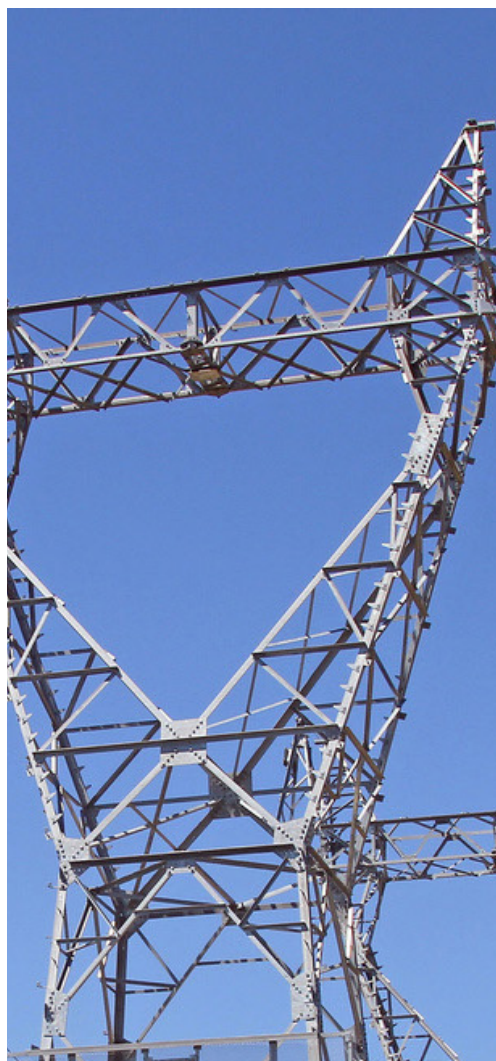




Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas Aps
Amga, 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, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
Hera Trading Srl, Innogy Italia SpA, Iren
SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy
Europe, Siram SpA, Sorgenia SpA,
Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno
Power SpA, Utilitalia

Le posizioni espresse nella Newsletter,
salvo quanto diversamente specificato,
sono da attribuirsi esclusivamente
ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

MERCATO ELETTRICO

● Via libera al capacity market

Aste con delivery solamente per due anni, da svolgersi nei prossimi mesi, e remunerazione garantita per 15 anni ai nuovi entranti, anche non autorizzati, ma selezionati per garantire l'adeguatezza nel 2022-2023 quando il carbone sarà probabilmente ancora disponibile. Tempi stretti e incertezza sulle restituzioni rispetto allo strike price (rilevanti soprattutto per MSD) rendono incerto l'impatto sul sistema e sui bilanci delle imprese: il sistema dovrebbe anticipare l'ingresso di nuovi impianti rendendo possibile l'uscita del carbone al 2025 o anche prima, ma non è detto che il livello di adesione sia elevato, a scapito degli effetti positivi attesi.

pag. 3

● Verso un mercato infragiornaliero europeo: difficoltà e passi in avanti della situazione italiana

L'ACER, modificando la proposta dei TSO europei, impone di integrare la contrattazione continua, risolta attraverso l'algoritmo Xbid, con aste che consentano la valorizzazione (anche se implicita) della capacità di interconnessione, avvicinandosi così alla soluzione pensata dall'ARERA, che aveva già proposto l'utilizzo di aste complementari per le singole frontiere. Rimane però il nodo della chiusura in H-1, difficilmente compatibile con il dispacciamento centralizzato italiano, e il coordinamento delle tempistiche: il mercato unico infragiornaliero rimane per ora sulla carta.

pag. 7

● La fine del mercato tutelato e la scomparsa del benchmark per il mercato retail

Il mercato si prepara al superamento del benchmark di tutela proponendo nuove forme di indicizzazione, come quelle agli indici di inflazione pubblicati dall'ISTAT. Il NIC tuttavia non sembra essere un adeguato indicatore di andamento del mercato all'ingrosso, ma piuttosto una rilevazione delle offerte presenti sul mercato retail pubblicato con ritardo. L'assenza di benchmark rimane uno degli elementi di incertezza del superamento della tutela.

pag. 11

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

● Approvato il Decreto FER1

Le aste e la riapertura per 2 anni dei registri, autorizzate dopo una lunga negoziazione con la Commissione Europea, potrebbero essere l'ultima occasione per gli impianti rinnovabili per accedere a prezzi fissi garantiti dal sistema elettrico. L'era degli incentivi è infatti alla fine, e in effetti le tariffe previste sono, almeno per gli impianti di maggiori dimensioni, già vicine ai prezzi medi di mercato, ma rimangono i premi per gli impianti più piccoli e per l'autoproduzione. C'è spazio per 7 GW di nuovi impianti e rifacimenti, forse non sufficienti a far ripartire un settore che da diversi anni non mostra più i trend di crescita necessari a sostenere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

pag. 15

INDICATORI

● Dati di mercato

pag. 18

● Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

INDICI

● ITEC e Magi

pag. 20

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Melania Mercadante, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Clio Scandola

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

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.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

MERCATO ELETTRICO

VIA LIBERA AL CAPACITY MARKET

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Decreto MiSE 28 giugno 2019](#)
- [Regolamento europeo 2019/943](#)
- [Delibera ARG/elt 98/11](#)
- [Dlgs n. 379/2003](#)

Aste con delivery solamente per due anni, da svolgersi nei prossimi mesi, e remunerazione garantita per 15 anni ai nuovi entranti, anche non autorizzati, ma selezionati per garantire l'adeguatezza nel 2022-2023 quando il carbone sarà probabilmente ancora disponibile. Tempi stretti e incertezza sulle restituzioni rispetto allo strike price (rilevanti soprattutto per MSD) rendono incerto l'impatto sul sistema e sui bilanci delle imprese: il sistema dovrebbe anticipare l'ingresso di nuovi impianti rendendo possibile l'uscita del carbone al 2025 o anche prima, ma non è detto che il livello di adesione sia elevato, a scapito degli effetti positivi attesi.

Dopo 16 anni dalla previsione legislativa (Dlgs n. 379) e quattro dal disegno del meccanismo di mercato da parte dell'ARERA (Delibera ARG/elt 98/11), lo scorso 28 giugno è stata approvata la disciplina del *capacity market* (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico), a valle del parere favorevole della Commissione Europea. Rispetto alle attese, si tratta di un'approvazione tardiva in quanto le aste devono essere effettuate entro fine anno, e parziale, dal momento che sono previste aste solo per due anni di *delivery* per gli impianti esistenti, estesi a 15 per i nuovi entranti. Si aprono, dunque, diversi scenari di incertezza per i potenziali partecipanti, sui risultati attesi e sulla convenienza a partecipare.

IL MECCANISMO E LE ULTIME NOVITÀ

La logica del *capacity market* è paragonabile al funzionamento di un'opzione *call* sull'energia elettrica. Gli operatori partecipano a un'asta per l'assegnazione di queste opzioni. Vincendo l'asta si impegnano a garantire al sistema la capacità offerta a fronte di un premio (€/KW/anno), definito proprio a valle dell'asta, ma obbligandosi a restituire la differenza (se positiva) tra il prezzo di mercato dell'energia elettrica e uno *strike price*, fissato dall'ARERA in modo da riflettere il costo variabile dell'unità di produzione di punta, ossia quella con il costo marginale più alto. La restituzione del prezzo di mercato si attiva sia per il mercato dell'energia sia per il mercato dei servizi MSD e rappresenta l'incentivo a rendere disponibile effettivamente la capacità nei momenti di scarsità del sistema in cui i picchi di prezzo (e dunque le restituzioni) sono più probabili.

Il meccanismo di allocazione è fondato su un sistema di aste multi-sessione a prezzo decrescente fino ad allocazione della capacità domandata. La domanda è individuata da Terna e dovrebbe essere pari alla capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema per ciascuna zona. La potenza massima di ciascuna unità, messa a disposizione dai produttori ai fini del contributo all'adeguatezza, è scontata per un tasso di *derating* differenziato a seconda della tecnologia utilizzata.

Nelle Disposizioni tecniche di funzionamento (Dtf) di Terna sono state pubblicate le prime stime dei tassi di *derating* per area e tipologia di impianto. Si tratta di numeri rilevanti soprattutto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con tassi di indisponibilità pari all'89% per il solare, 82% per l'eolico e 65% per l'idroelettrico ad acqua fluente. Significa che un impianto fotovoltaico può partecipare alle aste solamente per l'11% della propria capacità produttiva. Le rinnovabili vengono considerate una tecnologia marginale per la garanzia dell'adeguatezza e conseguentemente potranno accedere a una remunerazione di capacità ridotta. D'altra parte la partecipazione delle fonti rinnovabili sarebbe comunque limitata dalla regola che vieta di ottenere la remunerazione della capacità a impianti che godono di una qualsiasi forma di incentivo. I tassi di *derating* del termico oscillano invece tra il 18% dell'area Centro Sud e il 24% di quella Nord, con una media nazionale del 20%.

Per ogni anno di *delivery* sono in teoria previste due tipologie di asta e un mercato secondario. La prima asta, detta asta madre, si svolge 2 anni prima della consegna seguita da aste di aggiustamento in cui la domanda può essere rivista all'avvicinarsi del momento della consegna. Il mercato secondario, che si svolge 5 mesi prima della consegna, permetterà agli operatori di cedere e assumere obblighi di capacità, scambiandoli con altri operatori.

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

Le aste si svolgono in 26 sessioni, in ognuna delle quali gli operatori possono offrire una capacità e un premio, con obbligo di ridurre il prezzo ogni volta che si apre una nuova sessione. L'asta si conclude quando viene raggiunto l'equilibrio, ossia quando il premio offerto non varia da una sessione all'altra, oppure alla fine dell'ultima sessione prevista. I vincitori sono coloro che hanno offerto il premio minore fino a saturazione della capacità disponibile. In caso di parità di offerta, la capacità viene aggiudicata prioritariamente agli impianti più flessibili (tempo di avviamento, capacità di rimanere in servizio o fuori servizio minore o uguale a 240 minuti e rapporto tra potenza minima e massima inferiore a 0.5) e successivamente a quelli meno inquinanti.

In questo contesto si inserisce una delle ultime novità rispetto alle versioni precedenti del meccanismo, ossia la possibilità di partecipazione, nel momento in cui non viene raggiunto il livello minimo di adeguatezza nelle prime 26 sessioni previste, degli impianti non autorizzati, che possono così partecipare all'ultima sessione dell'asta. Questi hanno l'obbligo di avere iniziato il processo autorizzativo e di completarlo 2 anni prima della consegna. È stata inoltre concessa la possibilità ai fornitori di nuova capacità di richiedere la contrattualizzazione per 15 anni, il tempo ritenuto necessario per ammortizzare un investimento in nuova capacità.

Al momento sono previste aste per due soli anni di *delivery* (2022 e 2023). Il meccanismo è stato infatti disegnato in modo da essere allineato alle linee guida previste nel Regolamento europeo sul mercato interno dell'energia elettrica (n. 2019/943 contenuto all'interno del *Clean Energy Package*), in termini di soggetti ammessi e vincoli emissivi. Tuttavia, l'entrata in vigore del Regolamento nel 2020 prevede nuovamente l'approvazione, a livello nazionale, del meccanismo del *capacity market* con alcune modifiche legate al processo di riconoscimento della capacità. È previsto che le valutazioni di adeguatezza vengano effettuate a livello europeo da ENTSO, con i dati forniti dai vari TSO, e non più a livello nazionale come è stato fatto finora.

Questa nuova procedura, detta tempistiche imprevedibili, considerati i lunghi tempi di approvazione europei. L'entrata in vigore nel 2020 delle nuove regole europee, lascia dunque un margine temporale ridotto (fine 2019) per chiudere contratti sotto il meccanismo esistente, prima che venga intrapreso un nuovo iter d'approvazione. Un dubbio rimane anche sulla possibilità di svolgimento delle aste di aggiustamento dopo il 2020 che sono previste nell'attuale disciplina del *capacity market*.

I NUOVI LIMITI ALLE EMISSIONI

Il disegno finale del meccanismo di remunerazione della capacità prevede la partecipazione delle unità di produzione esistenti e nuove, sia con tecnologia a combustibili fossili sia rinnovabili non incentivate, oltre che la capacità estera e la *demand-side response*. Sono invece esclusi dal meccanismo gli impianti incentivati, quelli in fase di dismissione e quelli troppo inquinanti. Per allineare il meccanismo italiano alle linee guida europee, sono stati definiti dei limiti all'emissione di CO₂ per non incentivare la remunerazione della capacità di centrali molto inquinanti. Il primo limite, fissato a 550 grammi di CO₂ per kWh prodotto, di fatto esclude i vecchi cicli aperti a gas (OCGT) con un'efficienza inferiore al 35% e l'intera capacità produttiva a carbone, pari a circa 7 GW, in quanto anche le centrali più efficienti che utilizzano questa tecnologia hanno un'emissione di circa 900 grammi di CO₂ per kWh. Invece i cicli combinati a gas (CCGT), che hanno un tasso di emissione massimo poco sotto i 400 grammi di CO₂ per kWh, potranno partecipare al meccanismo. In via transitoria, è stato predisposto un altro limite in parziale deroga al precedente. Per le sole centrali esistenti che superano la soglia di emissioni unitarie, il limite sulle emissioni totali annue è fissato a 350 kilogrammi di CO₂ annui per kW installato. Questo secondo vincolo consente alle centrali che superano il primo limite di partecipare comunque al *capacity market* riducendo il numero complessivo di ore di attività, rispettando così il secondo limite imposto: questo permetterà, quindi, in questa prima fase, la partecipazione alla copertura dell'adeguatezza anche degli impianti *peaker* esistenti e meno efficienti, altrimenti esclusi dal meccanismo.

LA CURVA DI DOMANDA E DI OFFERTA

Il valore del premio annuale, corrisposto agli operatori che rendono disponibile la propria capacità, è dunque il risultato dell'asta, ed è determinato dall'incrocio tra la curva di domanda creata da Terna e la curva di offerta degli operatori (*system marginal price*). Il premio ha un cap, che deve essere ancora fissato dall'ARERA, per salvaguardare

il consumatore finale dal possibile abuso di *market power* da parte dei partecipanti al *capacity*, mentre il *floor* inizialmente previsto dal meccanismo è stato rimosso perché non valido ai fini dei regolamenti UE in tema di aiuti di stato. Il *cap* sarà comunque differenziato tra impianti esistenti e nuovi, con un livello più alto per i nuovi entranti.

Ancora non è noto quanta sarà la capacità che verrà richiesta nell'asta, parametro determinante per capire quanto possibile spazio ci sarà per i nuovi entranti. È stata invece inserita nelle Dtf la metodologia per la stima della curva di domanda, che si basa sulla determinazione dei livelli di capacità che assicurano uno specifico livello di adeguatezza, in termini di ore di *loss of load expectation* (LOLE), ossia di ore in cui vi è probabilità che la domanda superi la capacità disponibile. Il *target* minimo è fissato in 6 ore di LOLE, e decresce fino a 0 ore al diminuire del prezzo offerto.

La curva di offerta è invece ordinata in modo crescente all'aumentare del premio offerto dagli operatori. La capacità di generazione esistente che non ha presentato domanda di partecipazione all'asta, oppure non è stata qualificata come idonea per la partecipazione, viene considerata come esistente ai fini della garanzia della adeguatezza, mentre vengono esclusi solo gli impianti in dismissione. La principale incertezza riguarda la posizione degli impianti a carbone, la cui capacità sarà teoricamente disponibile per gli anni 2022 e 2023, ma che con l'avvicinarsi del *phase-out*, potrebbero scegliere di uscire anticipatamente, aprendo uno spazio competitivo per l'approvvigionamento di nuova capacità, che dovrà essere approvvigionata anche tra quella non autorizzata. Giocherà, quindi, un ruolo fondamentale la scelta strategica degli operatori, riguardo la tempistica di uscita dalla generazione a carbone e i processi di riconversione delle centrali in nuove centrali a gas.

UN'ALTRA NOVITÀ: LA NOMINA POST-DELIVERY

Al termine di ciascuna asta, Terna comunica ai partecipanti la quantità che è stata assegnata a ognuno di loro (in base alla quantità offerta per ogni impianto) e il premio che riceveranno. Il produttore sarà pertanto assegnatario di un ammontare di MW di capacità, distribuiti nelle varie zone. Sarà compito dei produttori indicare, durante i primi dieci giorni del mese successivo al mese di consegna, quali sono gli impianti che hanno contribuito all'adeguatezza, offrendo la propria disponibilità di capacità, attraverso l'offerta sui mercati dell'energia. Questo consentirà a Terna di calcolare i corrispettivi variabili dovuti dal produttore e di verificare in modo preciso l'eventuale indisponibilità di quest'ultimo. Inoltre, essendo la nomina potenzialmente a livello orario (diversa per ogni ora del mese di consegna), viene concessa maggiore flessibilità al produttore nel decidere come adempiere ai propri obblighi.

INADEMPIMENTI E PENALI

Il fornitore ha l'obbligo di offrire in tutte le fasi di mercato la capacità impegnata, che si è precedentemente aggiudicato tramite asta, sui mercati dell'energia (giorno prima e infragiornaliero) e sui mercati dei servizi, per la quota non già spacciata precedentemente. Pertanto, il fornitore è considerato temporaneamente inadempiente quando si verifica una mancanza di offerta della capacità impegnata del 20% del totale mensile e per un numero di ore pari al 25% delle ore mensili. Diventa invece inadempiente in modo definitivo quando non rispetta le suddette soglie per un periodo pari al minimo tra 3 mesi, anche non consecutivi, e il numero di mesi in cui il fornitore ha impegnato la sua capacità nel corso di un anno. In questo caso il fornitore è costretto alla restituzione dei premi fissi ricevuti nei mesi in cui è risultato inadempiente, con conseguente blocco di quelli che avrebbe ricevuto successivamente. Inoltre mantiene sempre l'obbligo di effettuare la nomina dei propri impianti indisponibili e di corrispondere a Terna la differenza tra il prezzo di mercato dell'energia elettrica e lo *strike price* fino alla nuova riallocazione della capacità impegnata.

PROSSIMI PASSI PRIMA DELL'AVVIO TRA INCERTEZZE E NUOVE POSSIBILITÀ

Al termine del processo di consultazione per le Dtf proposte ai soggetti interessati dovranno essere approvati tutti i parametri necessari per lo svolgimento delle aste. La finestra di date possibili per le aste per l'avvio del *capacity market* entro l'anno, non è molto ampia. Terna ha l'obbligo di pubblicare, ad almeno 60 giorni dall'asta, uno studio contenente:

- la suddivisione delle zone in cui vengono effettuate le aste

- la struttura definitiva della curva di domanda
- i tassi di *derating* per le rinnovabili e le nuove tecnologie
- i costi variabili delle tecnologia *peakload*
- i *target* di adeguatezza zonali e a livello nazionale per i prossimi 10 anni.

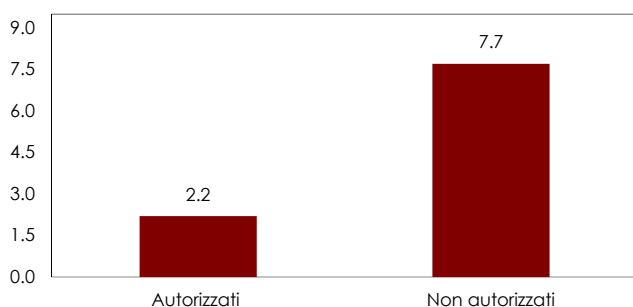
L'ARERA ha invece il compito di fissare i seguenti parametri economici:

- il *cap* per la capacità nuova ed esistente
- l'investimento minimo per cui la capacità di un impianto viene considerata nuova
- la metodologia di calcolo per lo *strike price*.

Per consentire lo svolgimento delle aste entro l'anno, per ottobre i suddetti punti dovranno essere già definiti. Sono ancora molte le questioni aperte prima della versione definitiva del *capacity market*.

Gli impianti esistenti dovranno valutare l'opportunità o meno di partecipare al meccanismo e il premio minimo accettabile in base all'attesa di restituzione del prezzo ricevuto su MGP e MSD. Per tutti gli impianti, l'avvio del *capacity market* segna la fine del diritto al vecchio *capacity payment*, che nel periodo 2016-2019 ha distribuito mediamente 130 milioni di euro l'anno, spalmati su tutto il parco in base alla disponibilità effettiva.

FIGURA 1. POTENZIALE NUOVA CAPACITÀ DISPONIBILE PER LE ASTE (GW)



Fonte: stime REF-E

Per i nuovi impianti non autorizzati la decisione di partecipare deve tenere conto del rischio di non riuscire a realizzare l'impianto in tempo utile per la consegna. Sono, invece, in una posizione migliore gli impianti già autorizzati. Questi non sono molti e non avranno dunque particolare pressione competitiva, e per loro la partecipazione al meccanismo è meno rischiosa perché naturalmente il procedimento autorizzativo rappresenta la parte più incerta del processo di avvio del progetto, e dunque il rischio di non realizzare l'impianto per il 2022 o 2023 (a seconda dell'asta a cui partecipa) sarà molto minore. Complessivamente abbiamo stimato circa 10 GW di impianti (**Figura 1**), di cui 2.2 GW già autorizzati, che oggi si candidano come potenziale nuova capacità per le aste.

In questo contesto l'impatto del *capacity market* sul sistema e sui bilanci delle imprese non è affatto scontato. Da un lato, il sistema dovrebbe anticipare l'ingresso di nuovi impianti rendendo possibile l'uscita del carbone al 2025 o anche prima (almeno per gli impianti che non richiedono rinforzi di rete per mantenere la sicurezza del sistema in loro assenza). D'altro canto, non è detto che nella previsione della domanda e dell'offerta per le due aste il carbone venga già escluso (formalmente sono gli operatori che dichiareranno gli impianti disponibili per quegli anni a Terna). Dunque, se il carbone fosse ancora disponibile nell'offerta potrebbe esserci poco spazio per contrattualizzare nuovi impianti. Così il sistema già dal 2025 potrebbe trovarsi in condizioni di domanda e offerta molto diverse da quelle presenti nel biennio delle aste. Questo, unito al fatto che il livello di adesione al meccanismo potrebbe non essere totale, rende particolarmente incerti i risultati e i benefici attesi.

VERSO UN MERCATO INFRAGIORNALIERO EUROPEO: DIFFICOLTÀ E PASSI IN AVANTI DELLA SITUAZIONE ITALIANA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 210/2019/R/eel](#)
- [Delibera 174/2019/R/eel](#)
- [ACER Decision 1/2019](#)
- [ACER Decision 4/2018](#)
- [Regolamento \(UE\) 2015/1222](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Target model europeo: verso mercati del bilanciamento e infragiornalieri unificati](#) (Newsletter 228)
- [Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia](#) (Newsletter 222)

L'ACER, modificando la proposta dei TSO europei, impone di integrare la contrattazione continua, risolta attraverso l'algoritmo Xbid, con aste che consentano la valorizzazione (anche se implicita) della capacità di interconnessione, avvicinandosi così alla soluzione pensata dall'ARERA, che aveva già proposto l'utilizzo di aste complementari per le singole frontiere. Rimane però il nodo della chiusura in H-1, difficilmente compatibile con il dispacciamento centralizzato italiano, e il coordinamento delle tempistiche: il mercato unico infragiornaliero rimane per ora sulla carta.

L'implementazione del mercato unico europeo infragiornaliero con le caratteristiche previste dal CACM (Regolamento europeo 2015/1222) - finalizzato a permettere una gestione più efficace delle congestioni e un uso più efficiente della rete, incentivando la concorrenza a vantaggio dei consumatori - si è tradotta in un lungo e macchinoso processo di allineamento delle regole e delle metodologie di ottimizzazione dei singoli mercati nazionali.

GLI OBIETTIVI EUROPEI PER IL MERCATO INFRAGIORNALIERO

Il Regolamento CACM ha delineato le caratteristiche dei mercati *day ahead* e *intraday*, oltre che le metodologie per determinare le zone di mercato e la capacità di trasmissione tra di queste. In tutta Europa, il *day ahead* è già implementato e la sua realizzazione in Italia è stata agevolata dal fatto che la struttura richiesta dal CACM fosse molto simile a quella utilizzata a livello nazionale.

Diverso è il caso del mercato *intraday*, molto più eterogeneo a livello europeo e per il quale il CACM ha previsto due prescrizioni:

- l'utilizzo del meccanismo di contrattazione continua (*continuous trading*), ossia la possibilità di comprare e vendere in ogni momento sulla piattaforma fino a un'ora prima della *delivery* in tempo reale
- la necessità di una valorizzazione esplicita e basata su meccanismi di mercato della capacità di trasmissione tra le zone di offerta.

Queste due prescrizioni sono difficilmente conciliabili. Il *continuous trading* realizza infatti l'allocazione della capacità di interconnessione secondo la regola *first come, first served*: la capacità disponibile è assegnata gratuitamente agli operatori di mercato che per primi sono stati collegati tra loro dal sistema di abbinamento degli ordini previsto dal *continuous trading*.

XBID: PRIMO PASSO PER IL MERCATO UNICO INFRAGIORNALIERO

Il primo passo verso un mercato unico infragiornaliero è stato fatto su base volontaria da alcuni Stati membri attraverso il progetto *Cross Border intra day* (XBID). XBID adotta un modello di *continuous trading*, che consente l'abbinamento tra offerte di acquisto e di vendita provenienti da una zona di mercato con quelle di un'altra.

Il progetto è stato ideato da alcuni gestori di mercato e gestori di rete che hanno sottoscritto un contratto con Deutsche Borse AG per sviluppare il sistema¹.

Le funzioni principali di questo progetto, gestite tramite una piattaforma informatica, sono le seguenti:

- condivisione portafogli di ordini dei gestori di mercato delle diverse zone di mercato
- comunicazione della capacità disponibile in seguito a ciascun abbinamento tra le offerte di acquisto e di vendita
- trasferimento delle posizioni commerciali nette da una zona di mercato all'altra.

Rispecchiando i termini della decisione ACER 4/2018, l'apertura del *MI* europeo si svolge alle 15 del giorno precedente alla consegna e la chiusura un'ora prima dello scambio reale di energia. XBID ha quindi dovuto adeguare le tempistiche con quelle previste da ACER. Tuttavia, per problemi di calcolo della capacità all'avvio delle

¹ I gestori coinvolti sono: APX, Belpex, EPEX, SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE.

TAG

auction design, dispatching, electricity, market design

contrattazioni alle ore 15, la capacità disponibile tra diversi paesi è posta uguale a 0, per poi essere resa disponibile in un secondo momento (di solito tra le 18 e le 22 dello stesso giorno), dando comunque la possibilità di scambiare energia solo tra operatori di uno stesso paese.

Per conciliare il progetto *XBID* alle peculiarità dei vari paesi dell'Unione, sono stati creati 15 progetti locali (LIP); uno per ciascuna zona di mercato. L'obiettivo era quello di uniformare tutti i meccanismi implementati a livello locale alle regole previste dal *XBID*. Del progetto, avviato a giugno 2018 da buona parte dei paesi europei², l'Italia non ne è al momento parte. Sembrava che potesse entrare a farne parte nel 2019 insieme alla second wave di paesi aderenti, ma al momento è tutto rimandato almeno a metà 2020.

La scelta del *continuous trading*, invece delle aste implicite come sul *day ahead*, è spiegata dal maggiore utilizzo di questo meccanismo nei paesi europei. Infatti nel centro-nord Europa era già in uso prima che si ponesse come obiettivo l'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica. Il *continuous trading* è più veloce nell'abbinamento di domanda e offerta, ma rispetto all'asta, che raccoglie tutte le offerte in un unico momento, è più facilmente soggetto a manipolazioni e non sfrutta la liquidità. L'utilizzo del meccanismo di contrattazione continua risulta tanto più efficiente tanto più si è in prossimità del tempo reale. Tuttavia, il sistema di allocazione tramite *continuous trading* non consente la valorizzazione della capacità attraverso un prezzo di mercato. Il CACM prevedeva che la soluzione fosse proposta dai TSO europei e approvata dai Regolatori, ma a fronte del mancato accordo sulle proposte avanzate, la decisione finale è spettata ad ACER (1/2019).

La soluzione trovata consiste nell'integrare la contrattazione continua con tre aste implicite. Due di queste si dovrebbero svolgere il giorno precedente alla *delivery*, rispettivamente alle 15 e alle 22, con possibilità di contrattare energia per tutte e 24 le ore del giorno successivo mentre l'ultima si svolgerà nel giorno di *delivery* (ore 10) con la possibilità di scambiare energia limitatamente alle ore 13-24 del giorno di *delivery*. Le 3 aste si aggiungono al meccanismo di contrattazione continua, il quale si interrompe per permetterne lo svolgimento.

La decisione di ACER è in controtendenza rispetto alla proposta fatta dai TSO e alle osservazioni giunte dagli operatori nella fase di consultazione indetta da ACER prima della decisione finale. I TSO nella proposta giunta ad ACER prevedevano una sola asta, quella delle 22 in D-1, e l'orientamento di ACER di aggiungere altre aste non aveva raccolto particolare apprezzamento da parte degli operatori che avevano risposto alla consultazione. Tuttavia, nella sua decisione ACER specifica che l'aggiunta delle altre due aste migliora la competizione del mercato e ottimizza l'allocazione di capacità disponibile. Le tempistiche delle aste infatti sono state scelte in quanto: l'asta delle 15 permette di allocare in maniera più efficiente l'eventuale capacità di trasporto rimasta inutilizzata nel mercato *day ahead*, mentre le aste delle 22 e delle 10 seguiranno i processi di ricalcolo della capacità disponibile e di conseguenza un eventuale aumento della capacità disponibile in esito a tale ricalcolo verrà allocato prima tramite l'asta e solo successivamente reso disponibile nel *continuous trading*.

Il meccanismo del mercato unico infragiornaliero così delineato può sembrare inutilmente complesso ma, come già osservato, deve tenere in considerazione prescrizioni difficilmente conciliabili. Il meccanismo proposto cerca di sfruttare gli aspetti positivi sia delle aste sia della contrattazione continua: da una parte permette agli operatori, tramite il *continuous trading*, di poter aggiustare le loro posizioni fino a un'ora prima del tempo reale, dall'altra alloca la capacità disponibile (e sue eventuali modifiche dovute alle operazioni di ricalcolo) prioritariamente con il metodo delle aste che garantisce un'allocazione sulla base del merito economico.

LA STRUTTURA DEL MERCATO INFRAGIORNALIERO: IN ITALIA E CON I PAESI CONFINANTI

Il mercato infragiornaliero (MI) italiano è disegnato in modo da essere difficilmente compatibile con le previsioni del CACM e con il progetto *XBID*. Attualmente il MI italiano prevede 7 aste che partono dopo il mercato del giorno prima (MGP) per arrivare a svolgersi durante il giorno di *delivery*, con l'ultima seduta, *MI7*, che si chiude alle

² Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portogallo, Spagna e Svezia.

15.45. Nel *MI* gli operatori hanno la possibilità di aggiustare i programmi di immissione e prelievo ottenuti in esito sul *MGP*. L'organizzazione di *MI* è strettamente funzionale alle esigenze del mercato dei servizi di dispacciamento (*MSD*), che si svolge in seguito a ogni asta *MI* e viene utilizzato da Terna per garantire la sicurezza in tempo reale del sistema elettrico. A conclusione di ogni asta *MI*, gli operatori non possono più modificare³ il loro programma di produzione/consumo e Terna, sulla base di questi programmi e delle necessità di sicurezza del sistema previste, modifica, tramite *MSD*, i programmi di produzione delle unità abilitate sia nell'ottica di assicurarsi adeguate bande di regolazione (*MSD ex-ante*) sia, in tempo reale, per gestire in sicurezza il sistema.

Per quanto riguarda l'allocazione di capacità infragiornaliera con i paesi esteri, il sistema italiano prevede attualmente meccanismi di contrattazione della capacità diversi e separati per ogni paese di confine, in attesa di sviluppi definitivi della normativa europea. Con la frontiera nord (Austria e Francia), gli scambi infragiornalieri sono basati su aste esplicite, mentre non è presente un mercato infragiornaliero con la Grecia. Il modello di aste implicite, attivo a livello zonale in Italia, è stato esteso al confine con la Slovenia dal 2016 e con la Svizzera dal 2019 (all'interno delle aste *MI2* e *MI6*), andando a sostituire il precedente e meno efficiente meccanismo delle aste esplicite.

L'INTRODUZIONE DELLE ASTE COMPLEMENTARI CON I PAESI DI CONFINO

Il futuro ingresso dell'Italia nel progetto *XBID*, e quindi nel modello di *continuous trading* su tutte le frontiere italiane, metterà fine alle attuali aste in vigore nel *MI* italiano.

Il CACM prevede la possibilità di inserire, ad integrazione del *continuous trading*, aste implicite infragiornaliere regolate a livello locale (aste complementari regionali, art. 63). Questa possibilità è stata percorsa dall'Autorità e da Terna che nel disegno generale del mercato unico infragiornaliero si sono sempre orientate verso un mercato ibrido, in grado di combinare la contrattazione continua e l'asta implicita.

Per questo motivo, la recente approvazione delle delibere ARERA 174/2019 e 210/2019 dei progetti di aste complementari tra Italia-Grecia e Italia-frontiera Nord, permetterà di rimpiazzare parzialmente le attuali aste del *MI* italiano con aste estese anche a tutti i paesi elettricamente confinanti, una volta entrato in vigore il progetto *XBID*.

Dal momento che per la valorizzazione della capacità infragiornaliera, ACER ha stabilito una metodologia ad aste, l'ARERA ha richiesto che il numero e le tempistiche delle aste complementari venissero allineate a quelle europee, in modo tale che possano convergere naturalmente in quelle europee, una volta che quest'ultime entreranno in funzione, evitando molteplici meccanismi di allocazione della capacità di trasmissione su diverse scale geografiche. Tuttavia, i meccanismi approvati prevedono una situazione eterogenea: tre aste (perfettamente allineate a quelle europee) ai confini con la Slovenia e con la Grecia, mentre solo due aste (quella delle 22 in D-1 e quella delle 10 in D) con Francia e Austria.

Le tempistiche di avvio delle nuove aste complementari non sono ancora state ufficializzate, ma i proponenti, ossia Terna e gli altri TSO coinvolti, ne hanno confermato l'avvio prima che quelle europee le vadano a sostituire. In ogni caso, l'implementazione delle aste complementari è legata all'entrata dell'Italia nel progetto *XBID*.

Un'altra questione aperta è legata agli accordi bilaterali per lo svolgimento di aste implicite che includano la possibilità di transazioni infragiornaliere con la Svizzera, paese che non rientra negli accordi previsti dal CACM (quindi non rientra nel progetto *XBID* e nel disegno delle aste europee e complementari). Di conseguenza non è ancora chiaro come verranno gestite le aste implicite con la Svizzera, recentemente approvate, una volta che *XBID* verrà introdotto e le aste complementari sostituiranno le sessioni del *MI* italiano.

LE DIFFICOLTÀ D'INTEGRAZIONE E I POSSIBILI SVILUPPI FUTURI

L'introduzione del progetto *XBID* in Italia, consentirebbe la contrattazione continua agli operatori fino a un'ora prima dello scambio reale. La difficoltà italiana

³ Per un certo numero di ore, ad esempio a conclusione di *MI2* gli operatori non possono più modificare i programmi previsti per le ore 1-4 del giorno di *delivery*, mentre i programmi per le altre ore possono ancora essere modificati nelle successive aste di *MI*.

nell'implementazione di questo progetto risiede nella breve distanza temporale tra la chiusura del *continuous trading* e la *delivery* in tempo reale. Questo arco temporale di una sola ora, come previsto da *XBID*, ha sollevato molti dubbi da parte di Terna riguardo alla capacità di gestione dei servizi di dispacciamento. Secondo il gestore della rete infatti non si tratterebbe di un tempo sufficiente per il dispacciamento della capacità disponibile.

L'attuale modello di *MI* consente un ordinato svolgimento delle aste in vista del *MSD*. Quest'ultimo è infatti il mercato in cui Terna tiene conto dei vincoli di funzionamento del sistema, fondamentali per la gestione in tempo reale del sistema.

L'ora di tempo che intercorre tra il *MI* e la *delivery*, una volta approvato il progetto *XBID*, non garantisce le tempistiche necessarie per effettuare accensioni di centrali o sostanziali modifiche dei programmi. In questo contesto, il margine di riserva previsto dal *MSD* per garantire la sicurezza del sistema si assottiglierebbe molto, date le scarse risorse a disposizione di Terna rintracciabili solo negli impianti già in servizio o in quei pochi con tempi di avviamento inferiori all'ora. L'alternativa sarebbe forzare a *riserva* ingenti quantità di risorse rendendo il sistema inefficiente e a scapito dei consumatori finali che vedrebbero alzarsi i costi.

L'ARERA si sta orientando verso soluzioni che permettano di perseguire l'implementazione della contrattazione continua fino a un'ora prima dello scambio, e allo stesso tempo non comportino modifiche strutturali della disciplina dei servizi di dispacciamento. Considera plausibile una partenza del *MI* in contrattazione continua a metà 2020, e non vede la necessità di accorciare queste tempistiche. Ritiene infatti che, senza un intervento normativo sul *MSD*, ci sarebbe una riduzione significativa delle risorse che porterebbe a una mancanza di garanzia per un esercizio sicuro del sistema nel tempo reale.

LA FINE DEL MERCATO TUTELATO E LA SCOMPARSA DEL BENCHMARK PER IL MERCATO RETAIL

Il mercato si prepara al superamento del benchmark di tutela proponendo nuove forme di indicizzazione, come quelle agli indici di inflazione pubblicati dall'ISTAT. Il NIC tuttavia non sembra essere un adeguato indicatore di andamento del mercato all'ingrosso, ma piuttosto una rilevazione delle offerte presenti sul mercato retail pubblicato con ritardo. L'assenza di benchmark rimane uno degli elementi di incertezza del superamento della tutela.

ARTICOLI CORRELATI

- [Mercato retail: il punto della situazione su recesso e switching](#) (Newsletter 233)
- [La nuova direttiva sul mercato elettrico: focus su distribuzione e retail](#) (Newsletter 230)

Il completamento del processo di transizione e la fine della suddivisione in mercato tutelato e libero costituiscono sicuramente l'evento più rilevante di questi anni per il mercato *retail* e rappresentano una grande opportunità per i fornitori di energia elettrica e gas che competono nel mercato libero per attrarre i consumatori. Sebbene la transizione stia ancora procedendo a rilento, la mole di clienti che effettueranno lo *switch* da regime tutelato a mercato libero nei prossimi mesi (la data a oggi prevista per la fine del mercato tutelato è 1 luglio 2020) è particolarmente rilevante. L'accesso al mercato libero per i consumatori domestici è disponibile dal 2007, ma al 2018 ancora il 57% (quasi 20 milioni) dei clienti serviti in bassa tensione e il 50% (circa 10 milioni) dei clienti domestici del settore gas acquistavano rispettivamente energia elettrica e gas a prezzi di tutela. Nel corso degli anni, la presenza del mercato tutelato e dei prezzi dell'energia elettrica e del gas definiti trimestralmente dall'ARERA per i servizi di tutela hanno offerto agli operatori un utile *benchmark* per il monitoraggio dell'andamento del costo dell'energia per le famiglie. Inoltre, l'andamento dei prezzi dei servizi in tutela ha inciso sul grado di attrattività del libero mercato e sulla competitività delle offerte presentate su questo mercato dai fornitori d'energia. Tuttavia, con la fine dei servizi di tutela tali riferimenti verranno meno. Le condizioni economiche proposte ai consumatori saranno, quindi, determinate dall'evoluzione delle offerte presentate dai fornitori sul solo mercato libero.

L'INDICIZZAZIONE DELLE OFFERTE: I RIFERIMENTI A OGGI UTILIZZATI

A oggi i prezzi definiti dall'ARERA sono strettamente legati all'andamento dei mercati all'ingrosso: il valore della materia prima per il settore del gas naturale è formalmente definito sulla base dei prezzi *forward* quotati al TTF, mentre i prezzi del mercato elettrico sono determinati dalle operazioni d'acquisto al prezzo PUN effettuate dall'Acquirente Unico. In particolare, le offerte *PLACET*, strutturate in modo da permettere ai clienti un più facile confronto delle offerte, sono spesso indicizzate al TTF. In modo analogo, al fine di limitare i propri rischi operativi alcuni operatori hanno, in alcuni casi, adottato la scelta d'indicizzazione delle proprie offerte a prezzo variabile presentate sul mercato libero *retail* al costo dell'energia che acquistano sui mercati *wholesale*. Tuttavia, un'indicizzazione ai prezzi *wholesale* può comportare alcune difficoltà: in primo luogo, sebbene questa opzione permetta alle imprese di legare i prezzi di vendita ai propri costi d'acquisto, la scarsa consapevolezza dei consumatori in materia di prezzi dell'energia e dei meccanismi dei mercati lasciano supporre che difficilmente i consumatori siano in grado di comprendere tali indicizzazioni e siano favorevoli a tali sottoscrizioni. A queste difficoltà pratiche, si aggiungono alcune incognite per gli operatori stessi: infatti, un'indicizzazione al TTF potrebbe non avere successo ai fini della riduzione dei rischi operativi in ragione delle differenze tra i prezzi quotati all'*hub* olandese e gli effettivi prezzi d'acquisto del gas naturale per gli operatori. Al contrario, un'indicizzazione al prezzo PSV potrebbe non risolvere il problema dovuto alla differenza tra indice e costi effettivi degli operatori in ragione della liquidità del mercato PSV, che è ridotta rispetto a quella degli altri *hub*. Considerazioni analoghe valgono anche per i fornitori di energia elettrica che vogliano indicizzare le proprie offerte ai prezzi sul mercato all'ingrosso: ad esempio, il concetto del Prezzo Unico Nazione è, verosimilmente, ignoto alla maggior parte dei consumatori, che potrebbero essere reticenti a sottoscrivere questo genere di opzioni. I fornitori di energia, quindi, potrebbero considerare altri indici che misurino l'andamento dei prezzi energetici e che risultino di più facile accesso e comprensione per i clienti finali. Si stanno, infatti, affacciando sul mercato nuove offerte indicizzate a un parametro alternativo ai prezzi *wholesale* che misura l'evoluzione del costo dell'energia per i consumatori finali in Italia. Questo è un indice sviluppato dall'ISTAT ed è misurato mensilmente tramite

TAG

consumers, index, liberalization, natural gas, retail elettrico, retail market

rilevazioni statistiche.

UN POTENZIALE NUOVO PARAMETRO PER L'INDICIZZAZIONE: L'INDICE ISTAT- NIC

Storicamente l'Istituto ha il compito di monitorare tramite la propria attività d'indagine statistica l'andamento del costo della vita per i consumatori, ovvero dell'inflazione in Italia. I principali indici predisposti dall'ISTAT sono tre: il *NIC*, che rappresenta un indice d'inflazione per l'intera collettività, il *FOI* misura l'inflazione per le sole famiglie facenti capo a un lavoratore dipendente e l'*IPCA*, che misura l'inflazione tramite un metodo di calcolo che ne permette l'armonizzazione agli indici misurati negli altri paesi europei. Tra questi, l'indicatore che meglio rappresenta l'andamento dell'inflazione per i consumatori tipo è il *NIC*: questo, infatti, misura l'inflazione nel paese in base all'evoluzione dei prezzi rilevati che riferiscono a un paniere di consumo di una *famiglia tipo* che rappresenta le abitudini di consumo della comunità. Tale paniere è definito in base alle rilevazioni statistiche delle abitudini d'acquisto delle famiglie e include le principali voci di spesa, tra le quali l'acquisto di energia. Per ciascuna voce sono rilevati mensilmente i prezzi sul territorio nazionale. A ognuna di esse è assegnato un peso, misurato come valore della spesa associata al bene sul totale. L'indice generale d'inflazione *NIC* è quindi calcolato come media ponderata dell'evoluzione dei prezzi dei singoli beni su base mensile. I valori dell'indice sono espressi in termini relativi alla propria media nell'anno base (a oggi il 2015): ad esempio, un valore di 110 dell'indice in un dato mese indica che il prezzo complessivo del paniere d'acquisto nel mese equivale al 110% del prezzo medio dello stesso paniere nel 2015.

Le voci di spesa per l'acquisto di energia hanno una rilevanza che, sebbene significativa, risulta limitata all'interno dell'intero paniere di consumo delle famiglie: i pesi dell'energia elettrica e del gas nel 2019 risultano rispettivamente pari al 2.1% e 2.4% del totale. I valori mensili dell'indice aggregato *NIC* sono, quindi, determinati dall'evoluzione dei prezzi di molteplici altri beni e non rappresentano l'andamento dei soli costi dell'energia, ma quello dell'insieme di consumi delle famiglie. Tuttavia, insieme all'indice generale *NIC*, l'ISTAT pubblica anche i valori degli indici di prezzo delle principali voci di spesa per le famiglie, ovvero per i consumatori finali, e in particolare del costo d'acquisto dell'elettricità e del gas.

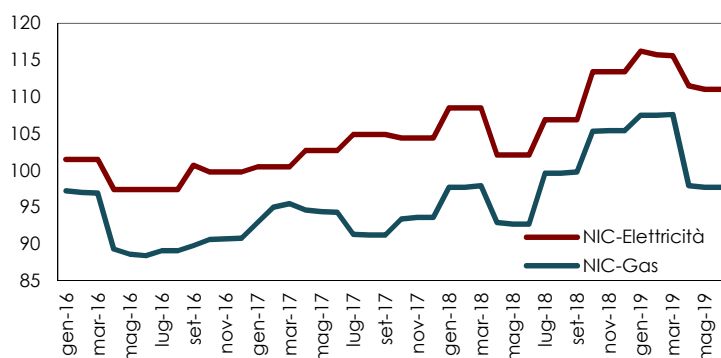
L'indice d'inflazione dei prezzi dell'energia elettrica, *NIC-Elettricità*, e del gas, *NIC-Gas*, sono rispettivamente identificati dai codici COICOP 4510 e 4521 e permettono di monitorare l'evoluzione dei prezzi d'acquisto dell'energia per le famiglie. Come si vede

nella **Figura 1** le voci di costo dell'energia elettrica e del gas naturale monitorate nel corso degli anni hanno rilevato principalmente i prezzi dell'energia determinati per i servizi di tutela. L'evoluzione degli indici, infatti, mostra una dinamica trimestrale, corrispondente all'orizzonte in base al quale l'ARERA fissa i prezzi per il mercato tutelato. Si noti che anche questi indici sono definiti come prezzi relativi ai rispettivi valori di riferimento nell'anno 2015 e sono espressi su base 100: i livelli degli indici non sono, quindi, confrontabili. È, tuttavia, possibile monitorare e analizzare la loro evoluzione nel tempo e le relazioni che essi hanno con differenti dinamiche di altri elementi, in particolare con i prezzi sui mercati *wholesale*.

Come mostrano le **Figure 2 e 3**, l'andamento degli indici *NIC-Gas* e *NIC-Elettricità* seguono l'evoluzione dei prezzi delle rispettive materie prime sui mercati

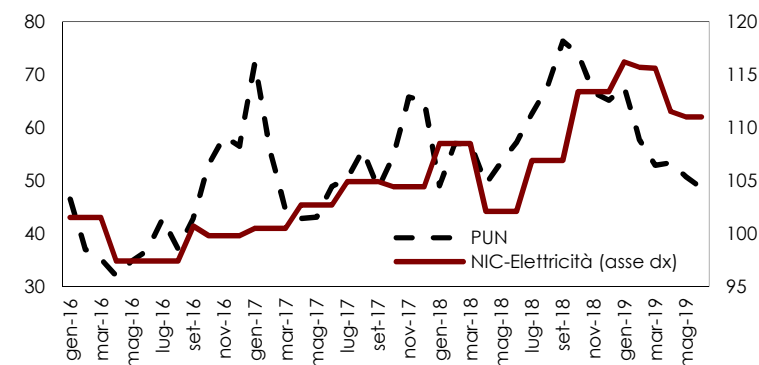
all'ingrosso: infatti, l'andamento dell'indice *NIC-gas* mostra una forte correlazione con il prezzo del gas al PSV, che risulta pari a 0.65 (dove il valore di 1 indicherebbe una perfetta corrispondenza delle dinamiche); mentre l'evoluzione dell'indice *NIC-Elettricità* mostra come il costo dell'elettricità per le famiglie si muova in base alle dinamiche di prezzo definito dal PUN, tra questi la correlazione è pari a 0.73. In generale, l'andamento degli indici è fortemente influenzato dall'evoluzione del prezzo del petrolio, misurato dal Brent: infatti, entrambi gli indici mostrano una correlazione con quest'ultimo compresa tra 0.65 e 0.73.

FIGURA 1. EVOLUZIONE DEL PREZZO DELLE COMMODITIES E NIC



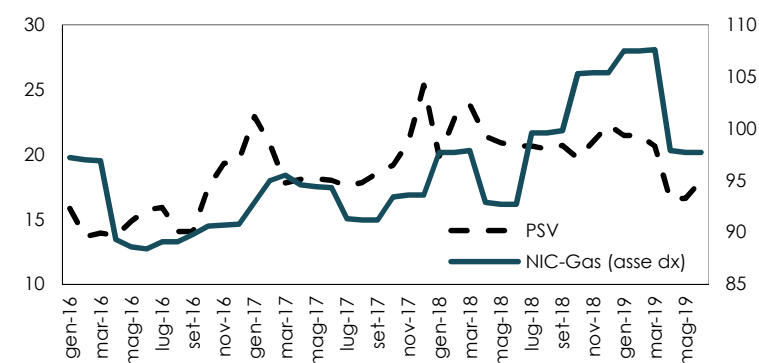
Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

FIGURA 2. EVOLUZIONE DEL PUN E DEL NIC-ELETTRICITÀ



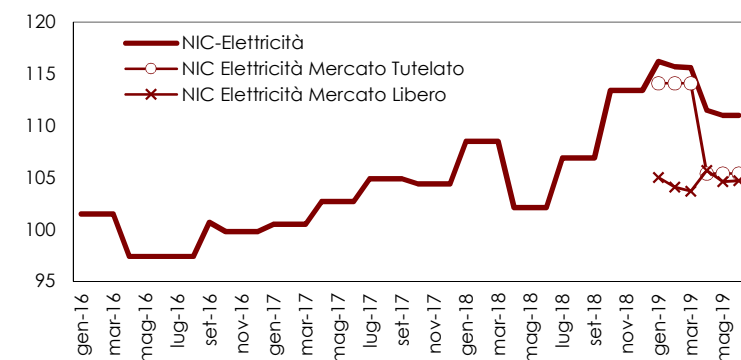
Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

FIGURA 3. EVOLUZIONE DEL PSV E DEL NIC-GAS



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

FIGURA 4. ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

LE NUOVE SOTTOVOCI DELL'INDICE NIC-ENERGIA ELETTRICA:

Dal gennaio 2019 è, inoltre, stata introdotta una rilevante novità per gli operatori del settore elettrico: alla voce di spesa per acquisto d'energia elettrica sono state affiancate due sottovoci. La prima è denominata "energia elettrica [acquistata sul] mercato tutelato" (codice COICOP 45101) che misura e rispecchia l'evoluzione dei prezzi determinati dall'ARERA per i servizi tutelati. La seconda voce è, invece, una voce del tutto nuova monitorata dall'Istituto: questa è denominata "energia elettrica [acquistata sul] mercato libero" (codice COICOP 45102) e misura l'andamento dei prezzi dell'elettricità sul mercato libero. Per il gas, al contrario, non è stata effettuata questa distinzione: è stata mantenuta una singola voce denominata "gas naturale e di città" (COICOP 4521).

Secondo quanto divulgato dall'ISTAT gli indici dei prezzi dell'energia elettrica del mercato tutelato sono misurati in base ai valori determinati e pubblicati dall'ARERA. Al contrario, le misurazioni mensili dei prezzi sul mercato libero sono effettuate dall'ISTAT tramite procedure di *webscraping* che rilevano le offerte applicate dai principali fornitori sul territorio nazionale. I dati sono rilevati per diverse tipologie di prodotto offerto sul mercato libero (tariffe monoraria vs multioraria, clienti residenti vs non residenti, prezzo variabile vs fisso, ecc.) e aggregati su base mensile in un unico valore che esprime il prezzo (relativo) dell'energia elettrica *retail* in Italia. Dato che l'avvio di questa rilevazione è stato effettuato dal gennaio 2019, a oggi sono solo i valori mensili nel primo semestre 2019. Sebbene in un orizzonte ristretto, è possibile valutarne l'andamento nel tempo e confrontarlo a quello dell'indice dell'elettricità nel mercato tutelato. Come già menzionato, i valori degli indici non possono essere confrontati in termini di livello assoluto, in quanto riferiscono a panieri (ovvero a beni) differenti, ma è possibile confrontarne l'andamento nel tempo. Come mostrato in **Figura 4**, a fronte di una riduzione del prezzo dell'energia elettrica per i servizi di tutela nel secondo trimestre del 2019, il prezzo dell'energia sul mercato libero è aumentato leggermente, in particolare nel mese di aprile.

Sebbene, insieme all'indice *NIC-Gas*, gli specifici indici *NIC generale per l'energia elettrica*, *NIC per l'energia elettrica sul mercato tutelato* e *NIC per l'energia elettrica sul mercato libero* permettano di

monitorare l'andamento del prezzo dell'energia per i consumatori retail emergono alcuni elementi di criticità che potrebbero limitare le possibilità che gli operatori hanno di utilizzare queste misurazioni come parametri per l'indicizzazione delle proprie offerte. In primo luogo, non sono stati divulgati alcuni rilevanti dettagli delle modalità di calcolo degli indici. Ad esempio, sebbene sia noto che la misura dei prezzi dell'elettricità sul mercato libero derivi dalle rilevazioni fatte dall'ISTAT monitorando i dati disponibili sul web, non è chiaro se i prezzi siano misurati in base alle offerte rilevate tramite *webscraping* oppure vi sia una qualche misura di ponderazione, basata sulle informazioni riguardanti le effettive sottoscrizioni: se, infatti, la misurazione fosse basata sulle sole offerte, l'indice risulterebbe particolarmente sensibile alle dinamiche d'offerte dei singoli operatori. Infatti, offerte particolarmente vantaggiose o svantaggiose avrebbero lo stesso peso delle altre disponibili sul mercato. Le scelte commerciali dei singoli (grandi) operatori potrebbero modificare in modo rilevante le

dinamiche dell'indice. Analogamente, risulta poco chiaro come le offerte per diverso tipo di contratto vengano aggregate, ovvero quali siano le modalità e i pesi per la ponderazione dei vari prodotti al fine del calcolo di un singolo indice per il mercato libero. Inoltre, risulta sorprendente come i valori delle due sottovoci che riferiscono al mercato libero e tutelato risultino entrambe inferiori ai valori della voce aggregata del costo dell'energia elettrica (si veda **Figura 4**): questa dovrebbe, infatti, rappresentare l'andamento congiunto dei prezzi dell'energia sui due mercati, ma, se così fosse, dovrebbe assumere valori in linea e compresi tra quelli delle due sottovoci che lo compongono. La definizione dei panieri di riferimento e la ponderazione per il calcolo degli indici risultano non ovvie e difficilmente ricostruibili. Infine, la frequenza delle pubblicazioni potrebbe risultare incompatibile con le esigenze pratiche degli operatori: alla fine di ogni mese sono pubblicate le stime provvisorie degli indici per il mese in corso, mentre gli indici nella versione definitiva sono pubblicati mensilmente entro la metà del mese successivo. Quindi, fino a fine mese, non sono disponibili valori certi degli indici per il mese corrente né proiezioni per i mesi futuri. Ciò implica che gli operatori possano monitorare tramite questo indice solo l'andamento dei prezzi retail a consuntivo. Rimane, dunque, aperta la questione di come gli operatori decideranno di definire le proprie offerte e quali parametri adotteranno per le indicizzazioni, una volta che termineranno i regimi di tutela e scompariranno i *benchmark* offerti dall'ARERA.

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

APPROVATO IL DECRETO FER1

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DM 23 giugno 2016](#)
- [Dlgs n. 28 del 2011](#)

Le aste e la riapertura per 2 anni dei registri, autorizzate dopo una lunga negoziazione con la Commissione Europea, potrebbero essere l'ultima occasione per gli impianti rinnovabili per accedere a prezzi fissi garantiti dal sistema elettrico. L'era degli incentivi è infatti alla fine, e in effetti le tariffe previste sono, almeno per gli impianti di maggiori dimensioni, già vicine ai prezzi medi di mercato, ma rimangono i premi per gli impianti più piccoli e per l'autoproduzione. C'è spazio per 7 GW di nuovi impianti e rifacimenti, forse non sufficienti a far ripartire un settore che da diversi anni non mostra più i trend di crescita necessari a sostenere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Il nuovo decreto che fissa la disciplina degli incentivi per le fonti rinnovabili per promuovere l'efficienza e la sostenibilità del settore è stato firmato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente. L'approvazione arriva dopo un iter lungo quasi 2 anni, in cui sono state pubblicate 2 bozze da parte del legislatore.

È stimato che questo decreto dia un impulso alla realizzazione di impianti per una potenza pari a circa 8 GW, attraverso una spesa complessiva disponibile per gli incentivi fissata a 5.8 miliardi di euro per il periodo 2019-2021.

Tuttavia, non tutte le fonti rinnovabili rientrano nel nuovo decreto. Sono, infatti, incluse solo le rinnovabili elettriche *mature*, ossia con costi fissi bassi e suscettibili di riduzione:

- fotovoltaico
- eolico *onshore*
- idroelettrico
- gas residuati da processi di depurazione

Rispetto al decreto precedente (D.M. 23 giugno 2016), rientra tra le fonti incentivate anche il fotovoltaico che ritorna così a poter essere incentivato dopo il raggiungimento nel 2013 del tetto di spesa di 6.7 miliardi di euro, stabilito per questa fonte, e che aveva decretato la fine della stagione dei *conti energia*. Sono stati invece cancellati gli incentivi sia per i gas da discarica (per evitare un indiretto incentivo alla collocazione di rifiuti in discarica) che per l'energia geotermica.

È previsto, al momento senza una data ufficiale, un Decreto FER2 che coprirà le restanti fonti rinnovabili, le quali presentano caratteristiche di innovatività, ma sono caratterizzate da elevati costi fissi e lunghi tempi di sviluppo.

IL MECCANISMO PER GLI INCENTIVI

Il decreto prevede un'iscrizione ai registri per gli impianti di taglia inferiore a 1MW e un meccanismo di asta al ribasso, per gli impianti con potenza superiore a 1MW, che riconosca all'impianto una tariffa spettante, a cui applicare le condizioni di un contratto per differenze a due vie. Questa tipologia di contratto prevede oltre all'incasso della differenza tra la tariffa spettante e il prezzo di mercato, anche la restituzione della suddetta differenza nel caso in cui il prezzo di mercato salga al di sopra della tariffa, risultando meno incentivante del contratto per differenze a una via utilizzato nelle aste 2013-2017. È inoltre prevista la sospensione degli incentivi nel caso in cui il prezzo di mercato diventi minore o uguale a zero per più di 6 ore consecutive.

Il meccanismo di accesso agli incentivi suddivide gli impianti in base alla dimensione e alla tecnologia utilizzata (**Tabella 1 e 2**).

Gli impianti con potenza installata inferiore a 1 MW sono suddivisi in 4 gruppi con tecnologia differente e un contingente massimo di MW disponibili pari a 1770. Il Decreto FER1 ha infatti inserito una novità non contenuta nella bozza precedente. Si tratta di un nuovo gruppo che include gli impianti fotovoltaici installati in sostituzione di coperture in amianto o eternit. Per le aste rimangono invece i 3 gruppi originari con ammontare di MW assegnabili pari a 6,230.

Le aste e i registri hanno delle tariffe *cap* di partenza, fissate per fasce di potenza, su cui calcolare i ribassi (**Tabella 3**). Dunque, i proprietari degli impianti potranno partecipare

TAG

energy policy, renewable electricity source

TABELLA 1. POTENZA MESSA A DISPOSIZIONE IN OGNI BANDO (REGISTRO)

Data di apertura del bando	Impianti eolici e fotovoltaici (MW)	Impianti fotovoltaici in sostituzione di copertura di amianto (MW)	Impianti idroelettrici e impianti a gas residuati dei processi di depurazione (MW)	Impianti eolici, idroelettrici o impianti a gas residuati dei processi di depurazione oggetto di rifacimento (MW)
30 Settembre 2019	45	100	10	10
31 Gennaio 2020	45	100	10	10
31 Maggio 2020	100	100	10	10
30 Settembre 2020	100	100	10	10
31 Gennaio 2021	120	100	10	20
31 Maggio 2021	120	100	10	20
30 Settembre 2021	240	200	20	40
TOTALE	770	800	80	120

Fonte: decreto rinnovabile 2019

TABELLA 2. POTENZA MESSA A DISPOSIZIONE IN OGNI BANDO (ASTA)

Data di apertura del bando	Impianti eolici e fotovoltaici (MW)	Impianti idroelettrici e impianti a gas residuati dei processi di depurazione (MW)	Impianti eolici, idroelettrici o impianti a gas residuati dei processi di depurazione oggetto di rifacimento (MW)
30 Settembre 2019	500	5	60
31 Gennaio 2020	500	5	60
31 Maggio 2020	700	10	60
30 Settembre 2020	700	15	60
31 Gennaio 2021	700	15	80
31 Maggio 2021	800	20	100
30 Settembre 2021	1600	40	200
TOTALE	5500	110	620

Fonte: decreto rinnovabile 2019

alla competizione a seconda della tecnologia e del gruppo di appartenenza, scontando la tariffa base da un minimo del 2% fino a un massimo del 70%. Le offerte che non rispettano queste due soglie sono escluse dalla valutazione.

Le tariffe sono state ampiamente riviste al ribasso rispetto ai valori precedenti, contenuti nel D.M. del 2016, ma sono sostanzialmente in linea con i valori previsti dalla bozza precedente. Le riduzioni maggiori si registrano per gli impianti con una bassa potenza installata.

Le 7 aste previste partiranno da settembre 2019 e il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti per gli impianti nuovi, ricostruiti o riattivati corrisponde a quello della vita media utile degli impianti. Questa è almeno pari a 20 anni per tutti gli impianti con l'eccezione di quelli idroelettrici (sia ad acqua fluente che a bacino) dove risulta pari a 25 anni per gli impianti con potenza più bassa e 30 per quelli con potenza maggiore.

PREMIALITÀ E PRIORITÀ DI ACCESSO

Il Decreto FER1 prevede delle nuove modalità di riconoscimento del premio sull'autoconsumo. Pertanto, negli impianti di potenza fino a 100 kW su edifici è attribuibile un premio pari a 10 €/MWh sulla quota di produzione netta. Tale premio è riconosciuto a posteriori solo se l'energia auto consumata è superiore al 40% della produzione netta. È inoltre cumulabile a quello previsto per gli impianti fotovoltaici realizzati al posto delle coperture in amianto o eternit, pari a 12 €/MWh.

Parallelamente ai nuovi premi previsti per specifiche situazioni viene data priorità di accesso agli incentivi che costruiscono impianti in determinati luoghi:

- discariche chiuse o su siti ai fini della bonifica
- scuole, ospedali ed altri edifici pubblici dove sia sostituito l'amianto o l'eternit
- impianti alimentati a gas residuati dai processi di depurazione o che prevedono la copertura delle vasche del digestato
- tutti gli impianti connessi in *parallelo* con la rete elettrica e con le colonnine di ricarica delle auto elettriche.

TABELLA 3. CONFRONTO TRA LE TARIFFE DEL DECRETO 2016 E 2019

FONTE	DECRETO 2016		BOZZA DECRETO 2019		DECRETO 2019	
	POTENZA (Kw)	TARIFFA (€/MWh)	POTENZA (Kw)	TARIFFA (€/MWh)	POTENZA (Kw)	TARIFFA (€/MWh)
EOLICA	1<P≤20	250	1<P≤100	150	1<P≤100	150
	20<P≤60	190				
	60<P≤200	160	100<P≤1000	90	100<P≤1000	90
	200<P≤1000	140				
	1000<P≤5000	130	P>1000	70	P>1000	70
	P>5000	110				
IDRAULICA (acqua fluente)	1<P≤250	210	1<P≤400	155	1<P≤400	155
	250<P≤500	195				
	500<P≤1000	150	400<P≤1000	110	400<P≤1000	110
	1000<P≤5000	125				
	P>5000	90	P>1000	80	P>1000	80
IDRAULICA (bacino o serbatoio)	1<P≤5000	101	1<P≤1000	90	1<P≤1000	90
	P>5000	90	P>1000	70	P>1000	80
GAS RESIDUATI da processi di depurazione	1<P≤1000	111	1<P≤100	110	1<P≤100	110
	1000<P≤5000	88	100<P≤1000	100	100<P≤1000	100
	P>5000	-	P>1000	80	P>1000	80
SOLARE FOTOVOLTAICO			20<P≤100	110	20<P≤100	105
			100<P≤1000	90	100<P≤1000	90
			P>1000	70	P>1000	70

Fonte: decreto rinnovabile 2016, 2019

IL FUTURO DELL'ENERGIA RINNOVABILE

Nonostante questo decreto si inserisca nel Dlgs 28 del 2011 che definisce modalità e criteri d'incentivazione delle fonti rinnovabili per gli obiettivi europei al 2020, già raggiunti dall'Italia, tiene conto anche degli ambiziosi target europei al 2030, fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). Infatti include nei suoi punti un altro tema interessante, legato alla possibilità di contrattazione di lungo termine di energia rinnovabile tramite i *Power Purchase Agreement* (PPA). Questi contratti si inseriscono in un contesto futuro in cui non ci saranno incentivi per le fonti rinnovabili e gli impianti con tecnologia rinnovabile saranno definitivamente inseriti nel mercato con libera concorrenza.

Il Decreto prevede che entro 5 mesi dall'entrata in vigore il GME inizi una consultazione per avviare una piattaforma per la negoziazione di lungo termine. A questa piattaforma accedono solamente gli impianti di nuova costruzione o in esercizio almeno da gennaio 2017 e gli impianti che non beneficiano di incentivi per l'energia prodotta. I PPA sono uno strumento utile per i produttori di energia rinnovabile e quindi per il futuro di questo settore. Infatti potrebbero contribuire alla stabilità dei piani finanziari degli operatori e di conseguenza allo sviluppo di queste fonti.

Il nuovo Decreto è stato ritenuto un meccanismo valido anche dalla Commissione Europea in quanto non influenza la concorrenza ed è in linea con la disciplina prevista per gli aiuti di Stato. In Italia sono infatti attesi alle aste progetti eolici e FV per 20 GW, idroelettrici e a gas residuati per 1.1 GW, molto più della disponibilità prevista per i rispettivi gruppi. Conseguentemente anche il numero degli offerenti sarà abbastanza alto da garantire al meccanismo un livello di concorrenza adeguato.

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA
(GWh e variazioni tendenziali)

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	157 311	158 230	-0.6%
Produzione netta	139 193	135 725	2.6%
- Termoelettrico	91 269	86 058	6.1%
- Rinnovabili**	47 924	49 667	-3.5%
Saldo estero	20 304	23 843	-14.8%

*Fino a Maggio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

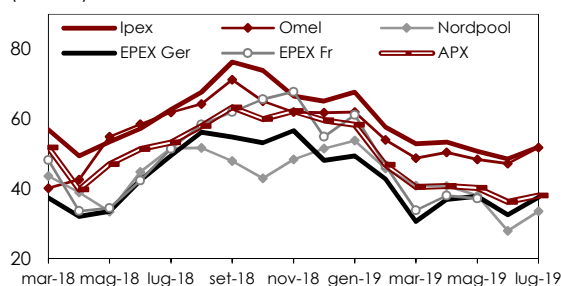
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	8.06	8.15	-1.1%	10.6	11.9	-11.1%
Termoelettrico	13.9	12.0	15.2%	18.1	19.0	-4.8%
Distribuzione	20.0	20.2	-0.9%	29.2	31.4	-6.9%
Altro	0.9	1.0	-7.3%	1.3	1.6	-17.9%
Totale	42.8	41.3	3.6%	59.3	64.0	-7.3%

Valori cumulati al 21/07/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

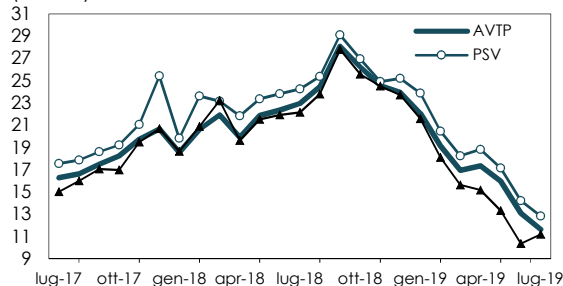
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 24/07/2019

Fonte: Borse Europee

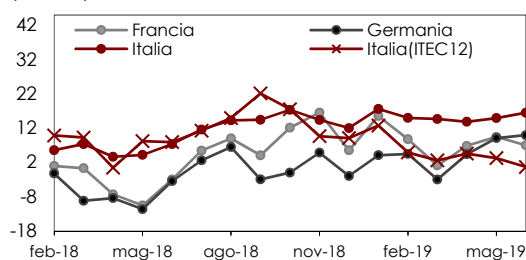
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/07/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

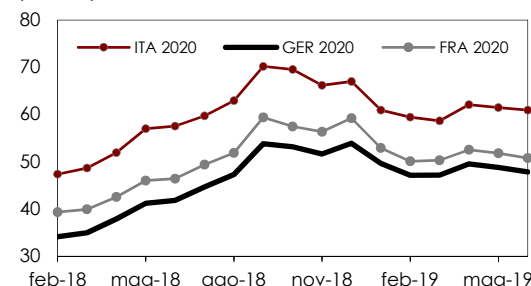
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 24/06/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

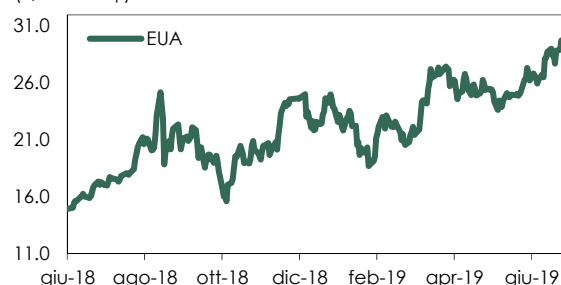
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/07/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

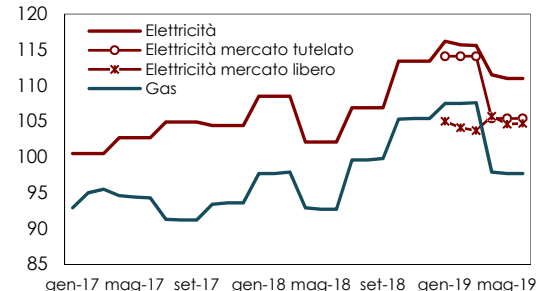
PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
E DEL GAS



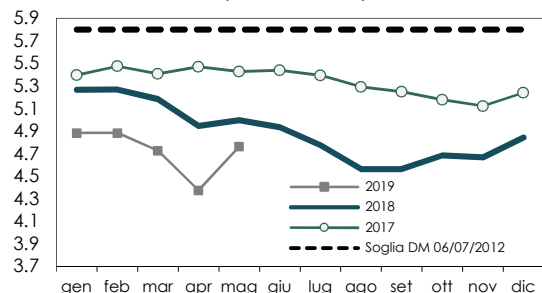
Ultimo dato: giugno 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

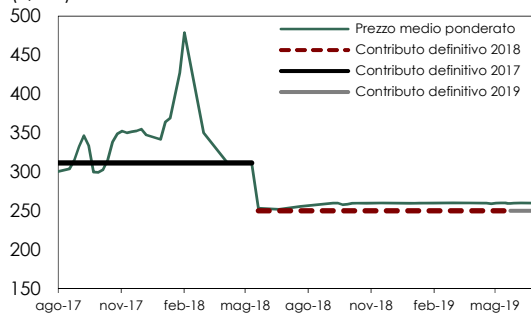


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

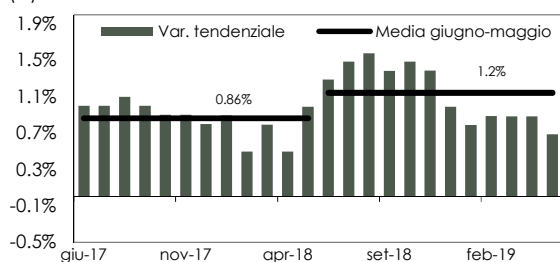
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



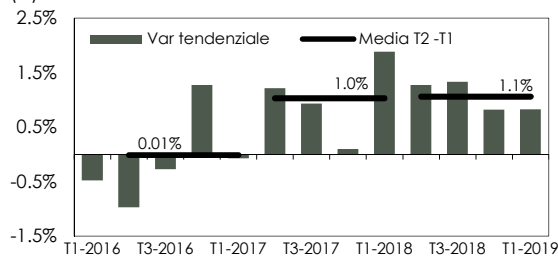
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Giugno 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2019

Edizione dati Istat: Maggio 2019

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI

(€/cent/kWh)

Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019	III 2019
Energia, dispac. e commerc.	10.49	11.88	10.83	8.41	8.89
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.87	3.92	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	3.22	3.22	4.21	4.95	4.81
Totale - tasse escluse	17.58	18.97	18.96	17.28	17.62

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)

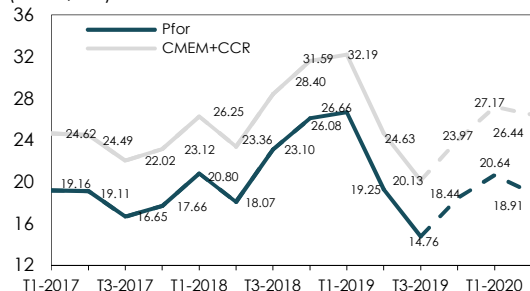
Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019	III 2019
Energia, dispac. e commerc.	8.82	10.05	9.46	6.86	7.42
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.79	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	6.61	7.79	5.56	5.41
Totale - tasse escluse	18.19	19.43	20.04	15.21	15.62

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 24/06/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019	III 2019
Approvvig. e vendita	33.49	36.67	37.29	29.72	25.25
Costi di trasporto	4.02	4.88	4.80	3.97	3.92
Costi di distribuzione	9.21	9.21	9.54	9.54	9.54
Oneri generali di sistema	2.36	2.36	3.09	4.37	4.37
Totale - tasse escluse	49.08	53.12	54.72	47.61	43.07

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

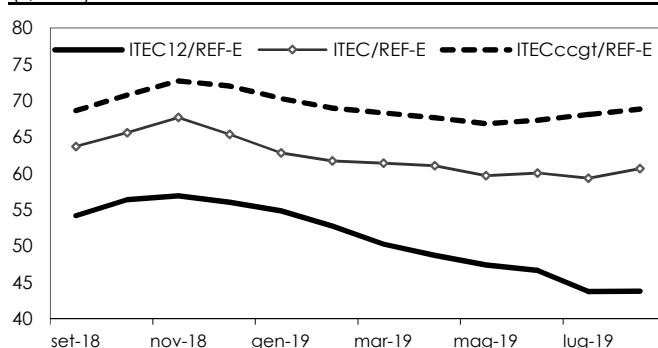
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di luglio è pari a 43.78 €/MWh, in calo del 6% sul dato di giugno (46.67 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di giugno, con tasso di cambio \$/€ in aumento.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 59.35 €/MWh, in calo dell'1.2% sul valore consuntivo di giugno (pari a 60.07 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 68.12 €/MWh, in aumento dell'1.2% rispetto al consuntivo del mese precedente (67.32 €/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 durante il mese di giugno.

Il valore *forward* per il mese di agosto dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 24 luglio, è pari a 43.83 €/MWh, in aumento dello 0.1% rispetto al consuntivo di luglio. I valori *forward* per il mese di agosto di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 24 luglio, sono pari a 60.65 €/MWh e 68.86 €/MWh, il primo in aumento del 2.2%, il secondo dell'1.1% rispetto al consuntivo di luglio.

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



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
set-18	54.19	63.71	68.64
ott-18	56.42	65.61	70.80
nov-18	56.92	67.70	72.72
dic-18	56.04	65.39	72.04
gen-19	54.87	62.82	70.31
feb-19	52.77	61.73	68.98
mar-19	50.27	61.43	68.34
apr-19	48.77	61.08	67.65
mag-19	47.41	59.72	66.85
giu-19	46.67	60.07	67.32
lug-19	43.78	59.35	68.12
ago-19	43.83	60.65	68.86

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 24/7/2019. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

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 2019.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA 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 TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS 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.

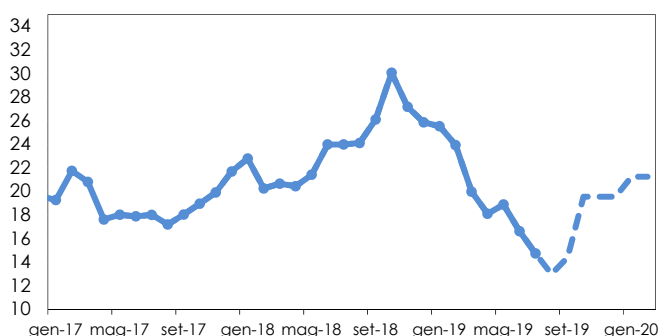
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per luglio 2019 è pari a 14.74 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 14.69 €/MWh e 14.84 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a luglio 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di giugno 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (23.98 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a giugno 2019 (8,410 MW contro 9,646 MW), così come il numero di transazioni registrate (248 contro 330).

Al 18 luglio, gli scambi del prodotto con consegna ad agosto 2019, relativi a un campione di 180 operazioni e un volume totale scambiato di 5847 MW, indicano un prezzo di 13.33 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a luglio 2019.

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



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com