

NEWSLETTER



n. 244 Giugno 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

COVID-19: aggiornamento sugli interventi regolatori

pag. 05

Non solo tutela dei clienti finali (domestici) contro i distacchi, distribuzione del rischio finanziario lungo la filiera del settore energetico e riduzione degli oneri di sbilanciamento: grazie all'intervento governativo, per la prima volta la fiscalità generale interviene per alleggerire l'onere delle componenti fisse sulle PMI.

Duemila miliardi per la ripresa europea

pag. 13

Tutte le risorse che la Commissione propone di allocare dovranno essere investite all'interno dei programmi europei, contribuendo agli obiettivi del Green Deal e dell'agenda digitale, aiutando i soggetti maggiormente colpiti e tenendo conto di raccomandazioni annuali agli Stati membri. Quasi il 25% del totale dei fondi verrà speso per investimenti Green, mentre il nostro paese dovrebbe ricevere 81 miliardi di euro in aiuti e 91 miliardi in prestiti, per un totale di 172 miliardi di euro. La decisione finale è attesa per luglio.

02

MERCATO ELETTRICO

Veicoli elettrici e UVAM: semplificazioni, ma c'è ancora da attendere per gli incentivi

pag. 17

Passi in avanti per la partecipazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici al mercato dei servizi di dispacciamento. Il nuovo Documento per la Consultazione presentato dall'Autorità precisa le modalità di partecipazione dei punti di ricarica alle UVAM, rilassa i requisiti di taglia delle unità virtuali aggregate e chiarisce alcuni aspetti amministrativi. I requisiti e la prevista copertura dei costi per i dispositivi necessari all'implementazione del vehicle-to-grid saranno definiti in dettaglio successivamente, dopo le necessarie analisi tecniche.

03

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Aste FER1: il problema delle autorizzazioni influisce sui risultati

pag. 21

Gli esiti della prima asta evidenziano i benefici del meccanismo e dell'avvicinamento alle condizioni di market parity, mentre la seconda asta, andata corta, riflette la situazione di difficoltà che impedisce a tanti nuovi investimenti di prendere vita a causa della lentezza delle procedure autorizzative. Dovesse questa situazione ripetersi nei prossimi bandi, si rischierebbe di rallentare ulteriormente lo sviluppo di nuova capacità FER in vista del raggiungimento degli obiettivi PNIEC, e di vanificare i benefici attesi del sistema ad asta.

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 25

Questo settore risente del COVID-19, che ha inevitabilmente aggiunto nuovi ritardi alle gare. Continua però l'attività di M&A, mentre le discussioni sugli interventi per la ripresa rilanciano anche il dibattito sull'eterna riforma delle concessioni per la distribuzione del gas.

05

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

pag. 29

06

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 32



01

Imprese e istituzioni

COVID-19: aggiornamento sugli interventi regolatori

Non solo tutela dei clienti finali (domestici) contro i distacchi, distribuzione del rischio finanziario lungo la filiera del settore energetico e riduzione degli oneri di sbilanciamento: grazie all'intervento governativo, per la prima volta la fiscalità generale interviene per alleggerire l'onere delle componenti fisse sulle PMI.

Con il prolungarsi dell'emergenza COVID-19 e della fase di *lockdown*, ARERA ha prorogato i termini delle misure volte a tutelare i clienti finali morosi dal distacco dei servizi energetici, visto il maggiore disagio subito a causa dei limiti sugli spostamenti, limitando però la tutela ai soli clienti domestici. Parallelamente, ha anche esteso il periodo di validità degli interventi per garantire la sostenibilità finanziaria degli altri soggetti della filiera energetica ([Newsletter 242](#)).

Le indagini condotte da ARERA hanno messo in luce la scarsa sostenibilità nel tempo della situazione generata dalle misure urgenti. Infatti, gli interventi straordinari introdotti dall'Autorità hanno influenzato negativamente la capacità dei soggetti nella filiera di riscuotere e diversare gli importi dovuti entro le tempistiche previste originariamente dal sistema, andando ad aumentare i rischi finanziari per gli operatori con minor liquidità disponibile.

Al fine di garantire la tenuta generale del sistema, l'Autorità ha aperto una consultazione indicando nel testo il suo orientamento per procedere al saldo degli importi non versati dai venditori ai distributori e dai distributori alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) e al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ([Consultazione 193/2020/R/COM](#) del 28 maggio 2020). In aggiunta, già il 23 aprile, ARERA aveva inviato una segnalazione al Governo

e al Parlamento per sottoporre alla loro attenzione le problematiche emerse e per richiedere la valutazione di nuovi strumenti di intervento. L'Autorità aveva proposto di intervenire sulla parte della bolletta energetica che, pur riflettendo le caratteristiche del prelievo del cliente, non è commisurata al suo effettivo livello di consumo e, in particolare, di andare a ridurre o azzerare le quote fisse per le tariffe di "trasporto e gestione del contatore" e per gli "oneri generali di sistema" ([Segnalazione 136/2020/I/COM](#)).

Nonostante ARERA ritenesse opportuno un intervento tempestivo per rendere operative le nuove misure nelle prime settimane successive alla segnalazione e per riuscire quindi già ad agire sulle bollette di aprile, la risposta del Governo è arrivata solo il 19 maggio, con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del [DL Rilancio](#). ARERA ha subito attuato l'articolo 3 del decreto pubblicando il nuovo schema tariffario da applicare per la definizione delle bollette ([Delibera 190 190/2020/R/EEL](#)). Anche in seguito alle agevolazioni per il sistema elettrico introdotte con il DL Rilancio, permangono però dei dubbi sull'effettivo contributo delle nuove misure per i clienti finali, sul possibile impatto dei nuovi interventi normativi sulla sostenibilità finanziaria dei fornitori di energia e sui conseguenti effetti per la concorrenza nel mercato *retail*.

L'EVOLUZIONE DELLE MISURE URGENTI A FAVOREI DEGLI UTENTI FINALI

Con la delibera del 30 aprile ([148/2020/R/COM](#)), ARERA ha prorogato dal 3 maggio al 17 maggio i termini del divieto di avvio delle procedure di gestione della morosità e dei distacchi della fornitura di energia elettrica, gas naturale e servizi idrici, inizialmente introdotti con la delibera [60/2020/R/COM](#) (*Newsletter 241*). Le proroghe introdotte dalla delibera [148/2020/R/EEL](#) sono valide unicamente per i clienti finali domestici, e non più per tutti gli utenti collegati in bassa tensione per il sistema elettrico e per tutti i punti di riconsegna con consumo annuo inferiore a 200 mila metri cubi per il gas, come era stato invece stabilito per i termini precedenti.

La scelta di restringere la base dei beneficiari degli strumenti emergenziali è prima di tutto dovuta all'esigenza di ridurre il carico per il sistema energetico. La decisione specifica di mantenere le misure per i clienti domestici è stata invece fatta sulla base delle informazioni acquisite in merito all'andamento degli incassi nei mesi di *lockdown*. Queste informazioni hanno infatti mostrato un aumento minore dei mancati incassi per i clienti domestici rispetto a quelli non domestici in seguito all'entrata in vigore delle nuove misure, rispetto ai mesi precedenti alla pandemia. Inoltre, con il prolungamento dei limiti sugli spostamenti delle persone fino al 17 maggio (DPCM 26 aprile 2020) rimaneva la necessità di tutelare dal disagio del distacco dai servizi energetici i cittadini in maggiore difficoltà costretti nella propria abitazione.

Con la delibera [148/2020/R/COM](#) è stata anche confermata la possibilità di rateizzazione, senza l'applicazione di interessi, degli importi dovuti dai clienti morosi. Questa soluzione continua a rimanere disponibile anche per i clienti finali non domestici.

La conclusione del periodo di *lockdown* ha posto fine alle motivazioni per la protezione dei clienti finali dalla messa in mora. Quindi, a partire dal 18 maggio, i venditori hanno avuto nuovamente il diritto di aprire le procedure di messa in mora

e di procedere con gli eventuali distacchi. Sia i clienti domestici che quelli non domestici hanno però guadagnato un ulteriore arco temporale prima dell'eventuale sospensione della fornitura per morosità. Infatti, il Regolatore ha imposto ai venditori l'obbligo di procedere con l'invio delle comunicazioni di costituzione in mora anche per i clienti morosi precedentemente al 10 marzo (data da cui è partito il periodo sospensione per le misure urgenti), prima di poter procedere con le successive procedure e con la sospensione della fornitura dei servizi energetici.

LA DISTRIBUZIONE DEL RISCHIO FINANZIARIO LUNGO LA FILIERA DEL SETTORE ENERGETICO

Il quadro normativo temporaneo per la pandemia di COVID-19 ha inizialmente spostato sui venditori di energia elettrica e di gas tutto l'onere finanziario delle nuove misure. Infatti, a parità di servizio reso e di obblighi verso gli altri soggetti della filiera, i venditori si sono visti ridurre le entrate, per via dell'aumento dei clienti morosi e della possibilità dei piani di rateizzazione, e hanno subito il venir meno degli strumenti di pressione, quali le procedure di messa in mora, per incentivare il pagamento dei clienti finali.

Per tenere conto dei possibili impatti delle misure emergenziali sulla solidità finanziaria di questi soggetti, l'Autorità ha previsto la possibilità di sospendere le procedure di inadempimento nei loro confronti per le fatture del mese di aprile, qualora questi soggetti avessero versato almeno il 70% degli importi dovuti per le fatture di energia elettrica e l'80% per quelle del gas ([116/2020/R/COM](#)).

Le percentuali del fatturato minimo scelte dal regolatore sono state introdotte per limitare le agevolazioni dei venditori ai soli mancati pagamenti dei clienti finali dovuti alle misure urgenti.

Sempre a sostegno degli utenti di trasporto e distribuzione, ARERA ha poi previsto una riduzione dei requisiti minimi per l'accesso alle garanzie definite dal Codice tipo del trasporto elettrico (CTTE)

e dal Codice di rete tipo della distribuzione gas (CRDG), per evitare che il possibile declassamento del *rating* creditizio dei fornitori di energia elettrica e gas, legato al contesto congiunturale derivante dalla pandemia, causasse la perdita di queste garanzie.

Con riferimento ai distributori, la possibile riduzione degli incassi dovuta alla sospensione delle procedure di indebitamento per i venditori sopra le soglie definite dal Regolatore è stata accompagnata dalla riduzione degli obblighi sul pagamento degli oneri generali di sistema alla CSEA e al GSE. In particolare, i distributori sono stati autorizzati a corrispondere una quota di quanto fatturato per gli oneri generali di sistema pari all'80% per i clienti del servizio elettrico connessi in bassa tensione, e al 90% per gli utenti del settore gas, qualora la quota effettivamente incassata fosse risultata inferiore.

Le disposizioni fin qui presentate sono state prorogate alle fatture emesse nel mese di maggio ([149/2020/R/COM](#)) e nel mese di giugno ([192/2020/R/COM](#)). Quest'ultimo intervento ha però prorogato la sospensione delle procedure di indebitamento dei fornitori di energia elettrica e gas unicamente per i soggetti che avessero versato almeno il 90% degli importi fatturati, e ha concesso alle imprese distributrici di energia elettrica di versare solo il maggiore tra il 90% dell'importo fatturato per gli oneri generali di sistema relativi agli utenti in bassa tensione e l'importo effettivamente incassato.

La revisione è in linea con la riduzione della base degli utenti finali beneficiari dalle misure straordinarie di ARERA per il mese di maggio.

IL SALDO DEI PAGAMENTI RIMASTI IN SOSPESO: LE PROPOSTE DA ARERA

Il mutamento delle disposizioni nazionali per la gestione della pandemia e la conseguente interruzione dei benefici a tutela dei clienti finali domestici del settore energetico hanno posto fine alle ragioni per la proroga delle connesse misure a sostegno di venditori e distributori di energia e gas.

L'Autorità ha così avanzato delle proposte per definire le modalità e le tempistiche per il versamento di eventuali importi dovuti per saldare le fatture dei mesi di aprile, maggio e giugno.

PROPOSTE PER IL SALDO DEGLI IMPORTI DOVUTI DAGLI UTENTI DEL TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA E DELLA DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE

Le alternative avanzate da ARERA per il saldo degli importi dovuti dai fornitori di energia elettrica e di gas naturale ai distributori consistono in:

1. un versamento una tantum con scadenza a settembre
2. un piano di rateizzazione concordato con il distributore e da comunicare entro agosto 2020, composto da tre rate dello stesso importo, il cui ammontare totale deve essere uguale alla somma dovuta dal fornitore di energia al distributore per saldare le fatture di aprile, maggio e giugno, senza alcun interesse, e la cui prima scadenza è prevista per settembre.

La seconda soluzione è stata proposta dal Regolatore con il fine di tenere conto degli eventuali ritardi negli incassi delle bollette da parte dei fornitori di energia e gas, vista la possibilità per gli utenti finali morosi di disporre di piani di rateizzazione ai sensi della delibera [117/2020/R/COM](#), e visto l'obbligo per i fornitori di dover iniziare una nuova costituzione in mora anche per i clienti già morosi prima del 10 marzo.

In seguito all'eventuale mancato rispetto degli obblighi di versamento da parte dei venditori, il distributore avrà il diritto di richiedere il saldo in un'unica soluzione e di avviare le procedure di inadempimento per il settore elettrico o l'escussione delle garanzie per quello del gas naturale.

DISPOSIZIONI SPECIFICHE PER GLI UTENTI DEL SETTORE ELETTRICO

Per gli importi dovuti dagli utenti del trasporto di energia elettrica ai distributori, ARERA vuole introdurre un procedimento che anticipa il meccanismo di compensazione che verrà

introdotto con il meccanismo pregresso per gli oneri generali di sistema ([109/2017/R/EEL](#)). In particolare, l'Autorità intende concedere uno sconto su ogni rata pari alla somma (o "anticipazione") che all'interno del meccanismo pregresso degli oneri generali di sistema verrà riconosciuta ai venditori per gli oneri già versati ai distributori, ma non incassati dai clienti finali (lo scomputo di questo anticipo sarà poi considerato nell'applicazione del Meccanismo pregresso degli oneri generali di sistema una volta reso operativo).

Lo sconto di cui gli utenti del trasporto di energia potranno beneficiare sulla rata di saldo degli importi dovuti ai distributori sarà uguale al minimo tra l'importo di oneri generali di sistema non versato dal trasportatore al distributore nei mesi di aprile, maggio e giugno, e un valore tra il 10 e il 15% dell'ammontare massimo che il trasportatore avrebbe potuto non versare, durante il periodo di validità delle misure emergenziali, senza incorrere nelle procedure di inadempimento.

PROPOSTE PER IL VERSAMENTO DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA DA PARTE DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

Le disposizioni proposte da ARERA per il congruaggio degli importi dovuti dai fornitori ai distributori sono riflesse dal meccanismo proposto per il versamento alla CSEA e al GSE degli oneri generali di sistema da parte dei distributori.

Per il settore del gas naturale, l'Autorità prevede il versamento alla Cassa delle somme dovute per coprire gli oneri generali di sistema di aprile, maggio e giugno, dai distributori di gas, una volta avvenuto l'incasso dei versamenti a tantum o delle rate definite dai piani di rateizzazione.

Si applica lo stesso obbligo anche per il settore dell'energia elettrica, ponendo come scadenza per il trasferimento degli importi a copertura degli oneri generali di sistema il quindicesimo giorno del mese successivo all'incasso dei saldi versati dai trasportatori di energia. In aggiunta, sempre con riferimento al settore dell'energia elettrica, gli eventuali importi scontati ai sensi dell'anticipazione

del Meccanismo pregresso degli oneri generali di sistema non dovranno essere corrisposti dai distributori alla CSEA e al GSE, e le imprese distributrici avranno la facoltà fare istanza di ammissione nella sessione 2021 del Meccanismo di reintegro per la quota di oneri anticipata e non riscossa. Quest'ultima procedura è stata proposta per sopperire alla differenza tra le quote minime imposte ai distributori e ai venditori di energia elettrica dalle delibere contenenti le misure urgenti per affrontare la pandemia. Infatti, per le fatture dei mesi di aprile e maggio, la quota minima del fatturato richiesta ai venditori di energia elettrica è stata pari al 70%, mentre i distributori hanno avuto l'obbligo di versare almeno l'80% degli oneri generali di sistema fatturati. Questi ultimi potranno quindi fare istanza qualora gli importi incassati dai fornitori di energia per gli oneri generali di sistema siano stati compresi tra il 70% e l'80% di quelli fatturati.

LE NUOVE MISURE: IL DL RILANCIO E IL PROVVEDIMENTO ATTUATIVO DI ARERA

L'articolo 30 del DL Rilancio segue i suggerimenti avanzati dalla segnalazione 136/2020/I/COM di ARERA, disponendo la riduzione per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020 della spesa per le bollette elettriche dei clienti non domestici connessi in bassa tensione, attraverso un intervento sulle voci identificate da ARERA nella segnalazione, e lasciando all'Autorità il compito di ridefinire le tariffe.

Il Decreto ha inoltre autorizzato il trasferimento di 600 milioni di euro sul Conto emergenza COVID-19 istituito presso la CSEA per il finanziamento della misura, che vanno ad aggiungersi al fondo di 1,5 miliardi di euro istituito presso la Cassa all'inizio dell'emergenza per garantire la sostenibilità degli interventi emergenziali. Il versamento avverrà in due tranche, i primi 300 milioni verranno trasferiti entro i primi 90 giorni dal provvedimento, mentre la restante parte entro il 30 novembre di quest'anno.

Il contributo delle finanze dello Stato per la copertura degli oneri di sistema rappresenta una

novità, visto che finora il loro finanziamento è sempre stato lasciato a carico ai clienti finali, senza distinzione in base al reddito.

Le disposizioni del Governo sono state prontamente recepite da ARERA, che con la delibera 190/2020/R/EEL del 26 maggio ha provveduto alla loro attuazione.

La nuova misura introdotta dal Regolatore prevede:

- per gli utenti non domestici connessi in bassa tensione con potenze disponibili non superiori ai 3 kW, azzeramento della quota fissa delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e di misura disciplinate dal TIT (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica) e dal TIME (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica), e delle tariffe per gli oneri generali di sistema fissate dalla [delibera 95/2020/R/COM](#)
- per gli utenti non domestici connessi in bassa tensione con potenze impiegate superiori ai 3 kW, azzeramento della quota potenza delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura e per gli oneri generali di sistema, e applicazione provvisoria di un corrispettivo di quota fissa pari all'ammontare di quota potenza per una potenza impegnata di 3 kW, con riferimento alla quota potenza precedentemente in vigore e definita dal TIT e dalla delibera 95/2020/R/COM per i rispettivi servizi disciplinati
- per entrambe le tipologie di utente finale, conferma delle quote tariffarie relative al consumo elettrico (quota energia)
- riconoscimento di un rimborso per i clienti con potenza impegnata superiore a 16.5 kW, qualora la potenza massima prelevata nel mese non superi 2 kW
- imposizione di un limite sull'importo della bolletta derivante dal sistema tariffario temporaneo, che non può superare quello che sarebbe risultato dal regolare sistema tariffario.

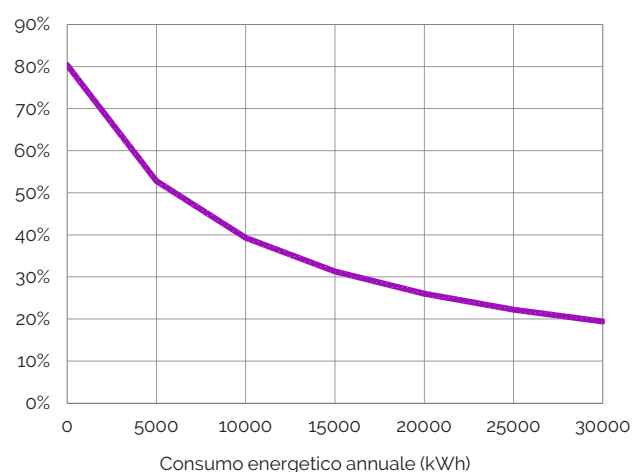
Gli utenti finali con un contratto di maggior tutela si vedono applicati, senza modifiche, i diversi corrispettivi tariffari. Il trasferimento dei risparmi dovuti alle nuove quote tariffarie temporanee dagli esercenti di vendita di maggior tutela ai clienti finali sarà quindi immediato.

Al contrario, per i clienti del mercato libero, la composizione della bolletta può non riflettere la struttura creata dalle varie componenti tariffarie, rendendo difficile il trasferimento diretto dei risparmi agli utenti finali.

ARERA ha quindi specificato l'obbligo per le imprese di vendita di garantire che il cliente finale ottenga una riduzione della spesa misurata al suo profilo secondo le nuove tariffe temporanee.

Le stime di ARERA prevedono che l'intervento coinvolgerà circa 3,7 milioni di PMI, le quali otterranno un taglio significativo delle bollette. Ad esempio, per gli utenti non domestici con potenza impegnata pari a 15 kW, il risparmio in bolletta dovuto all'applicazione delle nuove tariffe sarà superiore al 20% nel caso di un consumo annuo di 25000 kWh, e potrebbe raggiungere valori superiori al 70% per gli utenti con un consumo annuale inferiore ai 1,500 kWh¹ (**Figura 1**).

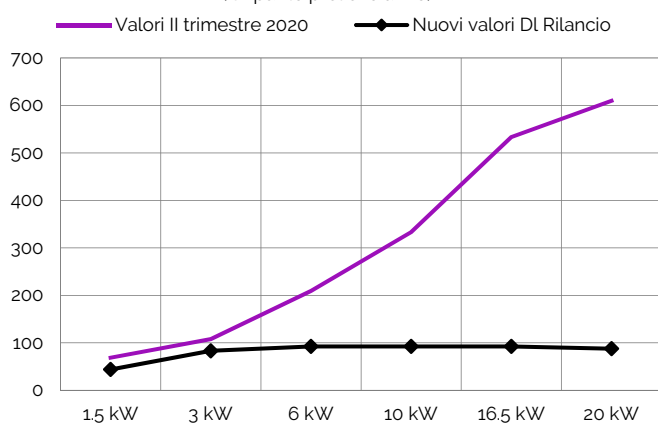
FIGURA 1. RISPARMIO IN BOLLETTA PER UTENTE CON POTENZA IMPIEGATA DI 15 kW



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

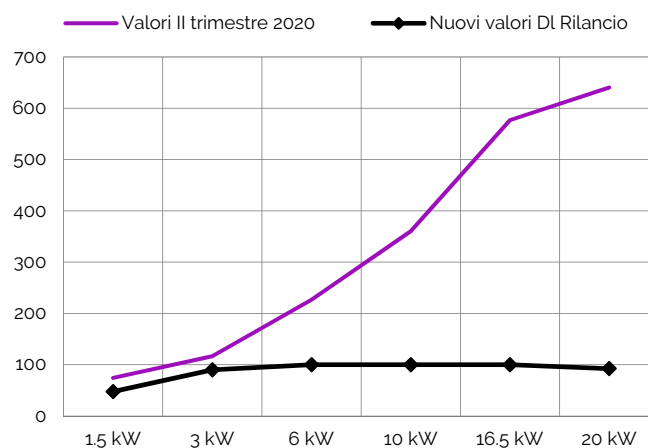
¹ Questi risparmi sono calcolati con riferimento al consumo annuale, mentre i risparmi in bolletta, previsti dal DL rilancio, al momento valgono solo per i mesi di maggio, giugno e luglio.

FIGURA 2. ONERI SERVIZIO DISTRIBUZIONE E MISURA: CORRISPETTIVI DI QUOTA FISSA E POTENZA PER POTENZA IMPEGNATA
(€/punto prelievo anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

FIGURA 3. ONERI GENERALI DI SISTEMA: CORRISPETTIVI DI QUOTA FISSA E POTENZA PER POTENZA IMPEGNATA (€/punto prelievo anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

Il risparmio per gli oneri generali di sistema e per gli oneri dei servizi di distribuzione e misura sarà maggiore per gli utenti con potenza installata superiore (**Figure 2 e 3**).

L'IMPATTO COMPLESSIVO SUI VENDITORI DI ENERGIA

Il ritardo nella pubblicazione del Decreto del Governo ha creato un nuovo rischio per la solvibilità finanziaria dei venditori con minor liquidità a disposizione. Infatti, alla data di pubblicazione del provvedimento attuativo di ARERA, molte delle fatture per la fornitura di energia del mese di maggio erano già state emesse senza tener conto delle modifiche introdotte da ARERA. In tal caso, l'Autorità ha richiesto ai fornitori di energia di concedere i conguagli spettanti entro la seconda fattura successiva emessa. Questo richiede ai venditori di anticipare nuovamente i risparmi ai clienti finali nell'attesa dell'aggiustamento delle fatture con i distributori, creando così nuove potenziali ripercussioni sulla loro solidità economico-finanziaria e, di conseguenza, sul *rating* creditizio.

Sono stati invece tutelati i venditori per quanto concerne i rimborsi per le utenze con potenza impegnata sopra i 16.5 kW.

Gli importi a restituzione dovuti agli utenti finali (qualora la potenza massima registrata non

superi i 2 kW) dovranno infatti essere trasferiti dai distributori alle imprese venditrici entro il prossimo 30 settembre, mentre queste ultime avranno fino alla fine di novembre per riconoscere gli importi ai clienti.

Nel complesso, le nuove misure introdotte da ARERA in seguito al DL Rilancio e le modalità con cui sono stati gestiti i clienti morosi durante il *lockdown* potrebbero influenzare negativamente la concorrenza nel mercato *retail*, creando un vantaggio per le imprese verticalmente integrate e con maggiori risorse finanziarie, e mettendo a rischio la continuità delle attività e degli investimenti di quelle con risorse limitate.

CONFERMATO IL TERMINE PER LA VALIDITÀ DELLE REGOLE TEMPORANEE PER I PREZZI DI SBILANCIAMENTO

Nonostante alcuni dei soggetti interessati dalla temporanea modifica regolatoria sulla valorizzazione degli sbilanciamenti nel mercato elettrico abbiano avanzato proposte per modificare il calcolo dei nuovi *cap* e del *floor* per i prezzi di sbilanciamento e per estendere il periodo di validità della modifica, l'Autorità ha confermato quanto stabilito con la delibera [121/2020/R/EEL](#) di aprile ([207/2020/R/EEL](#)). Gli utenti non abilitati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) vedranno quindi applicati i nuovi tetti minimi e

massimi sui prezzi di sbilanciamento dal 10 marzo al 30 giugno.

La misura temporanea era stata introdotta da ARERA per limitare l'aumento della variabilità dei prezzi di sbilanciamento verificatosi in seguito al calo della domanda di energia elettrica e al generale aumento dell'incertezza dovuti all'avvento della pandemia e alle misure di contenimento introdotte dal Governo (*Newsletter 242*). La modifica regolatoria rimane altrettanto importante per la fase di ripresa delle attività, visto che la maggiore difficoltà di programmazione si protrarrà finché i profili di prelievo degli utenti finali saranno soggetti a variazioni rilevanti rispetto a quelli previsti.

Dallo scorso 28 aprile Terna ha il compito di pubblicare i prezzi di sbilanciamento risultanti dall'applicazione dei limiti temporanei, oltre ai dati dei prezzi preliminari formati sul mercato.

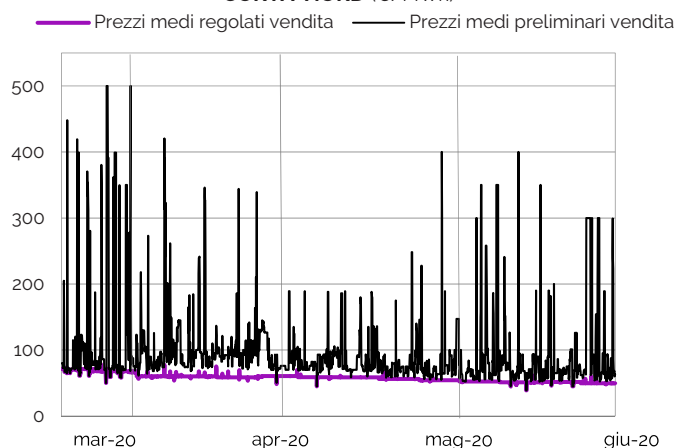
I prezzi di sbilanciamento per le unità non abilitate nella macrozona Nord "corta" (pari ai prezzi medi ponderati delle offerte accettate in vendita sul Mercato di Bilanciamento, MB, nella fascia oraria e nelle zone rilevanti) dopo aver registrato picchi vicini ai 500 €/MWh nel primo mese di *lockdown*, si sono riavvicinati ai valori del *cap* nella seconda metà di aprile, in linea con la minor incertezza percepita una volta stabilizzatosi l'effetto della pandemia. In seguito all'inizio della fase di

riapertura i prezzi medi sono però tornati a salire, raggiungendo picchi di 400 €/MWh. I prezzi risultanti dall'applicazione del *cap* (pari al massimo tra 1.5 volte il prezzo formatosi sul Mercato del Giorno Prima, MGP, per l'ora e la zona di riferimento, e il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato a gas) sono invece rimasti per tutto il periodo dell'intervallo di validità tra i 39 e i 79 €/MWh (**Figura 4**).

Per la zona Nord "lunga" (inerente ai prezzi medi ponderati delle offerte accettate in acquisto sul MB nella fascia oraria e nelle zone corrispondenti), la differenza media tra i prezzi di sbilanciamento formati sul mercato e i prezzi che soddisfano il floor (pari a 0.5 volte il prezzo formatosi sul MGP nell'ora e nella zona di riferimento) ha registrato un massimo nel mese di aprile per poi ridursi nei due mesi successivi (**Figura 5**).

A partire da aprile, sono invece rimasti nello stesso range i prezzi per la macrozona Sud "corta". Infatti, dopo i picchi sopra i 500 €/MWh registrati nel mese di marzo, i prezzi massimi dei mesi successivi si sono fermati sotto questa soglia. I corrispondenti prezzi ottenuti rispettando le nuove regole temporanee sono rimasti per tutto il periodo al di sotto dei 115 €/MWh (**Figura 6**). Nel mese di giugno, i prezzi per la macrozona Sud "lunga" hanno invece registrato un aumento rispetto ai valori di aprile e maggio, andando anche a ridurre la differenza media tra

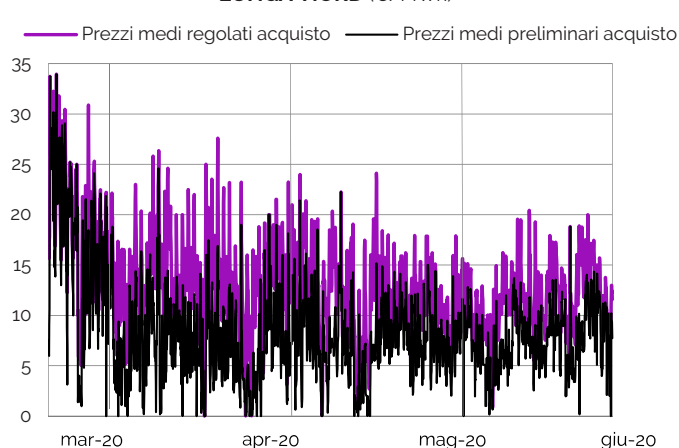
FIGURA 4. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA CORTA-NORD (€/MWh)



Nota: intervallo dati 10 marzo-13 giugno.

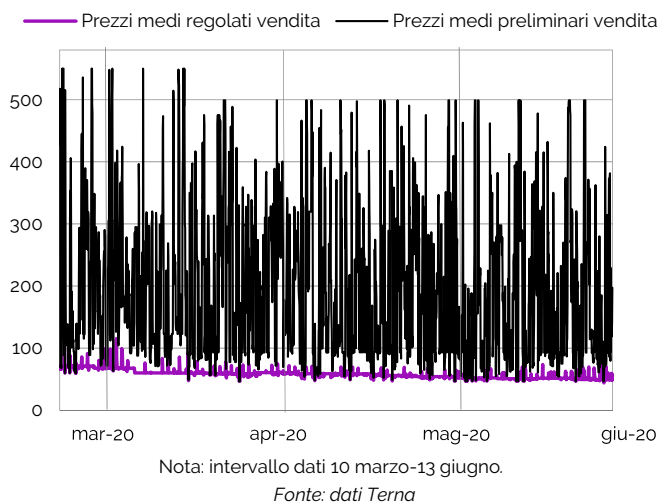
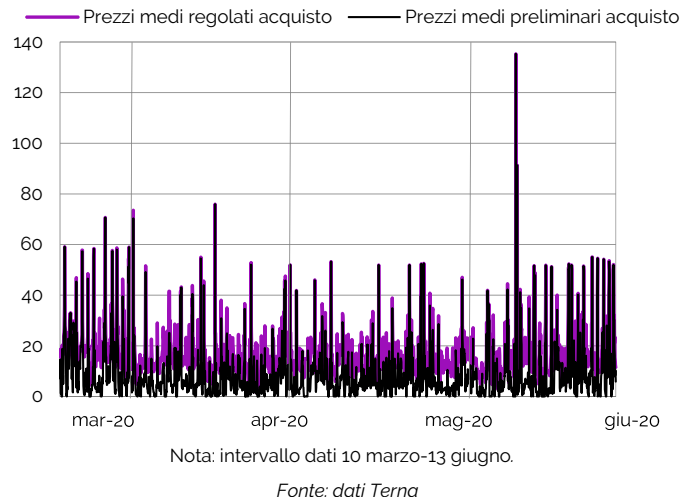
Fonte: dati Terna

FIGURA 5. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA LUNGA-NORD (€/MWh)



Nota: intervallo dati 10 marzo-13 giugno.

Fonte: dati Terna

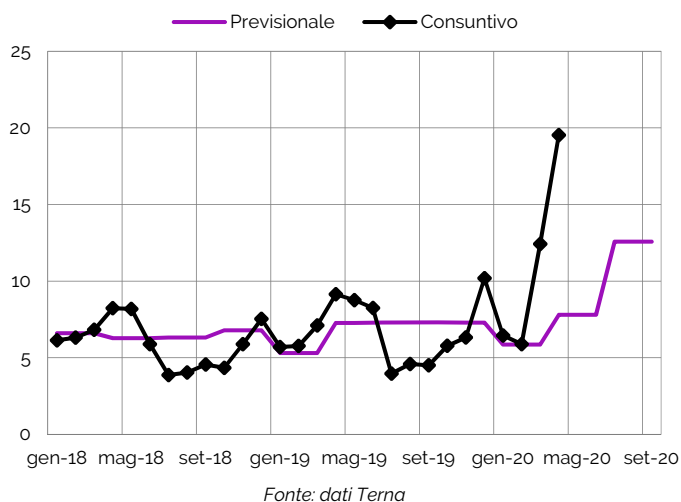
FIGURA 6. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA CORTA-SUD (€/MWh)**FIGURA 7. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA LUNGA-SUD (€/MWh)**

il prezzo formato sul mercato e quello risultante dall'applicazione del *floor* (**Figura 7**).

Come previsto, l'intervento regolatorio è stato accompagnato da un aumento della componente di *uplift*. Infatti, il divario tra i costi sostenuti da Terna per il bilanciamento e i prezzi di sbilanciamento corretti dai limiti temporanei pagati dagli operatori è stato socializzato nella bolletta tramite la quota "dispacciamento" dell'*uplift*.

Il valore consuntivo dell'*uplift* di aprile è stato pari a 19.53 €/MWh, il più alto valore registrato fino a oggi e in aumento del 57% rispetto al costo di marzo (12.53 €/MWh), che era già ben al di sopra dei valori mensili dei due anni precedenti. Anche la componente di *uplift* previsionale per il terzo trimestre del 2020, pari a 12.57 €/MWh, è in aumento del 61% rispetto a quella prevista per il secondo trimestre (7.81 €/MWh) (**Figura 8**).

L'aumento dell'*uplift* è anche volto a coprire i maggiori costi di dispacciamento che Terna ha dovuto sostenere per l'incremento dei volumi approvvigionati sul MSD e sul MB per rimediare alla minore accuratezza delle previsioni di consumo, legata agli effetti della pandemia, e per il connesso aumento dei prezzi per l'accesso a queste risorse.

FIGURA 8. EVOLUZIONE COMPONENTE UPLIFT (€/MWh)

Duemila miliardi per la ripresa europea

Tutte le risorse che la Commissione propone di allocare dovranno essere investite all'interno dei programmi europei, contribuendo agli obiettivi del Green Deal e dell'agenda digitale, aiutando i soggetti maggiormente colpiti e tenendo conto di raccomandazioni annuali agli Stati membri. Quasi il 25% del totale dei fondi verrà speso per investimenti Green, mentre il nostro paese dovrebbe ricevere 81 miliardi di euro in aiuti e 91 miliardi in prestiti, per un totale di 172 miliardi di euro. La decisione finale è attesa per luglio.

LE NOVITÀ SUL FONDO PER LA RIPRESA EUROPEA

Il 19 giugno, il Consiglio Europeo si è riunito per discutere le proposte per guidare la ripresa dei paesi dell'Unione dalla crisi innescata con il diffondersi della pandemia presentate lo scorso maggio dalla Commissione Europea all'Europarlamento.

Con questa prima riunione si è quindi aperta la fase negoziale tra gli Stati membri, che potrà concludersi solo a partire dalla prossima riunione del Consiglio prevista per il 18-19 luglio.

Gli interventi avanzati dalla Commissione diverranno effettivi solo una volta approvati all'unanimità dai paesi dell'Unione, un processo difficile e che potrebbe protrarsi a lungo, visti i pareri contrari già manifestata da alcuni Stati membri, in primis Austria, Olanda, Danimarca e Svezia.

I punti maggiormente discussi riguardano la dimensione e la durata delle misure messe a disposizione, i meccanismi per la distribuzione delle risorse, le condizioni imposte per ricevere gli aiuti e gli effetti sulla dimensione dei contributi degli Stati membri a finanziamento del Quadro Finanziario Pluriennale (QFP) 2021-2027.

A queste criticità devono poi aggiungersi quelle legate alle tempistiche necessarie per mettere in moto le procedure di ratifica di alcuni degli elementi della proposta attraverso i singoli Parlamenti nazionali. Prassi necessarie per procedere all'approvazione del nuovo Piano della Commissione e che verranno avviate solo alla fine dei negoziati.

Nonostante la Presidente della Commissione abbia più volte ribadito la necessità di un intervento tempestivo, è alto il rischio di non vedere approvate le nuove misure europee prima della chiusura estiva, limitando così l'efficacia dei nuovi strumenti nell'aiutare i paesi maggiormente colpiti dagli effetti dell'epidemia.

I FONDI RESI DISPONIBILI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Nella sua proposta per la ripresa europea, la Commissione ha messo a disposizione degli Stati membri più di 2000 miliardi di euro, di cui 750 miliardi attraverso il piano [Next Generation EU](#) (il precedentemente chiamato "Recovery fund"), 1100 miliardi con il potenziamento del QFP 2021-2027 e altri 540 miliardi messi a disposizione attraverso gli altri piani di sostegno per i lavoratori, le PMI e le economie degli Stati membri (quali ad esempio: il SURE, il sostegno per la crisi pandemica nell'ambito del MES e il fondo di garanzia della Banca Europea per gli Investimenti), già approvati dal Consiglio Europeo del 23 aprile (**Tabella 1**).

TABELLA 1. FONDI MESSI A DISPOSIZIONE DALL'UNIONE EUROPEA PER L'EMERGENZA

MISURE	FONDI (B€)
SURE, MES, BEI e altri strumenti approvati dal Consiglio europeo di aprile	540
NEXT GENERATION EU	750
di cui:	
Prestiti	250
Sovvenzioni	500
Quadro Finanziario Pluriennale 2021-2027	1 100
TOTALE	2 390

Fonte: Next Generation EU e documento della Camera dei deputati

LE CARATTERISTICHE DEL PIANO "NEXT GENERATION EU" O NUOVO PATTO GENERAZIONALE EUROPEO

Il piano *Next Generation EU* propone un intervento volto prima di tutto a riparare l'economia europea dagli effetti della pandemia di COVID-19, ma anche finalizzato ad approfittare di questo momento di grande trasformazione per investire in un futuro migliore per le prossime generazioni (da qui il nome del programma). Il piano della Commissione offre misure ingenti e prevede lo sviluppo di strumenti innovativi. Nello specifico, la Commissione è intenzionata a raccogliere 750 miliardi di euro dai mercati finanziari attraverso l'emissione di debito comune europeo (Euro Bond). Per compiere questa manovra, la Commissione propone di alzare il tetto delle risorse al 2% del Reddito Nazionale Lordo (RNL) degli Stati membri (+0.6 punti percentuali), in modo da innalzare temporaneamente le risorse ad un livello sufficiente da permetterle di usare la sua solida posizione creditizia per prendere a prestito le risorse necessarie. Infatti, il massimale delle risorse disponibili determina l'ammontare massimo che la Commissione può richiedere agli Stati membri per la spesa UE, e, andando ad agire su questa voce, la Commissione sarà quindi in grado di allargare lo spazio di manovra (differenza tra massimale delle risorse e massimale pagamenti) usato a garanzia dei prestiti. I fondi verranno poi restituiti attraverso il budget europeo tra il 2028 e il 2058. Al fine di coprire le maggiori spese, la Commissione intende anche far leva su nuove entrate che verranno ottenute, per esempio, attraverso il sistema ETS, la tassazione dei giganti del web e una tassa sulla plastica non riciclata.

I 750 miliardi di euro così raccolti verranno messi a disposizione degli Stati membri secondo due modalità:

- 250 miliardi di euro sotto forma di prestiti
- 500 miliardi di euro sotto forma di sovvenzioni a titolo gratuito, condizionatamente all'approvazione di un piano di investimento nazionale.

Tutte le risorse concesse dalla Commissione dovranno essere investite all'interno dei programmi europei, rispettando e contribuendo agli obiettivi del *Green Deal* ([Newsletter 241](#)) e dell'agenda digitale, aiutando i soggetti maggiormente colpiti e tenendo conto delle raccomandazioni annuali di Bruxelles ai Governi degli Stati membri (*country recommendations*). Con il piano attuale, quasi il 25% del totale dei fondi del budget europeo verrà speso per investimenti "Green", in linea con l'obiettivo iniziale della Commissione di devolvere almeno il 25% della spesa in questo ambito.

Gli obiettivi perseguibili con gli investimenti del piano di ripresa europea sono stati declinati in tre pilastri (**Tabella 2**).

TABELLA 2. DISTRIBUZIONE DEI FONDI NEXT GENERATION EU PER PILASTRO E PER PROGRAMMA EUROPEO

PILASTRI	PROGRAMMI	FONDI (B€)
Sostenere la ripresa degli Stati membri	Recovery and resilience	560
	REACT-EU	55
	Fondo Transizione Giusta	30
	Fondi per lo Sviluppo Rurale	15
Rilanciare l'economia e sostenere gli investimenti privati	Solvency Support Instrument	31
	InvestEU (incl. Strategic investment Facility)	30
Trarre insegnamento dalla crisi	EU4Health	7.7
	rescEU	2
	Orizzonte Europa	13.5

Fonte: *Next Generation EU* e documento della Camera dei deputati

IL PRIMO PILASTRO: SOSTENERE LA RIPRESA DEGLI STATI MEMBRI

La Commissione ha messo a disposizione 560 miliardi di euro (in sovvenzioni e prestiti) attraverso il nuovo Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (*Recovery and resilience facility*). Per accedere a questi fondi, gli Stati Membri dovranno presentare dei Piani di Ripresa Nazionali basati sulle priorità di investimento e riforma del Semestre europeo e allineati con gli altri i piani nazionali, quali ad esempio il Piano Nazionale Energia e Clima e il Piano per la Transizione Giusta. Per l'Italia, questi limiti potrebbero tradursi nella richiesta dell'Europa di attuare riforme nel sistema fiscale e nel mercato del lavoro, e per aumentare l'efficienza della pubblica amministrazione.

Sempre all'interno del primo pilastro, altri 55 miliardi vengono resi disponibili con l'iniziativa di coesione REACT-EU. L'allocazione di questi fondi avverrà attraverso un meccanismo di allocazione che tiene conto dell'eterogeneo impatto della crisi sui diversi paesi europei. Infine, fondi aggiuntivi verranno erogati per il sostegno del Meccanismo per una Transizione Giusta e per i Piani di Sviluppo Rurale.

IL SECONDO PILASTRO: RILANCIARE L'ECONOMIA E SOSTENERE GLI INVESTIMENTI PRIVATI

Il secondo pilastro prevede la messa a disposizione di un budget di 31 miliardi di euro per il nuovo Strumento di Supporto per la Solvibilità (*Solvency Support instrument*), con l'obiettivo di sbloccare più di 300 miliardi di investimenti. Questo strumento dovrebbe fare in modo di ridurre le disparità negli interventi a sostegno delle imprese messe in difficoltà dalla crisi, dovuta alle diverse disponibilità degli Stati membri, andando quindi a diminuire anche i conseguenti effetti distorsivi sulla concorrenza nel mercato interno. La Commissione propone poi di rafforzare il programma InvestEU, duplicandone almeno la capacità, e di creare al suo interno un Fondo di Investimento Strategico (*Strategic investment facility*) con una disponibilità di 15 miliardi e volto a rafforzare la capacità di resilienza e l'autonomia europea. Secondo la Commissione, il piano sarà in grado di sbloccare 150 miliardi di euro di investimenti.

IL TERZO PILASTRO: TRARRE INSEGNAMENTO DALLA CRISI

L'ultimo pilastro consiste nella creazione del programma *EU4Health* con un budget di 9.4 miliardi di euro (di cui solo 7.7 miliardi finanziati dai fondi di *Next Generation EU*), che investirà per preparare l'Europa per prevenire e affrontare l'arrivo di nuove

pandemie (il programma prevede anche il rinforzo di altri piani, come il piano *rescEU*, il Meccanismo unionale di protezione civile, e il programma di ricerca e innovazione Orizzonte Europa).

FONDI PER L'ITALIA

L'Italia risulta essere il primo paese in termini di fondi allocati. Secondo quanto riportato dalla stampa, il nostro paese dovrebbe ricevere 81 miliardi di euro in aiuti e 91 miliardi in prestiti, per un totale di 172 miliardi di euro. Nonostante lo sforzo europeo sembri ingente, bisogna tenere conto che le attuali specifiche potranno subire modifiche prima dell'approvazione definitiva, che molti dei fondi sono condizionali all'attuazione di riforme e che, in generale, non verranno mobilitati tempestivamente. Infatti, con riferimento alla *Recovery and resilience facility*, che da sola dovrebbe mobilitare più dei due terzi dei mezzi di *Next Generation EU*, la richiesta della Commissione rispetto alla sottomissione e all'approvazione dei Piani di Recupero Nazionali per potere accedere ai fondi sottintende il passaggio di un arco di tempo rilevante per la preparazione di questi documenti, il quale andrà a sommarsi alle tempistiche per le negoziazioni delle specifiche del piano.

02



Mercato elettrico

Veicoli elettrici e UVAM: semplificazioni, ma c'è ancora da attendere per gli incentivi

Passi in avanti per la partecipazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici al mercato dei servizi di dispacciamento. Il nuovo Documento per la Consultazione presentato dall'Autorità precisa le modalità di partecipazione dei punti di ricarica alle UVAM, rilassa i requisiti di taglia delle unità virtuali aggregate e chiarisce alcuni aspetti amministrativi. I requisiti e la prevista copertura dei costi per i dispositivi necessari all'implementazione del vehicle-to-grid saranno definiti in dettaglio successivamente, dopo le necessarie analisi tecniche.

Il Decreto MISE ([D.M. 30 gennaio 2020](#)) dello scorso gennaio ha gettato le prime basi normative per la partecipazione dei veicoli elettrici al mercato dei servizi di dispacciamento attraverso il progetto pilota delle UVAM ([Newsletter 240](#)).

La partecipazione delle auto elettriche a MSD avverrà tramite le infrastrutture di ricarica, che avranno la possibilità di coordinare e aggregare l'operazione delle batterie dei veicoli connessi. I punti di ricarica dei veicoli elettrici potranno fornire riserva terziaria e di bilanciamento (sia a salire che a scendere), risoluzione delle congestioni e, ove tecnicamente fattibile, regolazione di tensione e frequenza (primaria e secondaria).

L'erogazione di tali servizi potrà avvenire in modalità V1G, nel caso in cui l'energia venga esclusivamente prelevata dalla rete, oppure in modalità V2G, qualora le batterie dei veicoli iniettino anche energia nella rete. Per garantire un'adeguata partecipazione delle infrastrutture di ricarica al dispacciamento, il Decreto demandava all'Autorità la semplificazione del quadro normativo annuale, un rilassamento dei requisiti tecnici delle UVAM con infrastrutture di ricarica (soprattutto in termini di taglia minima di potenza) e la copertura dei costi per i dispositivi e i sistemi di misura necessari all'implementazione del *vehicle-to-grid*.

INTEGRAZIONE DEI VEICOLI ELETTRICI NELLE UVAM

Il nuovo [DCO 201/2020](#) presenta gli orientamenti preliminari di ARERA su questi punti e chiarisce alcuni degli aspetti normativi e tecnologici più rilevanti. In particolare, viene fatto presente che le diverse tipologie di infrastruttura di ricarica già rientrano tra gli elementi che possono essere aggregati in un'Unità Virtuale Abilitata Mista secondo la disciplina attuale ([Regolamento UVAM](#)). Le infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle-to-grid* con configurazione V1G possono costituire un'unità di consumo a sé stante o essere incluse nell'unità di consumo relativa all'unità immobiliare in cui sono ubicate.

Le infrastrutture di ricarica con configurazione V2G rientrano invece tra i sistemi di accumulo. A tale proposito, va sottolineato che questa classificazione implica l'estensione dell'attuale disciplina regolatoria per lo *storage* ai punti di ricarica V2G. In base alla [delibera 574/2014](#), questi saranno equiparati a unità di produzione (secondo varie casistiche) e godranno delle condizioni di connessione agevolate previste per i sistemi di accumulo.

In maniera simile, si applicheranno anche le disposizioni tariffarie attualmente in consultazione ([DCO 345/2019](#)), che dovrebbero esonerare le infrastrutture di ricarica V2G dal pagamento delle componenti variabili delle tariffe di rete e degli oneri di sistema relativi all'energia prelevata e poi reimpressa in rete.

Alla luce della caratterizzazione dei punti di ricarica come unità di consumo o sistemi di accumulo, il Regolatore conclude che non sussiste alcun ostacolo tecnico specifico per la partecipazione dei veicoli elettrici alle UVAM secondo la normativa vigente. Al contrario, evidenzia che l'integrazione del *vehicle-to-grid* e la potenziale aggregazione delle centraline di ricarica con altre unità di produzione o consumo dovrebbe incrementare la flessibilità degli operatori, consentendone la partecipazione a MSD con un portfolio di risorse più differenziato ed efficiente. Partendo da queste premesse, il DCO fa seguito alle richieste di semplificazione contenute nel Decreto Ministeriale di gennaio. Il provvedimento più rilevante in questo ambito è sicuramente la decisione di ridurre il requisito di potenza minima modulabile delle UVAM dall'attuale 1 MW a 0,2 MW. Tale provvedimento riguarderà non solo le infrastrutture di ricarica dei veicoli (requisito minimo presente nel DM), ma in generale tutti gli aggregati partecipanti alle UVAM, al fine di preservare il principio di neutralità tecnologica. Tale decisione inoltre è coerente con gli orientamenti del Regolatore sul nuovo TIDE ([DCO 322/2019](#)) che non prevedono alcun vincolo minimo di potenza modulabile per l'abilitazione a MSD. Va sottolineato che ulteriori semplificazioni per i punti di ricarica domestici sono state introdotte indirettamente dalla [delibera 153/2020](#), che prevede l'estensione delle UVAM anche ai punti non trattati su base oraria ai fini del settlement, purché dotati di apposite apparecchiature di misura che consentano verifiche a campione da parte dell'impresa distributrice. Tale disposizione riguarda i punti di immissione/prelievo con potenza non superiore ai 55 kW e quindi include i punti di ricarica domestici.

DISPOSITIVI E SISTEMI DI MISURA: REQUISITI E COPERTURA DEI COSTI

Il DCO affronta anche il tema dei dispositivi necessari all'implementazione del *vehicle-to-grid*, fornendo alcune indicazioni preliminari a cui però dovranno seguire documenti tecnici più dettagliati. In particolare, viene riconosciuta la necessità sollevata dal DL di definire dei requisiti tecnici minimi per i dispositivi e i misuratori delle infrastrutture di ricarica che intendono partecipare alle UVAM. Tali requisiti saranno differenziati in base alla tecnologia specifica (V1G o V2G), prevedendo eventualmente delle specifiche particolari per i punti di ricarica domestici.

L'Autorità dà mandato al CEI per la definizione dei requisiti tecnici mediante inchieste pubbliche e gruppi di lavoro che coinvolgano gli operatori del settore.

Come stabilito nel DL, i costi dei dispositivi e dei misuratori necessari ad abilitare la partecipazione delle infrastrutture di ricarica alle UVAM saranno coperti da un contributo, al fine di incentivare la diffusione del *vehicle-to-grid*.

La proposta contenuta nel DCO quantifica il contributo come la differenza di costo tra le apparecchiature (V1G o V2G) che consentono la partecipazione alle UVAM e le infrastrutture di ricarica standard. Tale differenza potrà essere determinata in maniera esplicita solo in seguito alla definizione dei requisiti tecnici da parte del CEI e a un'analisi delle caratteristiche e dei prezzi dei sistemi di ricarica, effettuata dal regolatore in collaborazione con le principali associazioni di settore.

Il contributo sarà erogato da Terna in più anni consecutivi, sarà finanziato tramite l'*uplift* e verrà riconosciuto una sola volta per ogni punto di connessione. Il gestore dell'infrastruttura di ricarica dovrà richiedere il contributo a Terna attraverso il proprio BSP, specificando le caratteristiche tecniche dell'infrastruttura di ricarica. Terna verificherà quindi la disponibilità dell'UVAM interessata a fornire servizi ancillari e, in caso di

esito positivo, procederà a erogare il contributo. La verifica di disponibilità potrebbe considerare requisiti simili a quelli previsti per l'attuale contrattualizzazione a termine, prevedendo per esempio che l'UVAM debba presentare offerte su MSD per almeno due ore al giorno, dal lunedì al venerdì. Il Regolatore ha invitato a indicare se sia preferibile considerare approcci alternativi che prevedano l'erogazione del contributo da parte del GSE, nel caso siano necessarie valutazioni più dettagliate per determinare l'entità del contributo caso per caso.

INTERAZIONI CON LO SCAMBIO SUL POSTO

Il DCO specifica anche i necessari adeguamenti al meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP) qualora i relativi impianti di produzione condividano il punto di connessione con infrastrutture di ricarica. Il caso più rilevante riguarda i punti di ricarica V2G, che sono equiparati a sistemi di accumulo e hanno la capacità di immettere energia in rete. In questo caso, il contributo in conto scambio del SSP erogato dal GSE sarà relativo al minimo tra l'energia immessa in rete riconducibile agli impianti di generazione inclusi nel SSP e la parte dell'energia elettrica prelevata sulla quale sono state applicate le componenti tariffarie variabili (escludendo quindi l'energia prelevata dalle infrastrutture di ricarica).

Le modalità di calcolo di questa quantità dipenderanno da quale soluzione, tra quelle proposte nel DCO 345/2019, verrà utilizzata per esonerare dalle componenti tariffarie variabili l'energia prelevata e poi reimmessa in rete dai sistemi di accumulo. Nel caso in cui tale energia venga associata al punto di immissione e trattata come energia immessa negativa, sarà il gestore di rete a comunicare la generazione degli impianti SSP al GSE, in quanto già coinvolto nel calcolo

dell'energia prelevata e poi re-immessa dai sistemi di accumulo. Nel caso invece in cui le componenti tariffarie relative all'energia prelevata dallo *storage* siano restituite ex-post dal GSE, quest'ultimo resterà l'unico soggetto coinvolto nella determinazione degli algoritmi e nel calcolo di tutte le quantità rilevanti.

Va tenuto presente che, in entrambi i casi, potrebbe essere necessaria l'installazione di apposite apparecchiature di misura per rilevare l'energia in ingresso e in uscita dall'infrastruttura di ricarica.

DETENTORI DEI VEICOLI: INFORMAZIONE E AUTORIZZAZIONI

La partecipazione delle infrastrutture di ricarica al MSD è resa possibile dalle batterie dei veicoli connessi, utilizzate per immettere e prelevare energia dalla rete. In questo contesto, è necessario che i gestori delle UVAM con infrastrutture di ricarica informino gli utenti dell'utilizzo che viene fatto dei loro veicoli, in modo da poterne valutare gli effetti sulle prestazioni e la vita utile delle batterie. Viene dato incarico al GSE di determinare in dettaglio le informazioni da comunicare, sulla base anche di indagini tecnologiche e di mercato. Allo stesso modo, è necessario che gli utilizzatori dei veicoli elettrici siano anche informati e acconsentano alle modalità e condizioni economiche con cui il loro veicolo partecipa alla fornitura dei servizi. Attualmente, il DM prevede in tutti i casi la necessità di un consenso esplicito da parte dei detentori dei veicoli. L'Autorità suggerisce che nel caso di infrastrutture in luogo pubblico, dato l'elevato numero di potenziali clienti, si possano utilizzare modalità semplificate. Per esempio, si potrebbe prevedere l'esposizione di un cartello informativo sulle caratteristiche del servizio e un consenso implicito da parte degli utilizzatori dei veicoli.

A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on a dark blue sea under a clear sky. The foreground shows a close-up of a turbine's hub and blades.

03

Energie rinnovabili e clima

Aste FER1: il problema autorizzazioni influisce sui risultati

Gli esiti della prima asta evidenziano i benefici del meccanismo e dell'avvicinamento alle condizioni di market parity, mentre la seconda asta, andata corta, riflette la situazione di difficoltà che impedisce a tanti nuovi investimenti di prendere vita a causa della lentezza delle procedure autorizzative. Dovesse questa situazione ripetersi nei prossimi bandi, si rischierebbe di rallentare ulteriormente lo sviluppo di nuova capacità FER in vista del raggiungimento degli obiettivi PNIEC, e di vanificare i benefici attesi del sistema ad asta.

I risultati dei primi due bandi per l'assegnazione degli incentivi secondo le disposizioni del decreto ministeriale del 4 luglio 2019 ([decreto FER1](#)), entrambi svolti prima che la crisi da COVID-19 stravolgesse i mercati, offrono diversi spunti di riflessione riguardo alla peculiare situazione che il settore delle rinnovabili sta vivendo in Italia.

Infatti, se gli esiti del primo bando evidenziano i benefici sia del meccanismo sia dell'avvicinamento delle condizioni di *market parity* derivante dal progresso tecnologico, gli esiti del secondo, andato corto, riflettono invece la situazione di difficoltà che impedisce a tanti nuovi investimenti di prendere vita a causa degli impedimenti, per una parte rilevante dell'offerta, nel presentare progetti compatibili con le regole delle aste (sono infatti esclusi dai bandi i progetti fotovoltaici realizzati in aree agricole) e della generale lentezza degli iter autorizzativi.

Dovesse questa situazione ripetersi nei prossimi bandi, si rischierebbe non solo di rallentare ulteriormente lo sviluppo di nuova capacità FER in vista del raggiungimento degli obiettivi PNIEC (la capacità assegnata finora tramite asta rappresenta meno del 3% della capacità da sviluppare per raggiungere l'obiettivo), ma anche di vanificare i benefici attesi del sistema ad asta, con inevitabili conseguenze sulla bolletta dei consumatori.

COMPLESSIVAMENTE, SOLO IL 69% DEL CONTINGENTE DISPONIBILE TRA ASTE E REGISTRI RISULTA ASSEGNATO

Degli 1.6 GW di contingente complessivamente messi a disposizione finora per le procedure concluse il 30 ottobre 2019 e il 31 gennaio scorso, solo circa 1.1 GW sono stati assegnati: 587.5 MW a seguito del primo bando e 521.6 MW a seguito del secondo.

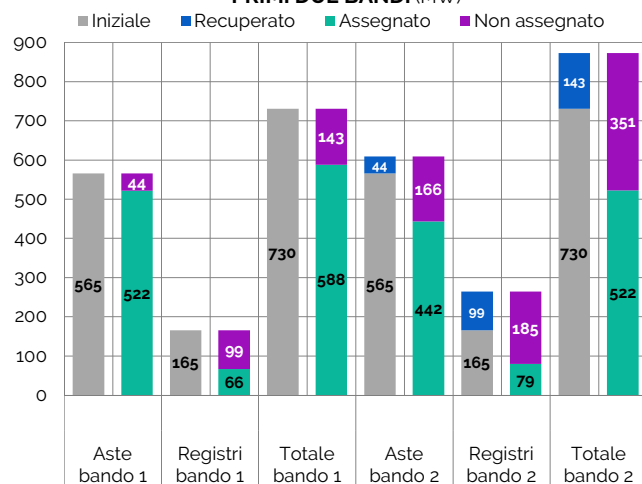
Tra il bando di ottobre 2019 e quello di gennaio 2020 si è infatti registrata una diminuzione della capacità assegnata sia in termini assoluti che percentuali: il rapporto tra potenza assegnata e contingente totale disponibile è stato nel secondo bando inferiore di circa il 20%¹ rispetto al primo.

In **Figura 1** i macro-risultati dei primi due bandi divisi tra aste e registri, con l'evidenza dell'ammontare di contingente non assegnato nel primo e quindi aggiunto al contingente iniziale nel secondo. Le quantità non assegnate nel secondo risulteranno poi aggiunte al contingente iniziale previsto per il terzo bando.

ASTE EOLICO E FOTOVOLTAICO: RISULTATI CONDIZIONATI DALLO STALLO AUTORIZZATIVO

Le differenze tra primo e secondo bando sono particolarmente rilevanti per quanto riguarda i risultati relativi alle aste per la Categoria A definita dal decreto FER1, ovvero quella dedicata agli impianti eolici *onshore* e fotovoltaici di grande taglia, il cui dettaglio è riportato nella **Tabella 1**.

¹ Il contingente totale disponibile nel secondo bando è comprensivo della quota di contingente non assegnato nel primo bando che è stata recuperata, come da regolamento.

FIGURA 1. ASSEGNAZIONE DEL CONTINGENTE NEI PRIMI DUE BANDI (MW)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

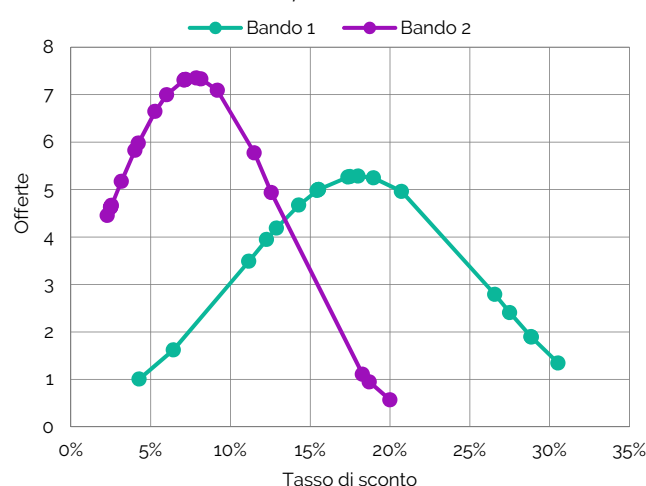
TABELLA 1. DETTAGLIO DEI RISULTATI DELLE ASTE NEI PRIMI DUE BANDI

Regione	Potenza accettata (MW)	N.ro progetti eolico	N.ro progetti solare	Media pesata sconto
BANDO 1				
Basilicata	149.0	5	-	10.0%
Campania	148.1	4	-	24.6%
Sicilia	80.5	3	-	22.1%
Puglia	58.6	3	-	21.9%
Molise	29.4	1	-	28.8%
Liguria	29.4	2	-	14.3%
Sardegna	5.1	-	1	14.3%
BANDO 2				
Puglia	125.4	7	-	4.7%
Campania	118.8	4	-	11.3%
Basilicata	81.8	2	-	8.7%
Sardegna	36.9	1	1	9.1%
Sicilia	28.8	1	-	2.5%
Liguria	12.0	2	-	5.0%
Piemonte	9.7	-	2	7.1%
Calabria	8.0	1	-	8.2%
Lazio	3.9	-	1	5.3%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

Oltre alla scarsa partecipazione di progetti fotovoltaici in entrambi i bandi (solo 5 progetti su 41, per un totale inferiore ai 25 MW), dovuta sostanzialmente alla mancanza di impianti autorizzati che rispettino i vincoli posti alla partecipazione per tale tecnologia, si nota immediatamente che a fronte di una partecipazione cospicua durante il primo, che ha visto concorrere circa 100 MW in più rispetto al livello di contingente disponibile (500 MW), il secondo ha rivelato invece un mercato corto, dove circa il 15% (ovvero circa 75 MW) del contingente non è stato assegnato.

La possibilità che la seconda asta andasse corta era un'ipotesi giudicata plausibile e condivisa da tanti operatori del settore, e questo ha avuto implicazioni rilevanti in termini competitivi: se nella prima asta il tasso medio di sconto rispetto alla base di partenza (70 €/MWh) è stato del 18% (equivalente a un premio di circa 57.4 €/MWh), con un sorprendente massimo di oltre il 30% (meno di 49 €/MWh) e con solo 2 offerte su 19 sotto il 10%, nella seconda asta questi valori sono invece diminuiti significativamente, facendo registrare una media inferiore all'8% (circa 65 €/MWh), un massimo del 20% (56 €/MWh) e solo 4 offerte su 22 al di sopra del 10% (**Figura 2**).

FIGURA 2. DISTRIBUZIONE DEL TASSO DI SCONTO, CATEGORIA A

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

Il risultato dell'ultima asta potrebbe anticipare sia i risultati del bando chiusosi il 31 maggio (i cui esiti sono attesi in estate) che quelli dei bandi seguenti, almeno per quanto riguarda il 2020.

Lo scarso livello di partecipazione registrato nel secondo bando è da considerarsi quindi il risultato della combinazione da un lato dell'esclusione specifica dalle aste di progetti fotovoltaici siti in aree classificate a uso agricolo per motivi legati all'utilizzo del suolo, dall'altro delle generali difficoltà autorizzative a cui vanno incontro gli impianti FER nuovi e in rifacimento/ripotenziamento, figlie di un'organizzazione che non risulta in grado di garantire un processo di *permitting* fluido, uniforme

sul territorio nazionale, coerente con il principio di autorizzazione unica e dalle tempistiche certe e omogenee per i progetti proposti. Gli sviluppatori di progetti, infatti, evidenziano un tempo medio necessario per giungere al termine di una procedura autorizzativa di un impianto FER che attualmente si aggira attorno ai 4-5 anni². La rilevanza del dato trova conferma nel numero.

La mancanza di progetti lato offerta quindi ha avuto delle conseguenze dirette sui risultati dell'ultima asta, rendendone di fatto inefficace il meccanismo, che non ha potuto asservire lo scopo di premiare le risorse più efficienti e meno costose per la comunità.

In primo luogo, come è stato detto, il fatto che la mancanza di progetti autorizzati qualificati per partecipare alla seconda asta potesse determinare un mercato corto fosse un'ipotesi plausibile e condivisa tra gli operatori del settore, può aver sicuramente indotto i partecipanti a implementare strategie poco competitive con ragionevole sicurezza di risultare comunque vincitori in asta.

In secondo luogo, anche il fatto che i tempi autorizzativi siano così dilatati, causa di per sé un ritardo nel *go-to-market* degli impianti e ha un effetto: infatti è plausibile che parte dei progetti che hanno partecipato finora ai bandi, come parte di quelli che parteciperanno alle prossime sessioni, sia più "datata" a livello tecnologico-prestazionale di quanto ci si possa aspettare guardando ai progressi tecnologici più recenti, il che influisce ovviamente sulla competitività esprimibile in fase d'asta.

Infine, questi due elementi vanno poi a sommarsi a uno svantaggio fisiologico a cui parte dei nuovi progetti proposti possono essere soggetti (in particolar modo gli eolici, che hanno finora monopolizzato il contingente), ovvero quello di beneficiare tendenzialmente di condizioni, in termini di accessibilità e disponibilità della fonte rinnovabile meno favorevoli rispetto a quelle dei progetti esistenti, che all'inizio hanno occupato ovviamente i siti più profittevoli.

Pertanto, tutto considerato, è ragionevole pensare che il rischio di vedere porzioni rilevanti di contingente non assegnato nelle prossime aste (e quindi strategie di ribasso coerenti con quelle dell'ultimo bando), in ragione anche degli ulteriori rallentamenti dovuti all'emergenza da COVID-19, sia tutt'altro che remoto.

L'IMPATTO DELLA PERDITA DI COMPETITIVITÀ

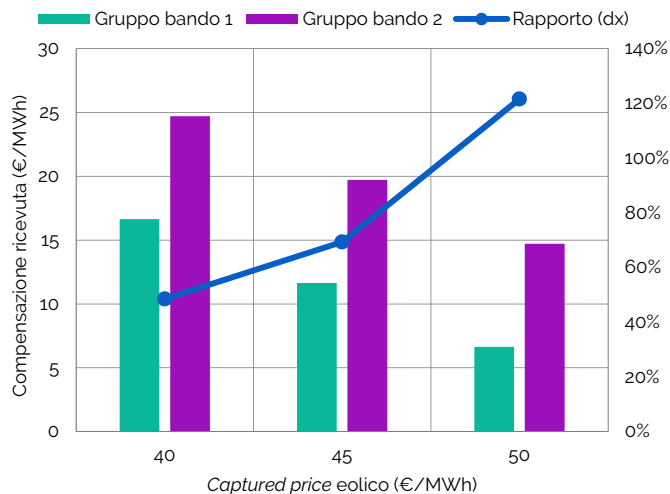
Per capire meglio l'entità dell'impatto che, nel contesto delle aste, una perdita di competitività può avere in termini di spesa, si propone il seguente esercizio, basato proprio sugli esiti delle prime due aste del FER¹.

Per diversi livelli di *captured price* annuale degli impianti eolici e fotovoltaici, abbiamo messo a confronto il costo per MWh che il GSE dovrebbe sostenere (e poi riversare in bolletta) per compensare l'insieme degli impianti vincitori della seconda asta rispetto a quelli vincitori della prima, sulla base della potenza assegnata e degli sconti offerti così come risultanti dalle graduatorie pubblicate dal GSE.

I valori dei *captured price* sono stati fissati in ottica di una graduale ripresa post-pandemia e per semplicità sono stati attribuiti alla tecnologia eolica e ridotti di 2 €/MWh per quella fotovoltaica. Per convenienza si è fissato anche un *load factor* univoco per tutti gli impianti appartenenti a una stessa tecnologia, pari a 2,500 ore/anno per l'eolico e a 1,500 ore/anno per il fotovoltaico.

I risultati dell'esercizio mostrano che, in presenza di prezzi di mercato in linea coi *trend* pre-pandemia, nonostante il contingente assegnato nella seconda asta sia di circa 75 MW inferiore a quello assegnato nella prima, per ogni MWh prodotto dall'insieme degli impianti vincitori della seconda asta il costo di compensazione sostenuto dal GSE si muove in un *range* compreso tra il 50% e il 120% circa in più rispetto al medesimo costo riferito invece agli impianti vincitori nella prima asta. In particolare, il divario percentuale tra i due gruppi è tanto più grande quanto più alto il *captured price* a mercato (Figura 3).

² Testimonianze degli operatori del settore raccolte nell'ambito del PPA Committee.

**FIGURA 3. COMPENSAZIONE PER I GRUPPI
BANDO 1 E BANDO 2**

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

POSSIBILI MISURE DI ARGINAMENTO

Dall'ultima asta a oggi non ci sono elementi che suggeriscano un'estensione dell'offerta e quindi una maggiore partecipazione rispetto all'ultimo bando. Considerando infatti i potenziali ritardi indotti dalle limitazioni causate dalla pandemia e che ai contingenti d'asta vanno aggiunti i MW non assegnati durante i bandi precedenti, è ragionevole aspettarsi che anche il risultato delle prossime aste converga verso i prezzi massimi.

A tal riguardo potrebbe essere utile valutare la possibilità di adottare nel breve termine misure volte a preservare la competitività in asta, in attesa che nei prossimi mesi siano rivedute le linee guida per semplificare i processi autorizzativi, che rappresentano una parte consistente del problema.

In particolare, misure di breve termine facilmente implementabili potrebbero ad esempio prevedere di posticipare ad aste successive le quantità non assegnate negli ultimi bandi, o ricalcare quelle già adottate in primavera in Francia, dove ad aprile è stato deciso di decurtare di due terzi il contingente delle aste in programma a luglio (contingente che sarà recuperato nelle aste di novembre) per poter meglio accompagnare le iniziative visto il periodo di contingenza e favorire lo svolgimento di procedure d'asta sufficientemente competitive. Simili provvedimenti sono al vaglio anche in Grecia, dove i regolatori hanno comunicato di considerare la possibilità di rivalutare il programma delle aste 2020 per gli stessi motivi.



04

Gare gas

Monitoraggio delle gare gas

QUADRO NORMATIVO

- Con le discussioni post COVID-19 anche la questione gare gas è stata ripresa con drivers e proposte da parte di diversi *stakeholder* volti alla risoluzione di una empanse che ormai va avanti da anni. A tal proposito il MiSE lavora sul decreto semplificazioni con la proposta di una moratoria di "alcuni anni" per poter predisporre una riforma profonda dell'attuale quadro normativo finalizzata allo sblocco degli investimenti e all'estensione della gestione delle gare anche a MiSE, Ministero per gli Affari regionali, Anci e ARERA.

STRATEGIE

- A Maggio 2020 A2A e Aeb hanno concluso un accordo. A2A cede ad Aeb alcuni asset di Unareti (79 mila PDR nelle province di Milano e Bergamo e l'intera quota della società dedicata alle attività di illuminazione pubblica) in cambio di una quota del 33,5% di Aeb stessa, mettendosi così nella posizione di poter partecipare alle gare d'appalto degli ATEM di **MONZA-BRIANZA**, **BERGAMO 2** e **MILANO 4**. L'operazione è stata momentaneamente sospesa dal TAR su istanza del M5S Lombardo.
- La *multiutility* veronese AGSM e la vicentina AIM hanno firmato lo scorso aprile un accordo con A2A per una partnership nel nord-est d'Italia con esclusiva fino a settembre. L'accordo prevede la creazione di una nuova entità (30% A2A e 70% diviso tra AGSM e AIM) che affermerà la sua posizione negli ATEM di **VERONA 1-2**, **VICENZA 4**, **TREVISIO 1** e **VENEZIA 2** gestendo circa 200 mila PDR, pari al 10% dell'intera regione. L'accordo, tuttavia, ha subito un'avvisaglia di instabilità quando (a fine maggio) Hera, Iren e Alperia/Dolomiti Energia hanno presentato le manifestazioni di interesse per sostituirsi ad A2A nell'operazione. Le proposte sono al vaglio delle due *utility* venete che puntano in ogni caso a mantenere salda l'autonomia Veronese-Vicentina.

- Italgas si rafforza in Piemonte acquisendo il 15% di Reti Distribuzione dal Gruppo AEG, attivo in 49 Comuni con 32 mila PDR principalmente a Ivrea e nei territori limitrofi. Il prezzo concordato per la quota di Reti Distribuzione è di 4,56 milioni di euro. Con questa operazione Italgas rafforza la propria presenza in Piemonte, dove opera già grazie a un asset swap con A2A concluso lo scorso anno in provincia di Alessandria. In soli 2 anni Italgas ha rilevato circa 200,000 PDR con investimenti per 350 milioni di euro.
- Il gruppo Italgas mira ad ampliare le linee estere presentando la sua un'offerta a DEPA (la società pubblica greca gas) per 420 mila PDR e quasi 5,000 km di gasdotti. Italgas compete con altri otto concorrenti, tra cui diversi Fondi. Le offerte vincolanti sono attese prima della fine dell'estate.

GARE GAS

- L'ATEM **BELLUNO** è stato ufficialmente assegnato a Italgas, nonostante le proteste di alcuni Comuni sul valore *VIR*. **BELLUNO** comprende 34 Comuni metanizzati, serviti da 990 km di gasdotti, per un totale di 47,000 utenti finali. Il valore *RAB* è di 43 milioni di euro e sono previsti investimenti per 135 milioni di euro per estendere le reti (per oltre 300 km) ad aree non ancora raggiunte dal servizio, 17 nuovi Comuni saranno metanizzati e più di 38,000 clienti finali saranno collegati alla rete.
- L'emergenza COVID-19 ha rallentato ulteriormente il già difficile processo di gara del gas. La deadline per presentare offerte per gli ATEM **MONZA-BRIANZA** e **NAPOLI 1** è **VICENZA 4** e **NAPOLI 1** stata rinviata. Nuovo rinvio anche per l'ATEM **POTENZA 2** dovuto al procedimento di verifica degli scostamenti fra *VIR* e *RAB* superiori al 10%, nuovo termine fissato per il 1 dicembre 2021.
- Il comune di Dalmine, in qualità di ente aggiudicatore di ATEM **BERGAMO 3**, ha sospeso la scadenza della manifestazione di Interesse

originariamente fissata per il 29 maggio. Il processo riprenderà non appena l'Autorità di regolamentazione si pronuncerà definitivamente sui valori *VIR* trasmessi dalle autorità locali, che divergono di oltre il 10% da *RAB*. L'ATEM **BERGAMO 3** ha un valore totale stimato di 116 milioni di euro e comprende una rete di 956 km che nel 2012 ha distribuito 163,4 milioni di mc di gas a 84,9 mila PDR. Il termine per la presentazione delle domande è 29/11/2020.

- Anche gli ATEM **BRESCIA 1** e **VERONA 2** hanno deciso di sospendere i termini dell'EOI a causa dell'emergenza COVID-19. I nuovi termini per la presentazione delle domande per **BRESCIA 1** sono il 31/10/2020 mentre per **VERONA 2** il 30/06/2021.
- A seguito di una denuncia esposta dal Comune di Venezia, l'Antitrust ha aperto un fascicolo per determinare se Italgas ha volutamente evitato di inviare la documentazione per ritardare l'offerta per l'ATEM **VENEZIA 1**. Il ritardo consentirebbe a Italgas di continuare a estendere la gestione del servizio di distribuzione nell'ATEM **VENEZIA 1**, controllato da Italgas per il 97%. Le indagini proseguono in attesa di una risposta dell'azienda.

RICORSI

- È prevista per luglio la Sentenza del Consiglio di Stato per l'ATEM **MILANO 1**. Dopo l'intervento del TAR nel novembre 2019 che ha annullato l'assegnazione della gara, il Consiglio di Stato si esprimerà sulla validità della gara il 9 luglio 2020. Zi Retegas e Unareti, gruppo A2A, sono stati gli unici due partecipanti alla gara. In caso di esito negativo potrebbe essere necessario indire nuova gara.
- Il TAR deciderà in merito all'assegnazione dell'ATEM **AOSTA** il 14 luglio 2020. Gli operatori, Megareti (AGSM Verona) e Energie des Alpes (gruppo Energy), hanno contestato l'assegnazione della gara a Italgas all'inizio di gennaio. In risposta, Italgas ha presentato ricorso al TAR contro i due operatori per la mancanza di adeguati requisiti per la partecipazione alla gara d'appalto. **AOSTA** comprende 41 Comuni con circa 20 mila PDR, una rete di km 360 e una *RAB* di 41 milioni di euro.
- Il TAR ha confermato che il Comune di Cislano ha violato la normativa sulle procedure ATEM bandendo in solitaria la gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas. La decisione era legata all'esigenza di "interrompere la prosecuzione della gestione del servizio in regime di proroga di una concessione ormai scaduta ma il TAR non ha condiviso le tesi del Comune e ha vietato la prosecuzione della gara.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
3	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	Italgas

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	2
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	
3	TORINO 1	30/2018/R/gas		23/05/2019	11/12/2019	

GARE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	01/07/2020	BASSO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
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

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	VARESE 2	NO		11/09/2015	24/07/2020	MEDIO
2	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2020	MEDIO
3	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	31/10/2020	ALTO
4	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	30/10/2020	MEDIO
5	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	31/10/2020	MEDIO
6	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	29/11/2020	MEDIO
7	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	31/12/2020	MEDIO
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	ALTO
9	MILANO 3	NO		31/01/2020	31/12/2020	MEDIO
10	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/01/2021	ALTO
11	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/03/2021	ALTO
12	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	ALTO
13	POTENZA 2	NO		06/02/2020	01/12/2021	ALTO

GARE ANNULLATE O SOSPESSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
2	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO
3	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
5	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
6	BIELLA	NO		29/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLI-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	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
9	PRATO		406/2019/r/GAS	NO		ALTO
10	RIMINI		450/2019/R/gas	NO		BASSO
11	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO

Dati aggiornati al 23/06/2020



05

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2020	AS 2019	Var. %
Domanda	119 551	129 505	-7.7%
Produzione netta	107 358	114 906	-6.6%
- Termoelettrico	67 546	77 189	-12.5%
- Rinnovabili**	39 812	37 717	5.6%
Saldo estero	13 576	16 126	-15.8%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

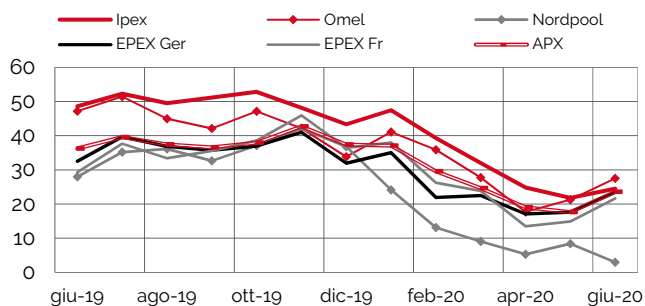
	AS 2020	AS 2019	Var. %
Industriale	5.9	6.7	-12.2%
Termoelettrico	9.8	11.2	-12.3%
Distribuzione	17.1	18.6	-8.4%
Altro	0.7	1.2	-44.0%
Totale	33.5	37.8	-11.4%

Valori cumulati al 14/06/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

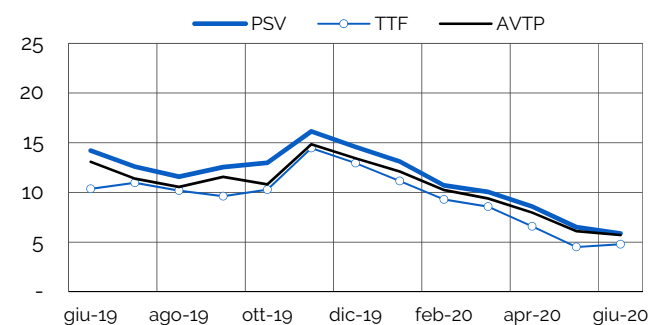
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 16/06/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

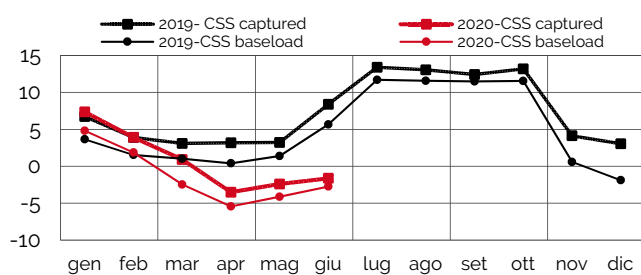


Medie mensili. Ultimo dato al 16/06/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



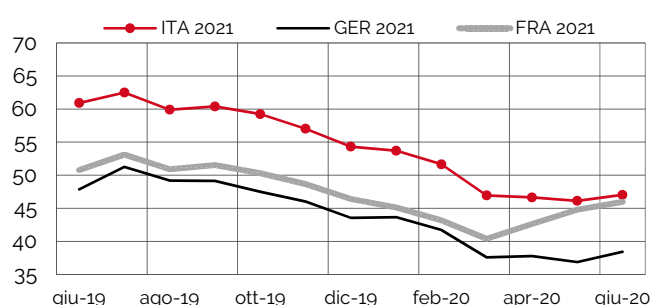
Calcolati su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 07/06/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)

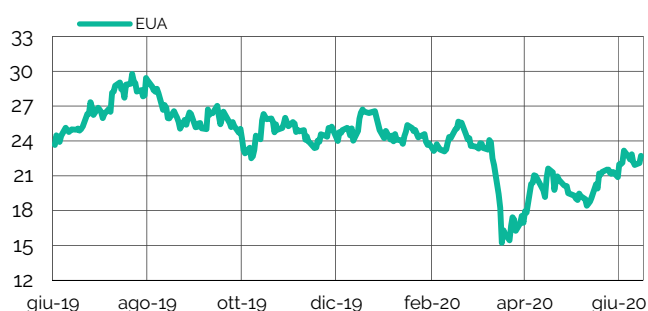


Medie mensili. Ultimo dato al 17/06/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

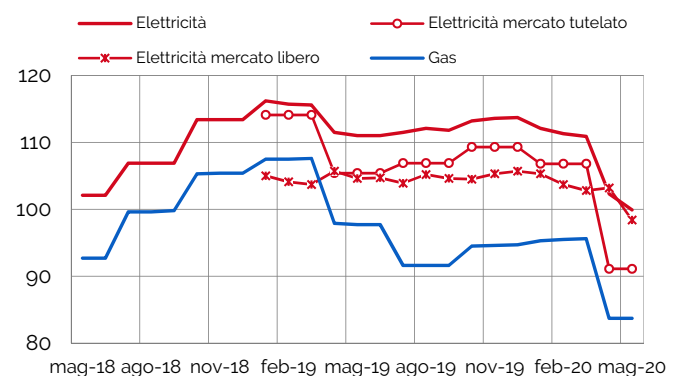
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 16/06/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

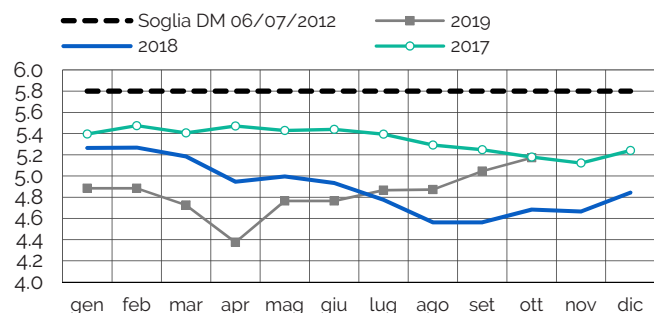


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

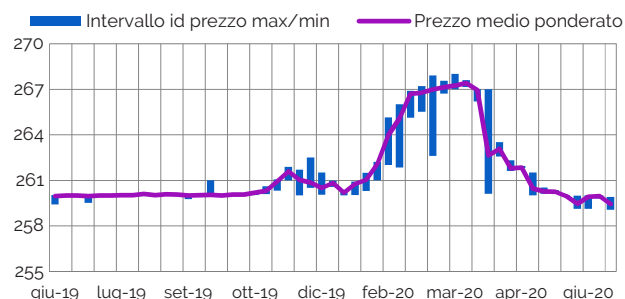


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/12/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

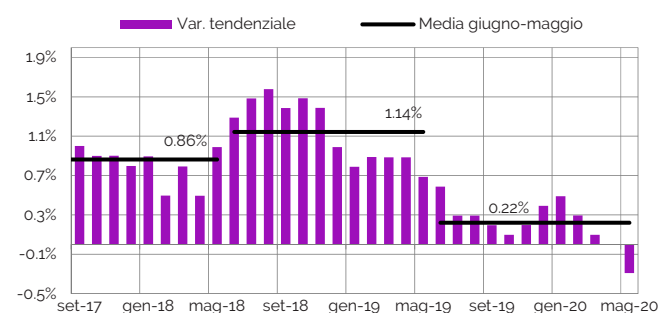


Ultimo dato 16/06/2020

Fonte: GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

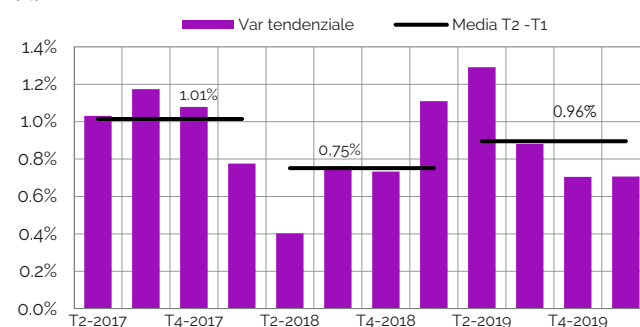


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: maggio 2020

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Edizione dati Istat: Giugno 2020

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Energia, dispac. e commerc.	8.41	8.89	9.49	8.99	5.72
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.92	3.92	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.95	4.81	4.70	4.18	4.16
Totale - tasse escluse	17.28	17.62	18.10	17.08	13.79

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)

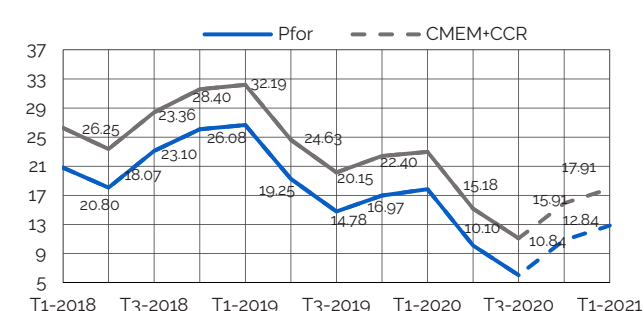
Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20	DL Rilancio
Energia, dispac. e commerc.	6.86	7.42	8.04	7.97	4.61	4.61
Costi infrastrutture e UC	2.79	2.79	2.79	2.77	2.77	1.27
Oneri generali di sistema	8.21	7.97	7.86	6.88	6.88	5.34
Totale - tasse escluse	17.86	18.18	18.69	17.62	14.26	11.22

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 17/06/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Approvvig. e vendita	29.72	25.25	27.98	28.33	20.52
Costi di trasporto	3.97	3.92	5.00	4.99	4.82
Costi di distribuzione	9.54	9.54	9.18	9.14	8.93
Oneri generali di sistema	3.21	3.21	3.21	3.18	3.16
Totale - tasse escluse	46.4	41.9	45.4	45.7	37.4

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



06

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 34.70 €/MWh, in calo del 7.6% sul dato di maggio (37.57 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alle variazioni dei prezzi delle *commodities* sottostanti e del tasso di cambio durante il mese di maggio.

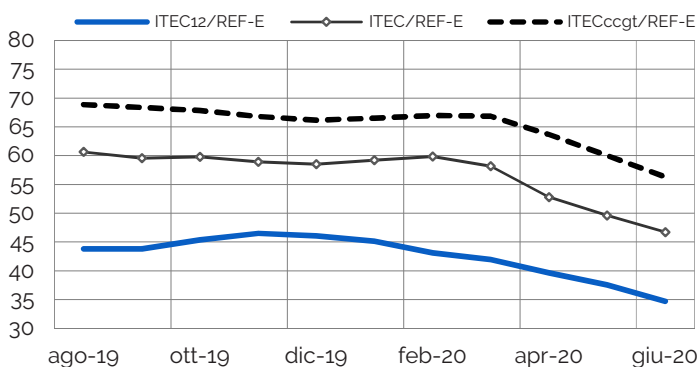
Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 46.72 €/MWh, in calo del 5.8% sul valore consuntivo di maggio (pari a 49.59 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 56.31 €/MWh, in calo del 6.2% rispetto al consuntivo del mese precedente (60.04 €/MWh). Tali

andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in aumento dello 0.3% durante il mese di maggio.

Il valore *forward* per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 18 giugno, è pari a 33.41 €/MWh, in calo del 3.7% rispetto al consuntivo di giugno. Il valore *forward* per il mese di luglio di **ITEC12/REF-E**, aggiornato al 18 giugno, è pari a 45.82 €/MWh, in calo dell'1.9% rispetto al consuntivo di giugno, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 18 maggio, è in calo del 5.5% rispetto al consuntivo di giugno e si attesta a 53.22 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di luglio sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 31/05/2020 e valori giornalieri Reuters al 18/06/2020. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2020.

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito www.ref-e.com/it/itec

Contattare: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: itec@ref-e.com

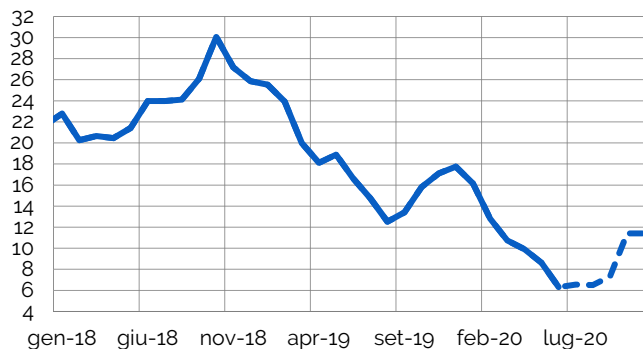
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI, consuntivo per giugno 2020, è pari a 6.31 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 6.24 €/MWh e 6.47 €/MWh.

La quotazione del prodotto, con consegna a giugno 2020, è diminuita del 26.8% rispetto a quella per le consegne di maggio 2020 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (16.64 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a maggio 2020 (10,955 MW contro 16,538 MW), come anche il numero di transazioni registrate (259 contro 388).

Al 18 giugno, gli scambi del prodotto con consegna a luglio 2020, relativi a un campione di 96 operazioni e un volume totale scambiato di 2,855 MW, indicano un prezzo di 6.55 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a giugno 2020.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Fonte: Albasoluzioni

Cos'è MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un auditor verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

Perché MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

Gli Sponsor

Gli sponsor del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e Tradition. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre Tradition coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito www.magindex.org

Contattare: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: info@ref-e.com



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checchi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola, 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, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, INNOGY ITALIA SPA, IREN SPA, REPOWER 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 Viancenzio Gioberti 5

20123 Milano

C.F./P.IVA 07642420967