22% dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) dell'Italia, contro un livello raggiunto nel 2017 del 5,5%. Gli incentivi vengono applicati sia agli impianti di produzione di biometano di nuova costruzione, sia a quelli già esistenti per la produzione di biogas che vengono riconvertiti, anche parzialmente, alla produzione di biometano. Entrambi gli impianti dovranno entrare in funzione entro il 31 dicembre 2022. Il decreto prevede un regime differenziato di incentivazione che varia in base alla destinazione del biometano e alla sua tipologia. Ai produttori di biometano che dimostrano, attraverso contratti di fornitura, la destinazione del gas rinnovabile al settore dei trasporti, saranno riconosciuti da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dei Certificati di Immissione e Consumo (CIC), che potranno essere scambiati a prezzo di mercato con i soggetti obbligati.

./.

riconosce una maggiorazione del 20% sul numero dei CIC ai produttori che immettono in consumo il biometano come carburante in impianti nuovi di distribuzione, nella forma di gas naturale liquefatto (GNL) destinato al settore dei trasporti.

ANCORA TROPPI OSTACOLI ALLO SVILUPPO DELLA FILIERA DEL BIOMETANO

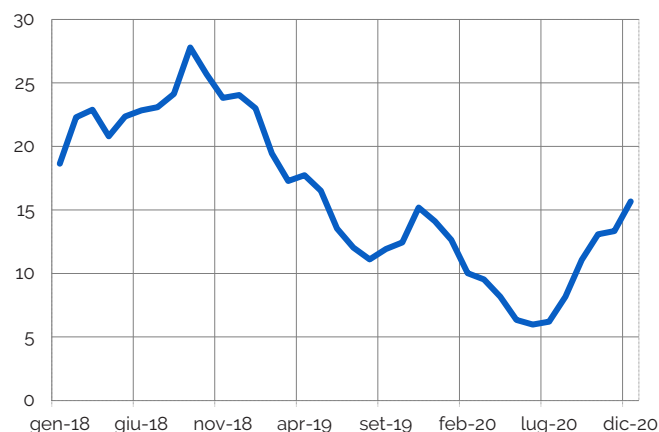
Nonostante negli ultimi anni il numero di impianti installati per la produzione di biometano sia sostanzialmente aumentato, permangono ancora diversi fattori tecnici, normativi e di mercato che ostacolano la crescita del settore.

I principali ostacoli allo sviluppo della filiera risiedono nella complessità tecnica di realizzazione degli impianti, nelle lungaggini burocratiche (che riguardano sia l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla costruzione, sia all'accesso agli incentivi) e nella difficoltà di approvvigionamento della biomassa. I tempi per la richiesta e la realizzazione dell'allacciamento alla rete di trasporto di un impianto a biometano si aggirano intorno ai 24 mesi. Tali tempistiche generano grandi rischi per i produttori che hanno presentato le domande di accesso agli incentivi dopo il 2020, considerando che tale data risulta troppo a ridosso della scadenza degli incentivi fissati, dal decreto del 18 marzo, al 2022. Nonostante il raggiungimento dell'attuale *cap* di 1.1 miliardi Smc

sia molto improbabile, la sola possibilità di non riuscire a rientrare nei termini del meccanismo di incentivazione, rappresenta un forte disincentivo alla realizzazione di nuovi impianti.

Occorre inoltre considerare come il sistema di accesso agli incentivi, così com'è disegnato, esponga i produttori a un rischio di mercato. Il prezzo di ritiro sia del biometano avanzato che quello dei biocarburanti diversi dal biometano avanzato è legato al prezzo del gas, il cui andamento sta mostrando solo negli ultimi mesi segnali di ripresa dopo il calo subito durante la prima ondata della pandemia da COVID-19 (**Figura 6**).

**FIGURA 6. PREZZO MEDIO PONDERATO MENSILE
MPGAS RIDOTTO DEL 5% (€/MWh)**



Fonte: dati SNAM

Per il biometano immesso in rete senza specifica destinazione d'uso è prevista dal GSE l'emissione delle Garanzie d'Origine (GO), attestanti l'origine rinnovabile del gas prelevato dalla rete. Il sistema delle Garanzie d'Origine, in grado di consentire lo sviluppo di un mercato di scambi di quote di emissione che rifletta il valore della produzione di biometano e la quantità di emissioni evitate di CO₂, non è stato tuttavia ancora implementato. Nel caso di biometano avanzato con specifica destinazione d'immissione al settore dei trasporti, è lo stesso GSE a ritirare direttamente i CIC e a riconoscere ai produttori un controvalore di 375 €/CIC. Oltre ai CIC, ai soggetti che ne fanno richiesta, il GSE può ritirare anche il biometano avanzato ad un prezzo pari a quello medio ponderato registrato sul Mercato a Pronti del Gas (MPGAS) Naturale del mese corrente, decurtato del 5%. I CIC ritirati dal GSE saranno allocati automaticamente tra i soggetti obbligati che aderiscono a tale meccanismo e che rinunciano così all'opzione di acquistarli autonomamente sul mercato. A questi ultimi saranno addebitati i costi di incentivazione in cambio del soddisfacimento automatico dell'obbligo di immissione di biocarburanti.

Il GSE riconosce 375 €/CIC anche agli impianti che producono biocarburanti avanzati diversi dal biometano, senza però prevedere per questi il ritiro diretto del carburante.

Il numero di CIC riconosciuto dipende dal quantitativo e dalla tipologia di biocarburante immesso. Nel caso dei biocarburanti non avanzati, sarà riconosciuto 1 CIC ogni 10 Gcal immessi (sistema *single counting*), mentre nel caso di biocarburanti avanzati (biometano o diverso) sarà riconosciuto 1 CIC ogni 5 Gcal (*double counting*).

I produttori di biometano non avanzato risultano, inoltre, esposti anche al prezzo dei CIC che loro stessi scambiano sul mercato¹.

Molti progetti di produzione di biocombustibili, già avviati e rallentati dai motivi descritti sopra o solamente allo studio, con poche possibilità a oggi di entrare in funzione entro la fine del 2022, sono bloccati in attesa della conferma o meno degli incentivi e del loro livello. La certezza normativa sul disegno degli incentivi post 2022 è un elemento fondamentale per gli investitori.

Un ritardo nell'avvio del processo normativo di prolungamento e revisione dell'attuale meccanismo (così come già successo per gli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica) rischia di bloccare le pipeline degli investimenti, che si è appena avviata, con ritardi di alcuni anni che potrebbero compromettere l'efficacia dei meccanismi messi in campo e il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

¹ Lo scambio di CIC tra soggetti obbligati e produttori può avvenire anche attraverso transazione bilaterali sulla piattaforma MCIC (Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti) gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on the ocean. The sky is clear and blue. The image is used as a background for the top half of the page.

02

Mercato elettrico

La bozza del nuovo decreto sui Certificati bianchi privilegia la continuità

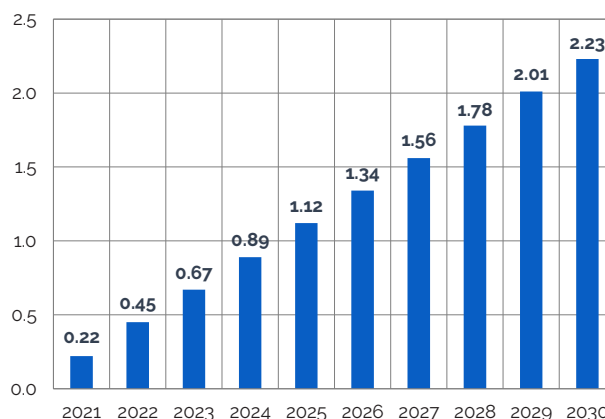
Il rinnovo degli incentivi, nelle modalità rese note solo in bozza alla vigilia della fine dell'anno d'obbligo, è in ritardo rispetto alle esigenze del mercato, non appare risolutivo delle diverse inefficienze del meccanismo attuale e lascia aperte numerose incertezze, amplificate dal riferimento alla possibile introduzione di un meccanismo di aste, da introdurre affianco al meccanismo d'obbligo.

REVISIONI NEL SEGNO DELLA CONTINUITÀ

Di recente è stata diffusa una bozza di Decreto per la regolazione del meccanismo dei certificati bianchi per il periodo 2021-2024. I *target* nazionali di risparmio di energia finale da conseguire attraverso il meccanismo dei certificati bianchi nel quadriennio 2021-2024 corrispondono a quelli previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il PNIEC ha affidato al meccanismo dei certificati bianchi un ruolo rilevante nel processo di decarbonizzazione, in linea con le ambizioni al 2030 a livello europeo, che prevedono un aumento annuo dell'efficienza energetica pari almeno allo 0.8%. I risparmi cumulati ottenibili tramite certificati bianchi stabiliti dal PNIEC al 2030 (pari a 12,265 Mtep) rappresentano il 24% del target totale di risparmio energetico nazionale previsto dal Piano pari a circa 52 Mtep per lo stesso anno. I conseguenti nuovi obblighi in capo alle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale per gli anni 2021-2024, risultano inferiori del 65% rispetto a quelli del quadriennio precedente.

La bozza di Decreto propone anche un taglio del 60% gli [obblighi di efficienza energetica in capo ai distributori per il 2020](#)¹, andando a ridurre di conseguenza l'onere in capo ai soggetti obbligati per il rispettivo anno d'obbligo, in conclusione il prossimo 31 maggio. Secondo il nuovo schema gli obblighi passerebbero da 3.17 a 1.27 milioni di TEE per il settore elettrico e da 3.92 a 1.57 milioni di TEE per il settore del gas naturale.

FIGURA 1. RISPARMI DI ENERGIA FINALE ATTESI DAL MECCANISMO TEE (Mtep)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati PNIEC

TABELLA 1. OBBLIGHI PER I DISTRIBUTORI (Milioni di TEE)

Anno Solare	Energia Elettrica	Gas Naturale
2017	2.39	2.95
2018	2.49	3.08
2019	2.77	3.43
2020*	1.27	1.57
2021	0.45	0.55
2022	0.72	0.89
2023	0.97	1.20
2024	0.98	1.22

* Come aggiornato dalla bozza di Decreto

Fonte: elaborazioni REF-E

GLI AFFINAMENTI DEL MECCANISMO

La nuova bozza di Decreto non modifica radicalmente il meccanismo dei certificati bianchi, il cui disegno di mercato rimane sostanzialmente invariato rispetto a quello attualmente in vigore.

¹ Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017.

Tuttavia, vengono introdotte alcune importanti novità e apportate alcune modifiche al sistema attuale. Tra queste si trovano:

- **Riduzione della soglia minima per l'accesso al meccanismo dei TEE virtuali**, ovvero i certificati emessi dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in qualità di fornitore di ultima istanza non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficientamento. Per accedere a questo meccanismo era necessario che gli operatori avessero raggiunto almeno il 30% del loro [obbligo minimo](#)². Nel nuovo Decreto, questa soglia verrebbe abbassata al 20%. Questa regola³ ha causato il recente rialzo dei prezzi dei TEE sul mercato, superiori anche al prezzo degli stessi TEE virtuali (pari a 260 €/TEE) poiché i distributori, nel tentativo di raggiungere la propria soglia minima obbligatoria al fine di poter accedere al suddetto meccanismo e non ricorrere in sanzioni, si sono rivolti ad un mercato scarso di offerta.
- **Cumulabilità**. [L'attuale normativa](#)⁴ consente la cumulabilità degli incentivi ottenibili con i certificati bianchi (seppure in maniera ridotta del 50%) con altri incentivi statali, quali la detassazione del reddito d'impresa riguardante l'acquisto di macchinari e attrezzature. Con la nuova bozza di Decreto si amplierebbe questa possibilità anche al credito d'imposta, un ulteriore incentivo statale destinato anch'esso all'acquisto di macchinari.
- **Maggiore stabilità del mercato**. Al fine di assicurare il costante equilibrio tra domanda e offerta è lasciata al Ministero della Transizione Ecologica (MITE) la facoltà di rivedere annualmente gli obiettivi nazionali di risparmio, gli obblighi quantitativi in capo ai soggetti obbligati e la soglia minima per accedere al meccanismo dei TEE Virtuali.
- **Aggiunta di un floor, ovvero di un valore minimo, per il contributo tariffario**. A oggi, il contributo tariffario presenta soltanto un *cap* pari a 250 €/TEE.
- **Semplificazioni burocratiche da parte del GSE**

e riduzione delle tempistiche per gli iter di approvazione dei progetti. Viene affidato al GSE il compito di facilitare maggiormente gli operatori al fine di promuovere un aumento del tasso di presentazione dei progetti (già in riduzione del 20% nel 2020 rispetto al 2019) fornendo, ad esempio:

- schede di progetto a consuntivo già predisposte per i progetti più comuni
- una banca dati che raccolga una lista dei progetti approvati
- maggiore assistenza per la risoluzione delle problematiche più frequenti
- strumenti di simulazione dei progetti presentabili che aiutino a valutarne la fattibilità.

Ampliamento della lista degli interventi ammissibili agli incentivi (soprattutto nel settore industriale), tra cui: realizzazione e riqualificazione profonda di edifici, riqualificazione profonda delle serre, sistemi di pompaggio negli usi civili, unità di trattamento dell'aria e sistemi di ventilazione meccanica nel residenziale, iniziative di shift modale nel settore dei trasporti e soluzioni per la riduzione del fabbisogno di mobilità.

TIMIDA E CONFUSA APERTURA ALLE ASTE

I Decreti relativi alla periodica determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico attraverso il meccanismo dei certificati bianchi possono prevedere modalità aggiuntive o alternative di conseguimento dei risultati rispetto all'ordinario sistema di domanda e offerta di mercato⁵.

Nel nuovo schema è stato proposto un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure di aste al ribasso *pay as bid* il cui funzionamento verrà espresso tramite un successivo Decreto da emanare entro fine anno.

Sulla base delle informazioni a oggi disponibili, i certificati bianchi dovrebbero essere assegnati a tutti i soggetti che realizzino specifici progetti di efficienza energetica e che presentino al GSE il

² L'obbligo minimo per i distributori non varia ed è pari alla somma del 60% dell'obbligo di propria competenza per l'anno d'obbligo corrente e delle quote d'obbligo residue in scadenza nell'anno d'obbligo corrente.

³ Introdotta con l'art. 14-bis, comma 1, del Decreto Ministeriale 10 maggio 2018.

⁴ Decreto Ministeriale 10 maggio 2018.

⁵ [Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n. 73](#), Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

risparmio più elevato a parità di costo d'intervento. Il valore riconosciuto al soggetto come incentivo sarebbe fisso per tutto il periodo di incentivazione e terrebbe conto del contributo tariffario in vigore al momento dell'emanazione dell'apposito Decreto. Questa nuova modalità di assegnazione dovrebbe integrarsi a quelle standard partecipando agli obiettivi già assegnati al meccanismo.

QUALE FUTURO?

Il meccanismo dei certificati bianchi mostra gravi inefficienze che si trascinano da alcuni anni e sono state aggravate dal rallentamento economico causato dalla pandemia.

Il numero di certificati bianchi ammessi ai progetti di efficienza energetica è in costante diminuzione dal 2017, con un crollo del 41% nell'anno solare 2020, in cui sono stati riconosciuti soltanto circa 1,7 milioni di titoli (contro i 2,9 milioni del 2019). La diminuzione dei TEE rilasciati è un chiaro segnale che il meccanismo si sta indebolendo.

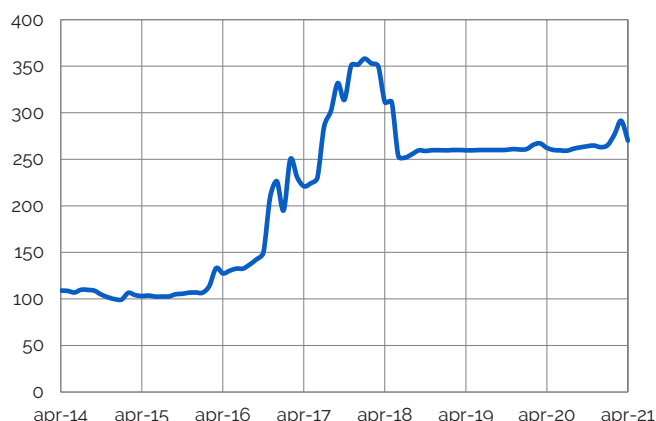
Lo scorso marzo la stretta del mercato ha innescato un nuovo aumento dei prezzi dei TEE dopo il picco del 2018 risolto con l'adeguamento alle regole di mercato.

Durante il mese marzo il prezzo di mercato ha raggiunto una media di 291 €/TEE (con picchi fino a 299 €/TEE). Il tetto del contributo tariffario è però ancora fisso a 250 €/TEE (a cui si aggiunge un fattore di adeguamento), causando perdite economiche ai distributori, che hanno continuato ad acquistare TEE a prezzi sfavorevoli per cercare di adempiere agli obblighi assegnati.

La proroga di 6 mesi dell'anno d'obbligo 2019 (fino a novembre 2020) e il conseguente dimezzamento dell'attuale anno d'obbligo 2020 (in scadenza alla fine di maggio 2021), ha ridotto i tempi a disposizione per l'adempimento degli obblighi da parte degli operatori, comportando un elevato rischio di sanzioni in caso di fallimento.

Il picco dei prezzi è stato successivamente calmierato dall'emanazione del nuovo schema di Decreto Ministeriale sui certificati bianchi richiesto a gran voce dagli operatori al fine di porre rimedio allo squilibrio tra domanda e offerta verificatosi e che ha condotto al repentino rialzo dei prezzi.

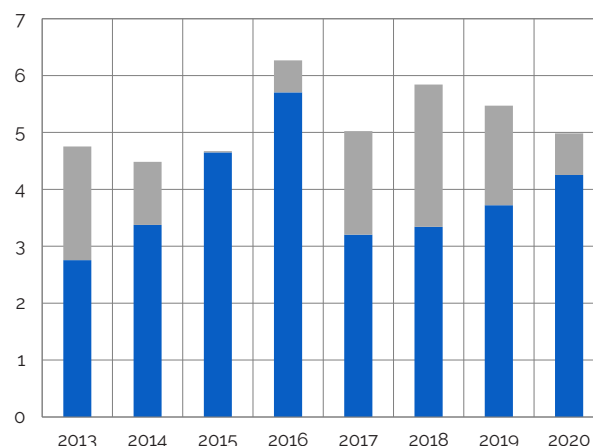
FIGURA 2. PREZZO MEDIO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)



Dati fino al 19 Aprile 2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 3. COMPOSIZIONE DELLA DOMANDA (Milioni di TEE)

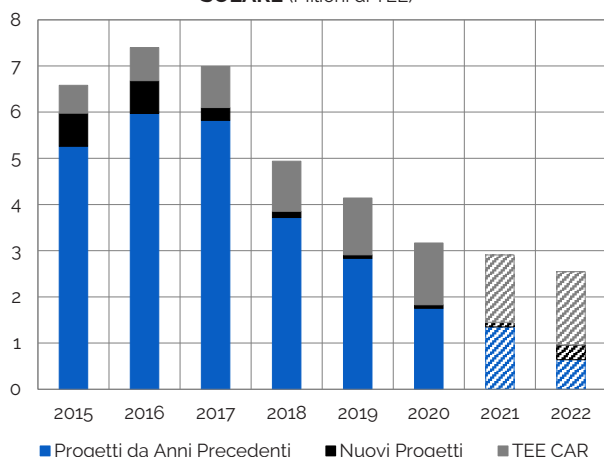


Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

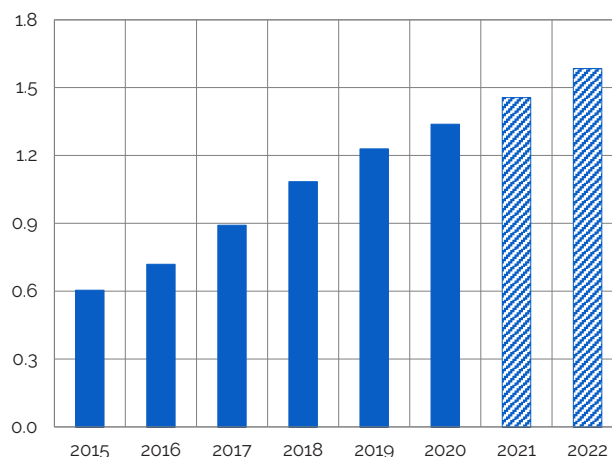
Secondo le nostre stime, il livello di offerta di TEE previsto per l'anno d'obbligo 2020 (circa 1,4 milioni di TEE) dovrebbe essere così suddiviso:

- 670,000 TEE derivanti da progetti realizzati in anni precedenti
- 710,000 TEE risultanti da progetti per la CAR
- 38,000 TEE relativi a nuovi progetti di efficienza, un dato che non implica aspettative di accelerazione essendo in linea con i certificati emessi negli ultimi mesi.

Di conseguenza, il calo dei TEE emessi per i vecchi progetti è destinato a protrarsi nei prossimi anni. Secondo le nostre stime, i TEE che possono essere generati da progetti realizzati negli anni precedenti diminuiranno gradualmente (-23% nell'anno solare 2021, pari a circa 1,35 milioni di TEE e -52% nell'anno solare 2022, per un totale di circa 640,000 TEE).

FIGURA 4. TEE RICONOSCIUTI DAL GSE - ANNO SOLARE (Milioni di TEE)

Fonte: Stime REF-E su dati GSE

FIGURA 5. TEE CAR - ANNO SOLARE (Milioni di TEE)

Fonte: Stime REF-E su dati GSE

Tuttavia, anche ipotizzando che i nuovi progetti non aumentino, e che i TEE riconosciuti per la CAR proseguano a un tasso di crescita come quello registrato negli ultimi anni (+ 9% a/a), raggiungendo quasi 1,5 milioni di TEE nel 2021, l'offerta totale dovrebbe comunque essere attorno a 2,8 milioni di TEE nell'anno solare 2021 per scendere a 2,5 nel 2022.

Livelli bassi ma comunque inferiori a quelli previsti dal decreto e che potrebbero lasciar prevedere un calo dei prezzi.

La bozza di Decreto è tardiva (l'anno d'obbligo 2020 termina tra un mese), non appare risolutiva delle diverse inefficienze del meccanismo attuale e lascia aperte numerose incertezze, amplificate

dai continui ritardi nella definizione di un quadro normativo completo che stabilisca il disegno di mercato definitivo.

Il taglio degli obblighi previsto per i prossimi anni, seppur implicito alle disposizioni del PNIEC, rischia di far diventare secondario il meccanismo dei certificati bianchi nel processo di decarbonizzazione. L'introduzione di un sistema di aste potrebbe causare una ulteriore riduzione dei titoli negoziabili sul mercato, portando a un disequilibrio tra domanda e offerta.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) in un recente parere⁶ sconsiglia di prevedere il meccanismo ad asta a integrazione del sistema ordinario, per definirlo piuttosto come

IL CONTESTO REGOLATORIO

L'Italia è stato uno dei primi paesi in Europa a implementare un meccanismo di mercato per la promozione dell'efficienza energetica, il cosiddetto meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, TEE), operativo dal 2005 e disciplinato per la prima volta nel Decreto 20 luglio 2004 (a cui sono seguite successive modifiche e aggiornamenti). I distributori di energia elettrica e gas naturale che collegano più di 50.000 clienti finali, ovvero i soggetti obbligati che rappresentano il lato della domanda del mercato dei TEE, devono raggiungere determinati obiettivi acquistando i titoli sul mercato. I certificati bianchi sono ammessi anche alle *Energy Service Company* (ESCO) che realizzano progetti di efficienza energetica certificati (fornitori di TEE). Nel settore industriale l'efficienza energetica è generalmente correlata alla generazione di calore, all'ottimizzazione energetica dei processi produttivi, alla generazione di elettricità da fonti rinnovabili o alla cogenerazione. Nel settore civile riguardano principalmente la climatizzazione, l'illuminazione o la realizzazione di edifici a energia quasi zero. Anche il settore dei trasporti può beneficiare del meccanismo, con l'acquisto di flotte di veicoli con trazione elettrica a gas naturale, GNL o idrogeno. I TEE sono ammessi anche agli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

⁶ Memoria 20 aprile 2021 numero 165/2021/I/eel.

una procedura autonoma e alternativa a quella standard (e per investimenti relativi a progetti replicabili su larga scala) al fine di non influenzare il già debole equilibrio del mercato dei soggetti obbligati.

Sembrerebbe invece al momento tramontata una revisione più profonda del meccanismo che porti, tra l'altro, al superamento dell'obbligo sui distributori, uno dei punti più critici del meccanismo. I distributori, soggetti che non possono operare nel mercato dell'efficienza energetica, vengono investiti di un rilevante rischio di mercato, con pochi strumenti per gestirlo e totalmente al di fuori del loro ruolo di soggetti regolati e strettamente separati dal mercato.

Situazione aggravata per quest'anno prima dal dimezzamento dell'anno d'obbligo, che ha causato l'impennata dei prezzi, adesso da una proposta di revisione dell'obbligo per l'anno in corso che se da un lato ne facilita il raggiungimento, dall'altro lascia nell'incertezza sulle quantità da acquistare a un solo mese dalla scadenza, mettendo a rischio anche gli ammontare già acquistati a prezzi elevati e aumentando il rischio che i costi effettivi superino il contributo tariffario per tanti operatori. Un passaggio totale alle aste o lo spostamento dell'obbligo sui fornitori sarebbero soluzioni a portata di mano.



03

Imprese e istituzioni

I modelli di orientamento sugli aiuti di Stato per i PNRR: focus sulle iniziative *recharge and refuel*

La creazione di un'ampia rete infrastrutture a sostegno della mobilità sostenibile è cruciale per la transizione verde nel settore dei trasporti e per il raggiungimento degli obiettivi climatici europei. Gli Stati membri sono esentati dalla notifica per gli aiuti a favore del settore dei trasporti se non superano i 15 milioni per progetto e se permettono al beneficiario di andare oltre agli standard ambientali dell'Unione o per gli investimenti in infrastrutture locali che non superano i 10 milioni di euro. Le proposte di modifica della Commissione al Regolamento Generale di Esenzione per Categoria permetterebbe poi l'esenzione per gli aiuti a favore dei punti di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno rinnovabile ad accesso pubblico.

I Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) richiedono un largo impiego di risorse pubbliche con l'obiettivo di sostenere la ripresa e di preparare imprese e settori alla transizione verde e digitale. Ciò richiederà agli Stati membri un confronto con la disciplina europea degli aiuti di Stato, che vigila sugli effetti distorsivi della concorrenza nel mercato unico dovuti agli interventi pubblici a favore di specifiche imprese o settori. La Commissione europea è quindi intervenuta per chiarire, attraverso tredici modelli di orientamento, quali sono i limiti imposti dalla disciplina degli aiuti di Stato per gli investimenti pubblici a supporto dei settori più rilevanti per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Le nuove linee guida sono raggruppate in sette "iniziative faro" (**Tabella 1**), un gruppo di sfide, comuni a tutti gli Stati membri che richiedono ampi investimenti ma che, secondo il documento sulla [Strategia Annuale per la Crescita Sostenibile 2021](#), sono necessari per una ripresa solida a livello europeo. Nelle scorse pubblicazioni sono state approfondite le prime due iniziative faro: l'iniziativa *power up*, sotto cui ricadono i modelli di orientamento per gli investimenti pubblici nelle infrastrutture energetiche e l'idrogeno e per la generazione di energia da fonti rinnovabili ([Newsletter 251](#)), e l'iniziativa *renovate*, che comprende invece i modelli di orientamento per gli aiuti alle infrastrutture per generare e distribuire reti di teleriscaldamento/teleraffreddamento e per gli interventi a sostegno dell'efficienza energetica

negli edifici ([Newsletter 252](#)).

Di seguito vengono presentati i modelli di orientamento relativi all'iniziativa faro *recharge and refuel*. Questi includono i modelli per:

- [gli aiuti a favore della diffusione e della gestione dei punti di ricarica elettrica](#) e delle stazioni di idrogeno per i veicoli stradali
- [i sostegni per l'acquisto di veicoli a basse e a zero emissioni](#)
- [i sostegni per altri modi di trasporto](#) a basse emissioni - trasporto ferroviario e via navigazione interna e trasporto marittimo a corto raggio.

Gli interventi pubblici a favore del settore dei trasporti, che soddisfano la definizione di aiuto di Stato, sono generalmente esentati dalla notifica alla Commissione se sono inferiori a 15 milioni di euro e permettono al beneficiario di superare gli standard di tutela ambientale dell'Unione. Gli investimenti pubblici a favore di infrastrutture locali nel settore dei trasporti possono in alternativa beneficiare dell'esenzione se non superano i 10 milioni di euro, senza la necessità di superare gli standard ambientali. La proposta di modifica del [Regolamento Generale di Esenzione per Categoria](#) (*General Block Exemption Regulation*, GBER), da parte della Commissione, amplia poi le fattispecie di esenzione per gli aiuti a favore dell'installazione dei punti di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno rinnovabile, con accesso pubblico, per i veicoli su strada a basse emissioni.

TABELLA 1. MODELLI DI ORIENTAMENTO PER GLI AIUTI PUBBLICI NEI PNRR

Iniziativa faro	Modelli di orientamento
POWER UP	1. Infrastrutture energetiche e dell'idrogeno
	2. Energia da fonti rinnovabili, compresa la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili
RENOVATE	3. Infrastrutture per generare e distribuire reti di teleriscaldamento/teleraffreddamento
	4. Efficienza energetica degli edifici
RECHARGE & REFUEL	5. Punti di ricarica elettrica e per le stazioni di idrogeno per i veicoli stradali
	6. Acquisto di veicoli a basse e a zero emissioni
	7. Altri modi di trasporto a basse emissioni
CONNECT	8. Dispiegamento e adozione di reti fisse e mobili ad altissima capacità, compresi 5G e reti in fibra ottica
MODERNISE	9. Digitalizzazione della pubblica amministrazione, compreso il settore sanitario
SCALE UP	10. Tecnologie innovative relative ai processori e ai semiconduttori
	11. Digitalizzazione dei mezzi di informazione
	12. Funzionalità cloud
RESKILL & UPSKILL	13. Modernizzare e aggiornare l'istruzione e la formazione, tra cui le competenze digitali e la pertinente connettività

Fonte: Commissione Europea

LA STRUTTURA DEI MODELLI DI ORIENTAMENTO

I modelli di orientamento presentano la stessa struttura e distinguono gli interventi pubblici nelle seguenti categorie:

- Misure che potrebbero non cadere sotto la disciplina degli aiuti di Stato perché non soddisfano congiuntamente i requisiti dell'[articolo 107 \(1\) del TFEU](#). Ciò accade quando un aiuto¹:
 - Costituisce un supporto per un'attività non economica (*no economic activity*)
 - Non prevede l'utilizzo di risorse pubbliche (*no state resources*)
 - Non viene applicato in modo selettivo (*no selectivity*)
 - Non genera un vantaggio per alcune imprese o settori (*no advantage*)
 - Non ha un effetto distorsivo sulla competizione nel mercato interno (*no distortion of competition*)
- Misure che soddisfano la definizione di aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) ma che non sono soggette a notifica alla Commissione Europea perché soddisfano i requisiti per l'esenzione.
- Misure che soddisfano la definizione di aiuto di Stato (articolo 107 (1) del TFEU) e che sono soggette a notifica alla Commissione Europea.

I MODELLI RECHARGE AND REFUEL

L'iniziativa faro *recharge and refuel* (o "ricaricare e rifornire") promuove la transizione verso sistemi di trasporto sostenibili, accessibili, intelligenti e adeguati alle esigenze future, che dovrebbero

contribuire a rendere più pulite le città europee e a raggiungere gli obiettivi climatici di Parigi. Attraverso questa iniziativa, la Commissione mira ad installare un milione di punti di ricarica e 500 stazioni di idrogeno entro il 2025, un primo traguardo verso l'obiettivo di tre milioni di punti di ricarica e delle 1000 stazioni a idrogeno al 2030 previsto dagli accordi di Parigi.

IL MODELLO PER I PUNTI DI RICARICA ELETTRICA E PER LE STAZIONI DI IDROGENO PER I VEICOLI STRADALI

Questo modello di orientamento fa riferimento agli interventi pubblici volti alla diffusione, all'installazione e alla gestione di infrastrutture per la fornitura di servizi di ricarica elettrica o a idrogeno per i mezzi di trasporto su strada (tra cui biciclette, auto, motociclette, furgoni e camion). L'aiuto pubblico potrebbe essere volto alla copertura dei costi di costruzione delle stazioni di ricarica e rifornimento o dei costi aggiuntivi necessari per la connessione delle stazioni alla rete, nel caso di punti di ricarica elettrica. Contribuendo alla diffusione di punti di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno, gli interventi coperti da questo modello di orientamento rappresentano un elemento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi dell'iniziativa *recharge and refuel*. La creazione di una rete di infrastrutture di ricarica affidabile e sufficientemente densa è infatti una preconditione per un utilizzo su più ampia scala dei veicoli a basse emissioni.

Secondo la prassi decisionale della Commissione,

¹ Affinché un aiuto non rientri nella definizione di aiuto di Stato dell'articolo 107 (1) TFEU è sufficiente che una delle condizioni elencate sia soddisfatta.

le infrastrutture di ricarica elettrica e a idrogeno per i veicoli stradali costituiscono generalmente delle attività economiche. I proprietari delle infrastrutture forniscono infatti o un servizio a terzi (di ricarica e di rifornimento) in cambio di una remunerazione, o interno alle proprie attività². Le imprese che installano e gestiscono le infrastrutture di ricarica e rifornimento sono potenzialmente attive in tutto il mercato europeo: gli aiuti pubblici a favore di queste imprese rischiano quindi di creare distorsioni alla concorrenza nel mercato interno a danno di altri fornitori di servizi di ricarica e rifornimento che non beneficiano degli aiuti.

In alcune circostanze gli interventi pubblici a favore di queste infrastrutture possono non rientrare nella definizione di aiuto di Stato ed essere quindi esentate dall'obbligo di notifica. Queste includono i casi in cui:

- le infrastrutture finanziate tramite sostegno pubblico sono ad uso esclusivo di attività non economiche, come nel caso di utilizzo esclusivo dei punti di ricarica per i veicoli a servizio del sistema sanitario o della sicurezza pubblica (*no economic activity*)
- l'intervento pubblico prende la forma di un obbligo all'installazione di un certo numero di punti di ricarica in una determinata area, senza la fornitura di fondi per il soddisfacimento dell'obbligo (*no State resources*). Secondo la Commissione questi interventi non sono però generalmente sufficienti per la facilitazione dell'installazione di nuove infrastrutture
- il sostegno pubblico è fornito attraverso una riduzione dell'imposizione fiscale, applicata omogeneamente a tutte le imprese che operano nello stesso contesto, di fatto e di diritto (*no selectivity*)
- l'intervento pubblico non genera un vantaggio per il proprietario, per il gestore delle infrastrutture, o per il cliente finale (*no advantage*). In particolare, l'esistenza di un vantaggio per il proprietario, nel caso di aiuti per la costruzione di infrastrutture per la ricarica elettrica o il rifornimento a

idrogeno, è esclusa se lo Stato può provare di aver agito sotto gli stessi termini e le stesse condizioni di un investitore privato³. La presenza di un vantaggio per il gestore dei punti di ricarica potrebbe invece essere direttamente esclusa se l'incarico per la gestione viene attribuito tramite un'asta competitiva o in linea con le condizioni di mercato. Infine, la presenza di un vantaggio a favore degli utenti finali che utilizzano i punti di ricarica o rifornimento può essere esclusa se l'infrastruttura non è dedicata a un utente specifico, se tutti gli utenti hanno accesso non discriminatorio e se i prezzi del servizio sono determinati in linea con il mercato

- l'intervento soddisfa i requisiti della clausola di *de minimis*⁴ (*no distortion of competition*). Secondo quanto riportato dalla Commissione questa condizione è frequentemente soddisfatta dai casi di intervento pubblico a favore delle infrastrutture di ricarica
- l'intervento pubblico ha un effetto puramente locale, senza influire sugli scambi e sulla competizione tra Stati membri (*no distortion of competition*). Per provare che l'aiuto non influenza gli scambi tra gli Stati membri, sarà necessario dimostrare che l'utilizzo dell'infrastruttura da parte di operatori non nazionali è limitato, e che non si attende un impatto significativo sulle scelte di investimento e di posizionamento delle infrastrutture.

Gli aiuti pubblici per le infrastrutture di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno che soddisfano la definizione di aiuto di Stato possono non essere comunque soggetti a notifica alla Commissione se soddisfano le condizioni del GBER. Diverse sono le disposizioni del GBER che si applicano agli aiuti a favore delle infrastrutture di ricarica e rifornimento. Ai sensi dell'articolo 36 del GBER, un aiuto inferiore ai 15 milioni di euro per la realizzazione di infrastrutture di ricarica o rifornimento a utilizzo esclusivo del beneficiario dell'aiuto pubblico può non rientrare nella fattispecie di notifica se l'infrastruttura è necessaria per permettere al beneficiario di andare

² Ad esempio, le società di spedizione potrebbero utilizzare le infrastrutture di ricarica esclusivamente per la ricarica dei veicoli utilizzati per svolgere le attività di consegna. Anche in questo caso, l'aiuto a favore delle infrastrutture beneficerebbe un'attività economica e potrebbe quindi rientrare nella definizione di aiuto di Stato.

³ La Commissione sottolinea che interventi consecutivi sulla stessa infrastruttura di ricarica possono invalidare la prova che un investitore privato avrebbe intrapreso lo stesso investimento alle condizioni previste per l'intervento pubblico.

⁴ In particolare, l'aiuto non deve superare i 200'000 euro per la copertura di ogni periodo di tre anni fiscali.

oltre agli standard di tutela ambientali vigenti per le attività svolte, tramite l'utilizzo di veicoli a basse o a zero emissioni. L'articolo 56 del GBER dispone poi l'esenzione da notifica per gli aiuti inferiori ai 10 milioni di euro in infrastrutture "locali" il cui costo totale non supera i 20 milioni di euro, solo se l'aiuto non è coperto da altre disposizioni riportate nel GBER. Anche le condizioni riportate negli articoli 14, 17 e 21 del GBER possono essere applicate per agli aiuti a favore della realizzazione di strutture di ricarica o rifornimento. Infatti, l'articolo 14 consente l'esenzione da notifica per gli aiuti pubblici a favore delle imprese per le realizzazione di infrastrutture nelle zone assistite, mentre gli articoli 17 e 21 consentono gli aiuti per le piccole e medie imprese che non superano 7.5 milioni di euro per progetti che comportano la creazione di lavoro, e gli aiuti a supporto dell'accesso al credito di piccole e medie imprese, di cui possono beneficiare anche progetti per la realizzazione di punti di ricarica o di rifornimento.

Le proposte della Commissione per la modifica del GBER introdurrebbero ulteriori fattispecie di esenzione rilevanti per gli aiuti di questo modello di orientamento. In particolare, la proposta di revisione per l'articolo 36a del GBER permetterebbe agli Stati membri di non dover notificare alla Commissione gli aiuti a favore della costruzione e dell'installazione di infrastrutture di ricarica elettrica e di rifornimento a idrogeno rinnovabile, con accesso pubblico, per i veicoli su strada, se questi soddisfano le condizioni enunciate dall'articolo, ovvero:

- gli aiuti sono assegnati tramite un'asta competitiva
- gli aiuti sono necessari per la diffusione delle infrastrutture di ricarica entro un periodo ragionevole nell'area coinvolta dagli investimenti
- ogni incarico a soggetti terzi per la gestione dell'infrastruttura è assegnato tramite una procedura aperta, trasparente e non discriminatoria
- esistono delle misure di salvaguardia che evitano la creazione o il rafforzamento del potere di mercato delle imprese attive nel mercato

Oltre che ai sensi delle disposizioni previste dal GBER, un aiuto di Stato può poi non essere soggetto a notifica se ripropone uno schema

precedentemente approvato dalla Commissione (con un incremento massimo del 20% dei fondi previsti dallo schema precedente), o se l'infrastruttura è necessaria per la fornitura di un servizio di interesse economico generale (*Service of General Economic Interest*, SGEI) ed è utilizzata esclusivamente dal soggetto beneficiario dell'aiuto.

Gli aiuti di Stato che non soddisfano le condizioni di esenzione saranno soggetti a notifica e al processo di valutazione della compatibilità con il mercato interno. Gli aiuti per le infrastrutture di ricarica e rifornimento saranno valutati sulla base delle condizioni dell'articolo 107(3)(c) del TFEU o delle [linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia](#) (EEAG) a seconda del destinatario dell'utilizzo.

Le infrastrutture il cui utilizzo non è limitato al solo beneficiario dell'aiuto saranno valutate direttamente tramite l'articolo 107(3)(c) del TFEU, che considera un aiuto compatibile con il mercato interno se facilita lo sviluppo di attività economiche, senza avere effetti negativi sulla competizione in una misura contraria all'interesse del mercato interno. Per gli interventi pubblici che contribuiscono alla tutela ambientale, la Commissione ritiene soddisfatto il primo requisito dell'articolo se l'aiuto facilita lo sviluppo di attività economiche in modo tale da aumentare il livello di tutele ambientale rispetto al caso di assenza dell'aiuto. Visto che la diffusione di infrastrutture per la ricarica e il rifornimento ha come obiettivo la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra nel settore dei trasporti, un obiettivo che contribuisce all'innalzamento del livello di tutela dell'ambiente, la Commissione dovrebbe ritenere soddisfatta la prima condizione dell'articolo.

La Commissione deciderà poi in merito alla conformità con la seconda condizione dell'articolo analizzando il soddisfacimento dei requisiti di necessità, adeguatezza e proporzionalità, la capacità dell'aiuto di incentivare un cambiamento di comportamento da parte del beneficiario, e l'impatto dell'aiuto sulla concorrenza.

Gli aiuti alle infrastrutture il cui utilizzo è limitato al soggetto beneficiario dell'aiuto possono invece essere analizzati ai sensi della sezione 3.2 delle EEAG.

In questo caso, gli aiuti saranno ritenuti compatibili con il mercato interno se incentivano il beneficiario a sostituire dei veicoli a carburante fossile con veicoli a basse o zero emissioni per lo svolgimento delle sue attività economiche. Anche in questo caso la Commissione valuterà poi la compatibilità dell'intervento sulla base dei requisiti di necessità, adeguatezza e proporzionalità riportati nelle linee guida, considerando anche i possibili effetti negativi sulla concorrenza.

IL MODELLO PER L'ACQUISTO DI VEICOLI A BASSE E A ZERO EMISSIONI

Questo modello di orientamento copre gli aiuti concessi dagli Stati membri a favore dell'acquisto di veicoli stradali a basse o a zero emissioni, per esempio attraverso il conferimento di bonus o premi che coprono parte del costo di acquisto. Anche questi aiuti contribuiscono all'iniziativa *recharge and refuel* sostenendo l'incremento dei veicoli a basse e a zero emissioni.

Gli incentivi pubblici per l'acquisto di veicoli a basse emissioni possono costituire un aiuto di Stato solo se sono a favore di soggetti che la utilizzano per lo svolgimento di un'attività economica.

I bonus erogati a favore di soggetti privati che utilizzano il mezzo a scopo personale non rientrano quindi nella normativa degli aiuti di Stato (*no economic activity*).

Un aiuto pubblico a favore dell'acquisto di veicoli a basse emissioni potrebbe comunque non costituire un aiuto di Stato se l'intervento pubblico non favorisce selettivamente gruppi specifici di imprese e/o settori⁵ (*no selectivity*). Anche le misure a sostegno dell'acquisto di veicoli a basse emissioni necessari per l'adempimento di un servizio pubblico non rientrano tra gli aiuti di Stato. Infatti, in questo caso, il premio non crea un vantaggio per il beneficiario dell'aiuto perché costituisce una riduzione del costo da pagare per la fornitura del servizio pubblico (*no advantage*). Come per tutti gli interventi pubblici, una misura di sostegno pubblico per l'acquisto di veicoli a basse

emissioni potrebbe poi non costituire un aiuto di Stato se soddisfa i requisiti della clausola di *de minimis*⁶ (*no distortion of competition*).

Gli aiuti a supporto dell'acquisto di veicoli a basso impatto ambientale per lo svolgimento di attività economiche che soddisfano la definizione di aiuto di Stato non dovranno comunque essere notificati alla Commissione se ripropongono un regime di aiuto precedentemente approvato (con un margine massimo di incremento dei fondi a disposizione pari al 20%), o se soddisfano le condizioni dell'articolo 36 del GBER, ovvero se gli aiuti non superano i 15 milioni di euro (per impresa/progetto) e se permettono al beneficiario di superare gli standard di tutela ambientale dell'Unione.

Anche gli aiuti di Stato a favore dell'acquisto di veicoli a basse emissioni necessari per la fornitura di un SGEI, e utilizzati unicamente con questo scopo, possono essere esentati dalla notifica alla Commissione.

Tutti gli aiuti pubblici a favore dell'acquisto di veicoli stradali a basso impatto ambientale che non soddisfano i requisiti di esenzione dovranno essere notificati alla Commissione.

La Commissione deciderà in merito alla compatibilità dell'aiuto con il mercato interno sulla base delle disposizioni dell'articolo 107(3)(c) del TFEU o della sezione 3.2 delle EEAG⁷. Un aiuto sarà ritenuto compatibile solo se incentiva il proprietario a sostituire i veicoli a carburante fossile con dei veicoli a basse emissioni che gli permettano di raggiungere un più alto livello di tutela ambientale rispetto a quello standard dell'Unione (che al momento corrisponde ai veicoli EURO VI).

In entrambi i casi, la Commissione considererà poi la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità dell'aiuto per il raggiungimento dell'obiettivo, oltre a valutarne gli effetti negativi sulla concorrenza.

IL MODELLO PER GLI ALTRI MODI DI TRASPORTO A BASSE EMISSIONI

La pandemia di COVID-19, influenzando negativamente sulla domanda dei servizi di trasporto, ha avuto un

⁵ Per esempio, una misura volta a sostenere l'acquisto di veicoli elettrici per le sole compagnie di bus non può essere considerata non-selettiva, e non può quindi essere esentata dalla disciplina degli aiuti di Stato ai sensi del soddisfacimento di questo requisito.

⁶ Nota 4.

⁷ La Commissione riporta di aver approvato diversi aiuti a favore dell'acquisto di bus elettrici, che non rientravano nei limiti dell'articolo 36 del GBER, sulla base delle disposizioni nelle EEAG.

duro impatto su questo settore, andando anche a limitare gli incentivi ad investire in soluzioni a basse emissioni. Gli aiuti pubblici avranno il compito di intervenire per assicurare il proseguimento della transizione verso un sistema di mobilità sostenibile, sostenendo i necessari interventi infrastrutturali. La creazione di un sistema di linee di trasporto adeguato è infatti centrale per il raggiungimento degli obiettivi del *Green Deal* europeo, e in particolare per il traguardo al 2050 di una riduzione del 90% delle emissioni nel settore dei trasporti. Il modello di orientamento per gli altri modi di trasporto a basse emissioni riporta le linee guida della Commissione per gli interventi pubblici che contribuiscono a questi obiettivi, comprendo tipologie di sostegno, che spaziano dagli interventi a favore delle ferrovie e delle infrastrutture per il trasporto navale e aereo, agli aiuti per sostenere l'acquisto di mezzi di trasporto a più basse emissioni, che non rientrano tra i veicoli per il trasporto stradale. Alcuni esempi degli interventi che ricadono sotto questo modello includono gli investimenti a favore:

- dell'incremento del numero di imbarcazioni per il trasporto via navigazione interna alimentate da carburanti alternativi, che promuovano sistemi con motori avanzati e con una migliore efficienza energetica
- dell'introduzione di punti di ricarica elettrica o di stazioni di rifornimento per i carburanti sostenibili per il trasporto ferroviario, aereo, marittimo e su vie navigabili interne
- della sostituzione o della riqualificazione del materiale rotabile, per integrare soluzioni tecnologiche che riducono l'inquinamento acustico
- della costruzione o dell'ampiamiento di strutture di trasbordo che permettano una migliore mobilità, tramite un'ottimizzazione della gestione integrata dei modi e dei tragitti di trasporto.

Tutti gli aiuti a favore di infrastrutture di trasporto il cui utilizzo è limitato allo svolgimento di attività di interesse pubblico, come nel caso di infrastrutture per le attività doganali o per la salute e la sicurezza della popolazione, non costituiscono un'attività

economica, e sono quindi escluse di principio dalla definizione di aiuto di Stato (no economic activity). Gli aiuti a favore di attività economiche potranno invece essere difficilmente esclusi dalla definizione di aiuto di Stato ai sensi del criterio della non selettività, visto che le tipologie di interventi che rientrano in questo modello di orientamento sono generalmente mirati alla realizzazione di specifiche infrastrutture.

Gli interventi pubblici a favore dei mezzi di trasporto a basse emissioni possono poi non rientrare nella definizione di aiuto di Stato se è possibile dimostrare che lo Stato opera sotto alle medesime condizioni di un investitore privato (*no advantage*). Nel caso specifico degli investimenti nelle ferrovie, nei porti interni o nelle infrastrutture per il trasporto combinato, la presenza di un vantaggio per il proprietario delle infrastrutture è però difficilmente escludibile. Questi interventi richiedono infatti ingenti investimenti di capitale, tipicamente recuperati solo in un arco temporale molto lungo, e non verrebbero quindi intrapresi da un investitore privato sulla base di considerazioni puramente economiche. A ogni modo, per non rientrare nella definizione di aiuto, l'esistenza di un vantaggio dovrà essere esclusa, oltre che a livello del proprietario delle infrastrutture, anche per il gestore, per gli utenti finali e per eventuali integrazioni tra proprietà e gestione.

Gli interventi pubblici che ricadono sotto questo modello di orientamento potrebbero anche non soddisfare la definizione di aiuto di Stato se non hanno un impatto distorsivo sul commercio nel mercato interno. Al di fuori dell'applicazione della clausola di *de minimis*⁸, vista la molteplicità e la specificità degli aiuti che ricadono sotto questo modello di orientamento, la valutazione dell'impatto dell'intervento pubblico sul commercio nel mercato interno dovrà essere fatta caso per caso.

Gli aiuti che soddisfano la definizione di aiuto di Stato potranno comunque essere esentati dall'obbligo di notifica ai sensi del GBER o, come nei casi precedenti, se ripropongono uno schema di aiuto precedentemente approvato dalla Commissione o se sono necessari per la fornitura di un servizio

⁸ Nota 4.

di interesse economico generale⁹. Con riferimento al GBER, gli aiuti a favore delle infrastrutture o dei servizi di trasporto a basse emissioni potrebbero essere esentati dalla notifica ai sensi degli articoli 56, 36, 37 e 38. L'articolo 56 identifica come compatibili con il mercato interno gli aiuti inferiori a 10 milioni di euro per progetto a favore di infrastrutture "locali" nel settore del trasporto terrestre e della navigazione interna, se il costo totale dell'intervento infrastrutturale non supera i 20 milioni di euro. Anche gli investimenti pubblici nei porti, fino ad un massimo di 40 milioni di euro possono essere esentati dalla notifica ai sensi dell'articolo 56. Gli investimenti pubblici per l'ammodernamento del materiale rotabile, delle imbarcazioni, e delle infrastrutture connesse, possono essere invece esentati dalla notifica ai sensi dell'articolo 36 del GBER, se permettono al beneficiario di andare oltre agli standard di protezione ambientale dell'Unione, ai sensi dell'articolo 37, se permettono al beneficiario di adeguarsi in anticipo agli standard futuri dell'Unione, o ai sensi dell'articolo 38 se permettono di raggiungere una maggiore efficienza energetica.

Gli aiuti pubblici che non rientrano nelle condizioni finora presentate dovranno essere notificati alla Commissione. Per le tipologie di aiuti che ricadono su questo modello di orientamento, l'articolo 93 del TFEU costituisce il riferimento normativo per l'analisi della Commissione. L'articolo identifica come compatibili con il mercato interno tutti gli aiuti che rispondono alle esigenze di coordinamento del settore dei trasporti o che rappresentano un rimborso giusto per l'adempimento di un obbligo relativo ad un servizio pubblico. Nel primo caso, la Commissione valuterà la compatibilità dell'aiuto sulla base della sua necessità e proporzionalità per rispondere alle esigenze del settore dei trasporti, del suo contributo allo sviluppo del settore dei trasporti, e della sua capacità di incentivare un comportamento diverso e di evitare effetti ingiustificati sulla concorrenza. Nel secondo caso, la Commissione esaminerà invece l'esistenza di un servizio economico di interesse generale e se le connesse condizioni per l'esenzione dell'aiuto siano soddisfatte.

⁹ Nel caso della fornitura dei servizi per il trasporto pubblico di passeggeri via terra, sono l'articolo 93 del TFEU e il Regolamento 1370/2007 a definire le regole per la compensazione pubblica dei servizi di interesse economico generale.

EPEX spot SE: la Commission indaga per abuso di posizione dominante nei mercati *intraday*

A prescindere dall'esito, l'indagine lancia un segnale di attenzione sul tema della concorrenza tra le borse che potrebbe essere volto a favorire la nascita di nuove borse locali. Un aumento della concorrenza potrebbe teoricamente migliorare le condizioni economiche per gli operatori ma alimenterebbe la frammentazione della liquidità tra borse elettriche con possibili conseguenze negative in termini di ampliamento degli spread di prezzo.

Lo scorso 30 marzo, la Commissione Europea ha aperto un'indagine per investigare sul possibile abuso di posizione dominante da parte della borsa elettrica EPEX Spot SE (EPEX) nell'ambito dei servizi per lo scambio dei prodotti elettrici infragiornalieri in almeno sei Stati membri (Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo e Olanda). Secondo quanto riportato nel [comunicato stampa](#) pubblicato dalla Commissione, EPEX potrebbe aver limitato la competizione nei mercati *intraday* adottando comportamenti scorretti volti a escludere i suoi concorrenti, limitando l'accesso dei loro clienti all'intera liquidità sui mercati coinvolti.

Il mercato infragiornaliero permette agli operatori di scambiare energia fino alle ore prima della consegna e ha quindi un ruolo cruciale per la sicurezza del sistema e per un utilizzo efficiente delle fonti non programmabili, come le fonti rinnovabili. La Commissione ritiene che eventuali limitazioni alla concorrenza nel mercato infragiornaliero possano creare distorsioni nei segnali di prezzo e nelle scelte di investimento nelle nuove fonti di energia più sostenibili, limitando un'integrazione economicamente efficiente delle fonti rinnovabili nel *mix* produttivo dei Paesi coinvolti.

Il gruppo EEX, di cui fa parte EPEX, è la principale borsa per le *commodity* energetiche in Europa. Oltre ai mercati elettrici *spot*, su cui EPEX è specializzata, EEX è attiva anche sui mercati a termine elettrici. EEX opera inoltre su altre materie prime come gas, certificati di emissione di anidride carbonica e garanzie di origine.

EPEX è attiva nello scambio di prodotti sui mercati

del giorno prima in tredici Paesi europei, offre servizi di scambio per i prodotti *intraday* in dodici di questi Paesi e rappresenta la principale borsa elettrica in diversi Paesi europei. La dominanza di EPEX nei mercati su cui si concentra l'indagine, qualora dimostrata, non rappresenterebbe, di per sé, una violazione delle norme europee. L'esistenza di una posizione dominante costituisce infatti solo il prerequisito strutturale per l'applicazione dell'articolo 102 del [TFEU](#). Nessun comportamento può essere però proibito ai sensi dell'articolo 102 del TFEU in mancanza di una condotta abusiva. L'indagine aperta dalla Commissione dovrà quindi chiarire se EPEX detenga una posizione dominante nei mercati *intraday* considerati e se abbia adottato dei comportamenti anticoncorrenziali volti ad escludere o a limitare l'ingresso di concorrenti per proteggere o rafforzare la sua posizione dominante. La Commissione, a prescindere dall'esito dell'indagine su EPEX, ha lanciato un segnale di attenzione sul tema della concorrenza tra le borse che potrebbe essere volto a favorire la nascita di nuove borse locali. La valutazione di quale potrebbe essere l'impatto di un aumento del numero delle piattaforme di scambio sul mercato non è scontata. Se un aumento della concorrenza potrebbe teoricamente migliorare le condizioni economiche per gli operatori finali (riduzione delle commissioni), non sarebbe d'altra parte da escludere una maggiore frammentazione della liquidità tra borse elettriche con possibili conseguenze negative in termini di ampliamento degli spread di prezzo tra domanda e offerta.

TAG: antitrust policy, electricity market, European Commission

L'INDAGINE SU EPEX

Nell'indagine condotta su EPEX, non sono disponibili informazioni specifiche sul possibile comportamento scorretto indagato dalla Commissione. Dal comunicato stampa della Commissione si può infatti solo supporre che l'indagine possa vertere sulla possibile esistenza di una pratica di esclusione tramite una strategia di preclusione. La Commissione riporta infatti che EPEX potrebbe aver adottato dei comportamenti che limitano l'accesso dei *traders* all'intera liquidità dei mercati *intraday* sulle piattaforme di scambio dei rivali. Questo comportamento, se provato, avrebbe potuto permettere a EPEX di sottrarre clientelle alle piattaforme concorrenti, comportandone l'esclusione dal mercato.

Nell'indagine, la Commissione verificherà se EPEX occupa una posizione dominante nei mercati considerati e deciderà in merito all'esistenza di un comportamento di esclusione. Secondo la

procedura standard, riportata nelle linee guida per l'applicazione dell'articolo 102 del TFEU, la Commissione considererà i seguenti fattori per valutare l'eventuale esistenza di una condotta di esclusione:

- la posizione di mercato di EPEX, assumendo che, più forte è la posizione dominante, maggiore è il rischio di una preclusione anticoncorrenziale volta a proteggere la posizione
- le condizioni di ingresso e di espansione sul mercato rilevante (cioè l'esistenza di economie di scala o di diversificazione, la presenza di effetti di rete, o l'esistenza di barriere all'ingresso o allo spostamento) per valutare l'esistenza di condizioni che facilitano o limitano la capacità dell'eventuale impresa dominante di escludere i propri rivali dal mercato o di limitarne¹
- la posizione dei concorrenti, e degli operatori che utilizzano le piattaforme, per valutare la loro capacità di rispondere a eventuali comportamenti

LA NORMATIVA EUROPEA SULL'ABUSO DI POSIZIONE DOMINANTE

L'articolo 102 del TFEU è il riferimento per la disciplina comunitaria sull'abuso di posizione dominante. L'articolo vieta, infatti, ogni abuso da parte di una o più imprese di una posizione dominante sul mercato interno o su una parte sostanziale di questo, qualora possa creare distorsioni per il commercio tra Stati membri.

L'applicazione dell'articolo si basa quindi sull'esistenza di un prerequisito strutturale, la posizione dominante, e di un requisito comportamentale, il comportamento abusivo. Dopo aver definito il mercato rilevante, per provare un abuso di una posizione dominante, la Commissione dovrà quindi verificare l'esistenza di una posizione dominante e di un comportamento abusivo da parte dell'impresa che la detiene.

La normativa europea non riporta una definizione di posizione dominante, ma nella pratica decisionale la Commissione l'ha definita come una posizione di forza economica che permette all'impresa che ne gode di impedire il mantenimento di una concorrenza effettiva nel mercato rilevante, permettendole di agire in maniera sufficientemente indipendente dai propri concorrenti, clienti, e consumatori finali. In generale, l'esistenza di una posizione dominante può essere appurata solo se l'impresa gode di un certo livello di potere di mercato, che può essere determinato dall'analisi dei vincoli concorrenziali esercitati sull'impresa considerata dai propri concorrenti, attuali e potenziali, o dal potere contrattuale di clienti e fornitori.

La quota di mercato rappresenta una prima indicazione del potere di mercato di un'impresa. Nella pratica decisionale europea, l'esistenza di una quota di mercato superiore al 50% costituisce una sorta di evidenza di posizione dominante, ma in diversi casi una quota di mercato al di sopra del 40% è stata sufficiente per provare l'esistenza di una posizione dominante.

La valutazione della quota di mercato dell'impresa indagata viene generalmente accompagnata da delle analisi sulla struttura del mercato, sui vantaggi/svantaggi competitivi rispetto ai rivali, e sulle barriere esistenti nel mercato. Questi fattori potrebbero infatti limitare o favorire il potere di mercato di un'impresa che gode di una quota di mercato significativa.

./.

¹ Nelle linee guida, la Commissione riporta che ad esempio l'esistenza di economie di scala può rendere più facile l'esclusione dal mercato dei rivali se l'impresa dominante preclude l'accesso a una arte significativa del mercato.

scorretti

- la portata del comportamento abusivo, valutata in relazione alla durata della pratica e la percentuale di vendite nel mercato coinvolte
- eventuali prove di effettiva preclusione, come ad esempio l'evidenza di un aumento della quota di mercato dell'impresa dominante nel periodo coinvolto dal potenziale comportamento abusivo, o di una riduzione meno veloce rispetto alle attese
- prove dirette di una strategia di esclusione, ovvero documenti interni che costituiscono evidenze di un comportamento volto all'esclusione di uno o più concorrenti o a evitare l'ingresso di determinate imprese nel mercato o a prevenire l'emergere di nuovi mercati.

Se l'indagine della Commissione dovesse confermare le sue ipotesi, EPEX avrà invece la possibilità di dimostrare gli effetti pro-competitivi dell'eventuale comportamento di esclusione. Questi verranno confrontati con gli effetti anticoncorrenziali legati alla pratica di esclusione identificata dalla Commissione, per determinare l'impatto complessivo della pratica sulla competizione nel mercato unico.

In precedenza, EPEX era già stata coinvolta in un'indagine per abuso di posizione dominante. A dicembre 2018, Ofgem, l'Autorità britannica per il mercato del gas e per il mercato elettrico, aveva infatti comunicato che avrebbe indagato sul potenziale comportamento scorretto di EPEX nel mercato che comprende lo scambio transfrontaliero tra Gran Bretagna e Irlanda di prodotti *intraday*, dove, secondo l'Autorità, era ragionevole sospettare che EPEX detenesse una posizione dominante. Nel 2018, infatti, il *Single Electricity Market* (SEM) tra Gran Bretagna e Irlanda era in fase di integrazione con gli altri mercati elettrici europei. Secondo gli accordi iniziali, le nuove aste *intraday* integrate tra Gran Bretagna e Irlanda, avrebbero permesso a più *Nominated Electricity Market Operators* (NEMOs) di accedere alle aste. Tuttavia, a gennaio 2018, EPEX informò del suo disaccordo sull'apertura delle aste a più NEMOs e della sua intenzione di non partecipare ai test per il lancio del progetto. Per evitare il ritardo nell'avvio del progetto fu allora deciso che, almeno inizialmente, solo EPEX avrebbe potuto partecipare alle aste *intraday* integrate. Le nuove aste furono introdotte solo a ottobre 2018, ma, nonostante il

Rispetto al requisito comportamentale, la Commissione riporta nel testo dell'articolo una lista non esaustiva dei comportamenti che potrebbero costituire un abuso. Le pratiche abusive sono generalmente aggregate in due gruppi: i comportamenti di "sfruttamento" di posizione dominante tramite l'imposizione di prezzi eccessivi (*exploitative practices*), raramente considerate dalla Commissione nella pratica decisionale, e le pratiche di esclusione (*exclusionary practices*). Questo secondo gruppo racchiude tutte quelle pratiche volte a creare, a rafforzare o a proteggere una posizione dominante tramite l'esclusione dei concorrenti attuali e potenziali. Le strategie di esclusione racchiudono:

- le strategie predatorie (*predatory strategies*), volte a eliminare i rivali tramite l'offerta di prodotti e servizi a condizioni temporaneamente a condizioni vantaggiose, per poi recuperare le perdite dopo l'uscita dei rivali;
- le strategie volte ad incrementare i costi dei propri rivali (*rising rivals' costs strategies*);
- le strategie di preclusione di mercato (*foreclosing strategies*), volte a sottrarre clienti o fornitori cruciali ai propri concorrenti;
- le strategie volte a togliere spazio competitivo ai rivali (*pre-emptive strategies*).

Le strategie di esclusione non costituiscono di per sé un abuso, in quanto non sono sempre anti-competitive. Nonostante ciò, per provare l'abuso, la Commissione ha il compito di dimostrare l'esistenza di una pratica di esclusione e di verificare l'assenza di potenziali effetti pro-competitivi. Spetta all'impresa chiamata in causa dimostrare l'esistenza di vantaggi oggettivi dal punto di vista competitivo che derivano dalla pratica di esclusione per sciogliere le accuse della Commissione. Le linee guida per l'applicazione dell'articolo 102 del TFEU riassumono l'approccio seguito dalla Commissione per lo svolgimento di queste indagini.

./.

ritardo, EPEX rimase l'unico NEMOs con accesso alle aste. Secondo Ofgem, il comportamento di EPEX poteva rappresentare una pratica abusiva perché EPEX, non intraprendendo le misure necessarie per permettere agli altri NEMOs di accedere alle aste del mercato integrato infragiornaliero, stava escludendo dal mercato dei possibili concorrenti non permettendo loro di usufruire di una struttura essenziale per accedere allo scambio dei prodotti *intraday* tra Gran Bretagna e Irlanda. Ciò avrebbe potuto ostacolare il mantenimento o la crescita di una competizione effettiva nel mercato rilevante.

L'indagine di Ofgem non fu tuttavia portata a termine, in quanto EPEX decise di offrire degli impegni vincolanti² che sollevarono le preoccupazioni dell'Autorità prima che l'esistenza di un abuso di posizione dominante potesse essere provato. Per questo caso, non è stata quindi condotta o pubblicata un'analisi dettagliata dei possibili effetti sulla concorrenza dell'eventuale pratica di esclusione da parte di EPEX nel mercato *intraday*. L'indagine condotta da Ofgem non ci fornisce quindi anticipazioni sull'approccio che seguirà la Commissione nel nuovo caso.

LE POSSIBILI CONSEGUENZE

La conclusione dell'indagine potrebbe portare, in caso di provata condotta abusiva, a sanzioni nei confronti di EPEX e/o richieste da parte della Commissione di comportamenti volti a rimuovere

tali condotte.

In questo scenario, è possibile che venga favorito l'ingresso alla concorrenza, ed in particolare a nuove borse locali attive sui prodotti a breve termine, con le seguenti possibili implicazioni:

- maggiore concorrenza e miglioramento delle condizioni economiche
- frammentazione della liquidità ed allargamento degli *spreads* di *trading*
- riduzione delle economie di scala con effetti economici indiretti
- aumento di *traders* e/o aggregatori.

Un aumento della concorrenza dovrebbe portare a un abbassamento delle commissioni per gli operatori finali. Le borse locali potrebbero infatti tentare di guadagnare quote di mercato offrendo condizioni economiche migliori o incentivi per i primi operatori entranti, nonché accordi di collaborazione con i *traders* locali. Un numero elevato di borse porta tuttavia anche a una frammentazione della liquidità degli operatori tra più piattaforme, che generalmente si traduce in un ampliamento degli *spreads* di mercato (c.d. "*bid-ask*"): borse con meno operatori hanno prezzi di acquisto e di vendita meno competitivi legati alla minor presenza di controparti nella stessa piattaforma. Questa minore presenza si traduce generalmente anche in minori volumi disponibili per piattaforma. La diversificazione delle borse di mercato con diversi

Per alcune pratiche ricorrenti la Commissione ha definito delle condizioni che se rispettate vengono ritenute sufficienti per dimostrare l'anti-competitività della pratica. Tra le pratiche di preclusione di mercato richiamate della Commissione nelle linee guida per l'applicazione dell'articolo 102 del TFEU, vi sono ad esempio gli accordi in esclusiva.

Questi coinvolgono l'utilizzo di obblighi di acquisto in esclusivo e di sconti "fedeltà" per sottrarre clienti o fornitori ai concorrenti ed escluderli dal mercato. Se i concorrenti possono competere per offerte di esclusiva in grado di coprire l'intero bisogno dei singoli clienti, è difficile che la pratica risulti anticoncorrenziale, diverso è invece nel caso contrario in cui solo l'impresa dominante può coprire l'intera domanda di un singolo cliente.

In questo caso, infatti, solo l'impresa dominante può far leva sulla quota di domanda non contendibile per offrire condizioni più vantaggiose sulla quota contendibile. Le ragioni pro-competitive avanzate per rispondere alle accuse della Commissione possono far leva, per esempio, sui guadagni di efficienza ottenuti per gli inferiori costi di transazione e per le maggiori economie di scala, o sugli incrementi della qualità dei servizi resi ai clienti grazie all'incentivo ad investimenti ad hoc per i clienti. In generale, maggiore sono la durata dei contratti di esclusione e la quota di mercato dell'impresa dominante, maggiore è la possibilità che la pratica risulti anti-competitiva.

² EPEX si vincolava nel caso specifico a fare in modo che gli altri NEMOs potessero accedere alle aste entro luglio 2019.

operatori locali in alcuni casi potrebbe comportare una riduzione delle economie di scala, che si può tradurre a sua volta in effetti sul mercato e sulla sua efficienza, come l'utilizzo di diverse piattaforme di *trading* tra le varie borse o un utilizzo intensificato della cassa aziendale per i requisiti di marginazione su più borse. A titolo di esempio, si pensi che un operatore attivo su più borse dovrà, per i meccanismi di marginazione presenti in ognuna di esse, versare cassa come garanzia per il proprio rischio di controparte su ciascuna *clearing house*. In caso di borsa unica invece, i flussi di cassa tra posizioni di segno opposto vengono compensati, così come gli effetti sul rischio. Non è d'altra parte da escludere che in un contesto di maggiore concorrenza, un aumento della presenza di *traders* e/o aggregatori faciliti l'accesso per gli operatori finali a mercati precedentemente non attivi.

EPEX, facendo parte del gruppo EEX, beneficerebbe in ogni caso della presenza del gruppo nel mercato a termine dell'energia. Gli operatori, infatti, possono utilizzare le stesse borse per i mercati a termine e i mercati *spot* facendo leva sui *netting* interni e i meccanismi di *cascading* dalla *clearing house* centralizzata del gruppo.

Un operatore attivo su prodotti a termine può infatti ottimizzare le proprie posizioni di *trading* e di cassa beneficiando di una singola borsa che fornisce la possibilità di gestire le posizioni a termine in scadenza tramite prodotti a breve termine sullo stesso indice.

La Commissione ha in sostanza lanciato un segnale di attenzione sul tema della concorrenza tra le borse che potrebbe favorire la nascita di nuove borse locali con impatti misti sulle attività di *trading*.



04

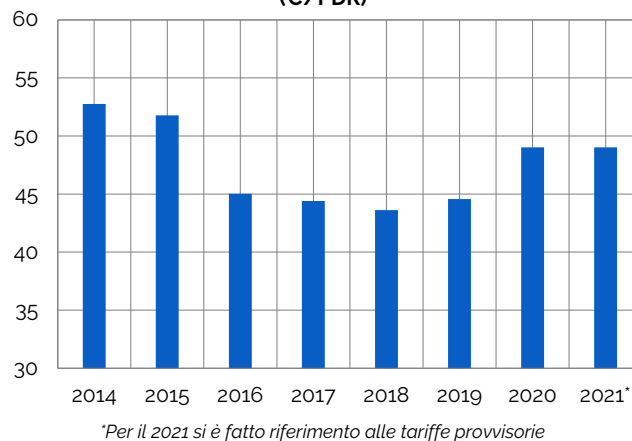
Gare
gas

Monitoraggio gare gas

REGOLAZIONE

- Con le [Delibere 117/2021/R/gas](#) e [122/2021/R/gas](#), l'ARERA ha approvato rispettivamente le tariffe definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020 e quelle provvisorie per il 2021
- Il *trend* di diminuzione che ha riguardato le tariffe di distribuzione del gas naturale a partire dal 2014 sembra essersi arrestato dal 2019. Le tariffe definitive per il 2020 risultano superiori del 10% rispetto a quelle del 2019, mentre le provvisorie per il 2021, dovrebbero rimanere sullo stesso livello di quelle dell'anno precedente (**Figura 1**).
- Per i servizi di misura del gas naturale, si conferma il *trend* di crescita iniziato nel 2017. Le tariffe definitive per il 2020 mostrano un aumento del 9% rispetto al 2019 e quelle per il 2021 dovrebbero rimanere sullo stesso livello di quelle dell'anno precedente (**Figura 2**). L'aumento delle tariffe

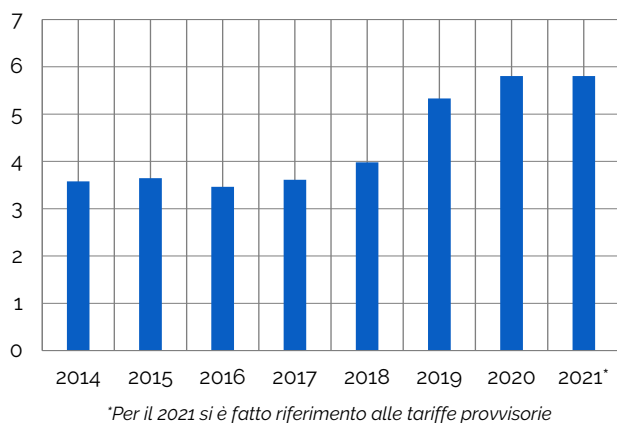
FIGURA 1. MEDIANA DELLE TARIFFE DI DISTRIBUZIONE (€/PDR)



Fonte: REF-E su dati ARERA

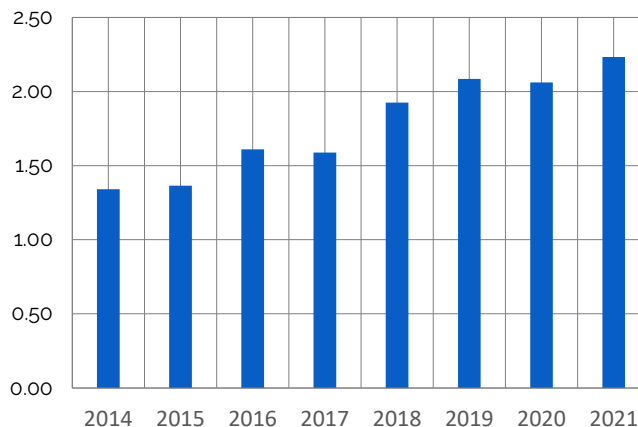
rappresenta l'incremento degli investimenti che sta caratterizzando il settore. La stima del capitale investito netto per il servizio di misura risulta in crescita, raggiungendo un +8% nel 2021 rispetto al 2020 (**Figura 3**).

FIGURA 2. MEDIANA DELLE TARIFFE DI MISURA (€/PDR)



Fonte: REF-E su dati ARERA

FIGURA 3. CAPITALE INVESTITO NETTO ASSOCIATO AL SERVIZIO DI MISURA (€/Mrd)



Fonte: REF-E su dati ARERA

BANDI DI GARA

- Il termine per la presentazione delle offerte, nell'ambito della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale per l'ATEM **RIMINI**, è stato prorogato di 3 mesi, dal 30 settembre al 29 dicembre 2021. Oltre a tale deroga, sono stati rivisti alcuni degli importi

contrattuali a causa della soluzione disaccordo relativamente al valore di rimborso (*VIR*) da corrispondere a uno dei gestori uscenti Adrigas S.p.A che ha rivendicato ulteriori 13 milioni di euro. Il *VIR* è così aumentato dello 0.06% passando da 149.7 a 149.8 milioni di euro. Il valore del *VIR* risulta circa l'8.7% superiore a quello della *RAB*. Sono stati modificati anche i requisiti di capacità

economica e finanziaria dei candidati

- La stima dell'importo contrattuale è stata incrementata di 4.25 milioni di euro passando da 318.16 a 322.34 milioni di euro. Di conseguenza, è stato aumentato anche il valore annuo del servizio, passato da 26.5 a 26.8 milioni di euro. La remunerazione del capitale e ammortamenti è pari a 16.5 milioni di euro.
- Con riferimento alla gara per **NAPOLI 1**, la Commissione giudicatrice, si è espressa positivamente sulla congruità delle offerte presentate da entrambi gli operatori (Italgas e 2i Rete gas) confermando quindi l'assegnazione dell'ATEM alla società 2i Rete gas. Italgas aveva infatti contestato l'aggiudicazione, per soli 0.3 punti su 100, della gara all'operatore 2i Reti Gas chiedendo di verificare la correttezza dei punteggi assegnati. Il bando del valore di 652 milioni di euro riguarda la gestione di oltre 390 mila Pdr. La conferma di questa assegnazione rappresenta il primo caso in cui un nuovo entrante riesce a vincere nella gara rispetto a un *incumbent* con una quota rilevante, che in questo caso era del 100%

RICORSI

- L'Autorità Antitrust ha espresso parere positivo sull'operazione di acquisizione da parte di 2i Rete Gas del 100% del capitale sociale di Infrastrutture Distribuzione Gas (gruppo Edison) ponendo però alcune condizioni. L'istruttoria era stata avviata in quanto la concentrazione dei due operatori avrebbe potuto produrre effetti restrittivi della concorrenza relativamente agli ATEM **ROMA 4**.

ROVIGO, COMO 2 e PAVIA dove sia 2i Rete Gas risultano già operatori di mercato gestendo alcuni dei punti di riconsegna del gas (PDR). In base al numero di PDR dei due operatori, l'Autorità ha concluso che l'operazione di acquisizione non pregiudica il livello di competitività atteso solo per tre dei quattro ATEM oggetto dell'istruttoria, vale a dire **ROVIGO, COMO 2 e PAVIA**. Nel caso dell'ATEM **ROMA 4** invece, la concentrazione delle due società, oltre a ridurre uno dei potenziali concorrenti (IDG) avrebbe potuto anche disincentivare la partecipazione di soggetti terzi. Per tale motivo l'operazione di concentrazione dei due operatori, essendo suscettibile di rafforzare o costituire una posizione dominante sul mercato della futura gara, sarà autorizzata a patto che 2i Rete Gas ceda almeno 27,500 PDR all'interno dell'ATEM **ROMA 4** a un unico soggetto, a un prezzo minimo non comunicato al mercato e attraverso procedure trasparenti, competitive ed adeguatamente pubblicizzate.

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

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	

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	09/07/2021	BASSO
2	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/12/2021	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	ALTO
2	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2021	ALTO
3	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
4	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
5	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/09/2021	ALTO
6	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
7	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
8	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/10/2021	MEDIO
9	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2021	ALTO
10	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
11	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2021	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%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
5	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
6	GENOVA 2		536/2019/R/gas	NO		MEDIO
7	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
8	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO
9	BIELLA		485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
10	ROMA 2		502/2020/R/gas	NO		BASSO
11	ROMA 4		503/2020/R/gas	NO		BASSO
12	PORDENONE		504/2020/R/gas	NO		BASSO
13	MODENA 2	in corso				BASSO
14	TORINO 5	in corso				BASSO
15	CUNEO 1		571/2020/R/gas	NO		BASSO
16	COMO 3		108/2021/R/gas	NO		BASSO
17	ANCONA		76/2021/R/gas	NO		MEDIA

Dati aggiornati al 21/04/2021



05

Dati di
mercato

e settori
incentivati

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2021	AS 2020	Var. %
Domanda	78634	76960	2.2%
Produzione netta	67293	66292	1.5%
- Termoelettrico	44437	45038	-1.3%
- Rinnovabili**	22856	21254	7.5%
Saldo estero	12024	11328	6.1%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 31/03/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

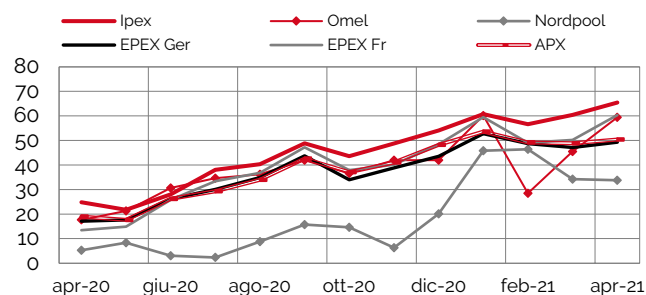
	AS 2021	AS 2020	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	4.4	4.1	7.7%	7.9	7.4	5.9%
Termoelettrico	7.6	7.1	6.8%	13.9	13.1	5.9%
Distribuzione	16.2	14.9	8.7%	26.9	24.5	9.9%
Altro	0.9	0.5	79.7%	1.4	1.3	8.3%
Totale	29.0	26.5	9.3%	50.1	46.4	8.1%

Valori cumulati al 18/04/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

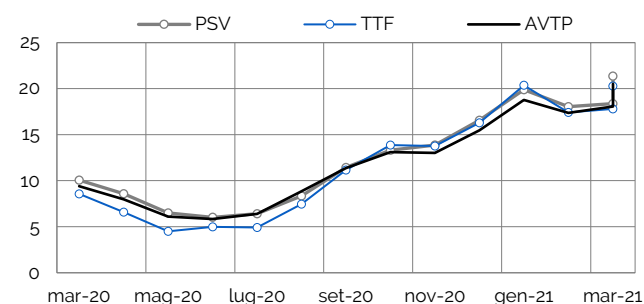


Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 18/04/2021

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

(€/MWh)

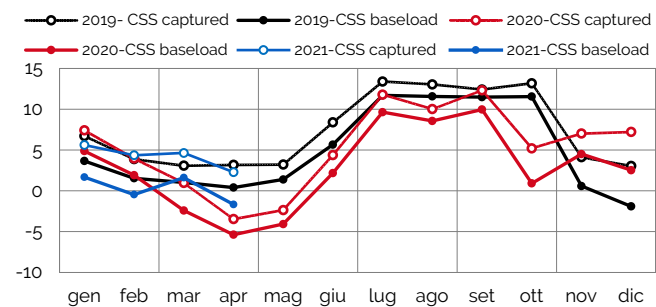


Medie mensili. Ultimo dato al 22/04/2021

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)

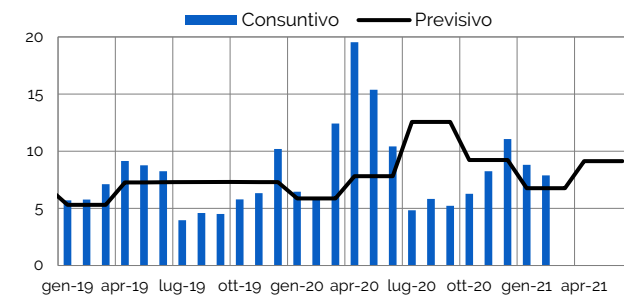


Medie mensili. Ultimo dato al 11/04/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e GME

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

(€/MWh)

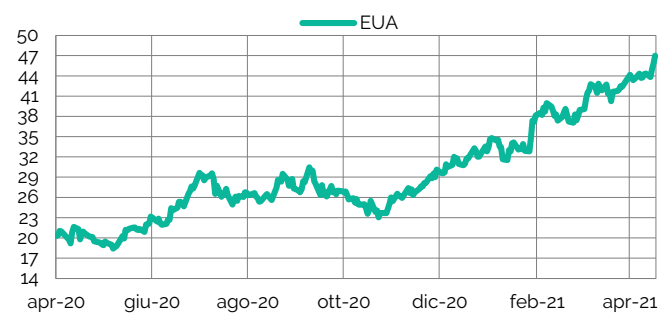


Ultimo dato consuntivo: Febbraio 2021

Fonte: Terna

PREZZO DELLA CO2

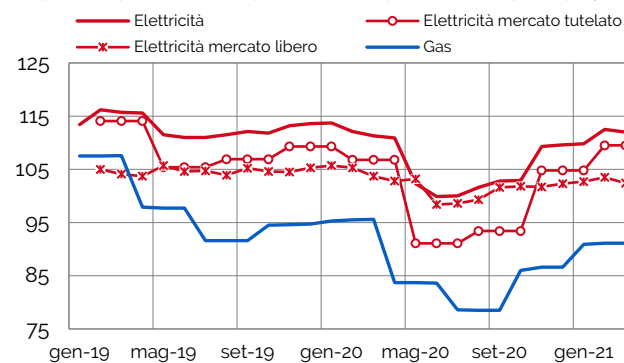
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 21/04/2021

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

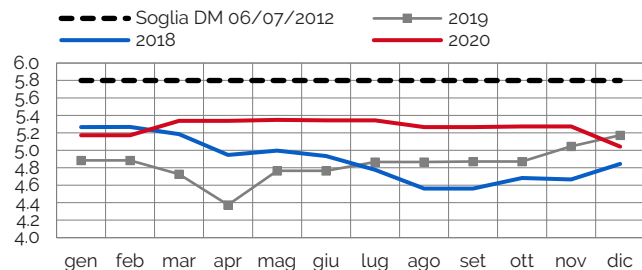


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

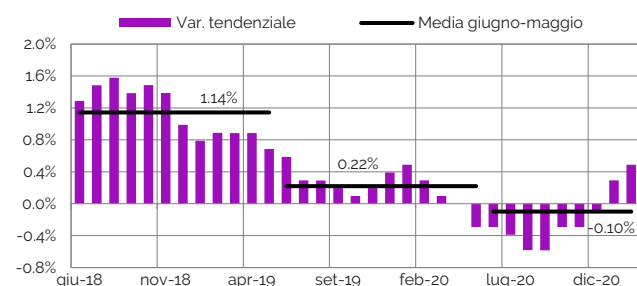


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/12/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



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

Fonte: Istat

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Approvvig. e vendita	20.52	16.68	22.85	25.64	28.07
Costi di trasporto	4.33	4.33	4.29	4.27	4.19
Costi di distribuzione	9.31	9.47	9.17	9.38	9.38
Oneri generali di sistema	3.28	3.28	3.28	3.34	3.34
Totale - tasse escluse	37.42	33.76	39.58	42.62	44.97

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA

DOMESTICI RESIDENTI (€cent/kWh)

Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	II-21
Energia, dispac. e commerc.	5.72	6.20	8.55	9.24	9.94
Costi infrastrutture e UC	3.91	3.91	3.91	4.01	4.01
Oneri generali di sistema	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	13.81	14.29	16.64	17.43	18.13

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€cent/kWh)

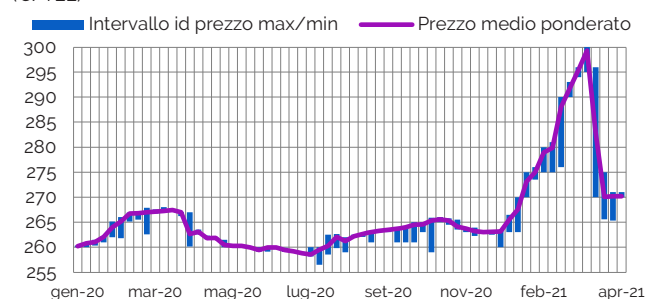
Componente	II-20	III-20	IV-20	I-21	Tutele graduali gen-21	Tutele graduali feb-21	Tutele graduali mar-21	II-21	Decreto sostegni II-21
Energia, dispac. e commerc.	5.10	5.59	8.12	8.52	8.58	8.13	8.55	9.18	9.18
Costi infrastrutture e UC	3.46	3.46	3.46	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	1.82
Oneri generali di sistema	7.18	7.18	7.13	7.26	7.26	7.26	7.26	7.26	5.55
Totale - tasse escluse	15.74	16.22	18.71	19.32	19.38	18.93	19.35	19.98	16.55

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 16 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

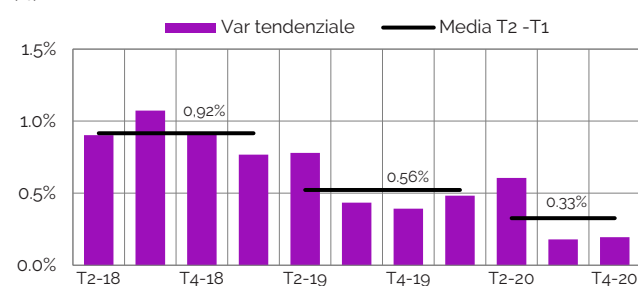


Ultimo dato 20/04/2021

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



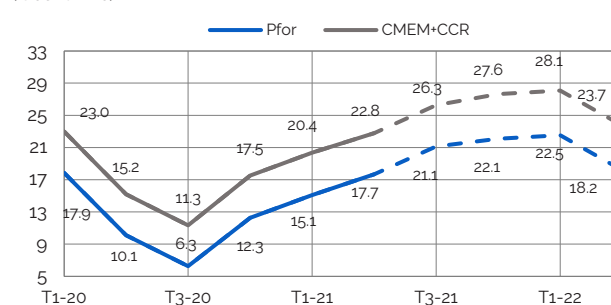
*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Marzo 2021

Fonte: Istat

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 21/04/2021

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Elena Ferri,
Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Giuseppe Maggiulli, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Greta Sala,
Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

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 REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

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

Ref-e srl
via Viancenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967