

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- La remunerazione della mancata produzione eolica

La nuova formulazione dell'indice di affidabilità - che premia gli operatori più virtuosi rispetto alle richieste di Terna - corregge - anche retroattivamente dal 2017 e in modo automatico per tutti i produttori - la distorsione che penalizzava gli operatori che effettuavano correttamente azzeramenti totali della produzione. Un bilanciamento di premialità e disincentivi che tenta di riprodurre l'MSD.

pag. 3

GAS NATURALE

- Il gasdotto Italia-Malta alla prova della decisione sulla cross-border cost allocation

Il primo gasdotto tra il continente e l'isola di Malta a metà del piano di approvazione. Le procedure amministrative e le analisi tecniche procedono. Il progetto, complice una fragilità finanziaria, è in attesa della conferma dei fondi europei. La CBA si basa sui vantaggi (economici, ambientali e per la sicurezza) che il gasdotto apporta rispetto al terminale di rigassificazione del GNL da poco realizzato.

pag. 5

MERCATO ELETTRICO

- Mercato retail: il punto della situazione su recesso e switching

Negli ultimi anni l'Autorità ha rivisto modalità e tempistiche per il diritto di recesso e switching per le varie tipologie di clienti al fine di garantire una maggiore libertà di azione in un mercato dinamico e competitivo.

pag. 8

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

Nel secondo trimestre del 2019 le operazioni rilevanti di M&A nel settore rinnovabili sono state dodici, per lo più (cinque) nel comparto eolico. Tra queste, la più rilevante in termini di potenza e di enterprise value è l'acquisizione che ha coinvolto Edison e EDF Renouvelables.

pag. 10

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 12

pag. 13

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 14

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

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**.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

LA REMUNERAZIONE DELLA MANCATA PRODUZIONE EOLICA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 195/2019/R/efr](#)
- [DCO 550/2018/R/efr](#)
- [Delibera ARG/elt 5/10](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Nuove remunerazioni per le rinnovabili che offrono servizi](#) (Newsletter 226-227)

La nuova formulazione dell'indice di affidabilità - che premia gli operatori più virtuosi rispetto alle richieste di Terna - corregge - anche retroattivamente dal 2017 e in modo automatico per tutti i produttori - la distorsione che penalizzava gli operatori che effettuavano correttamente azzeramenti totali della produzione. Un bilanciamento di premialità e disincentivi che tenta di riprodurre l'MSD.

La potenza eolica installata in Italia è pari a circa 10 GW, con una crescita negli ultimi 7 anni di 2 GW. Numeri che sono destinati a raddoppiare entro il 2030 per rispettare gli obiettivi previsti dall'Unione Europea. Sei regioni meridionali detengono il 91% della potenza totale installata, con il primato della Puglia con 2,5 GW (25% del totale); una quantità di impianti superiore alle esigenze della zona. Tuttavia, il trasporto di energia eolica verso regioni settentrionali non è sempre possibile a causa del rischio di sovraccarico del sistema. La rete di trasmissione elettrica non è capillare in tutte le regioni, e più impianti eolici spesso insistono su uno stesso ramo di rete, aumentando i rischi di congestione.

Come soluzione di lungo periodo, l'orientamento di Terna è quello di connettere le regioni del Sud Italia al resto del paese con la costruzione di nuove linee di trasmissione, limitando così i sovraccarichi del sistema. Nel breve invece, il mercato del dispacciamento (MSD) è stato aperto alle fonti non programmabili dal 2018 ma limitatamente ad alcuni progetti pilota rivolti alle unità di produzione rilevanti (UPR) e ad aggregati di unità non rilevanti (UVAM), con abilitazione facoltativa alla fornitura di un sottoinsieme di servizi ancillari. In attesa del completamento del processo di integrazione delle fonti rinnovabili nel MSD, Terna risolve i casi di eccesso di produzione eolica ricorrendo a ordini di limitazione alla produzione, remunerando il servizio come definito da ARERA.

I produttori eolici che hanno ricevuto ordini di limitazione della produzione hanno diritto alla remunerazione della Mancata Produzione Eolica (MPE) tenuto conto di un indice di affidabilità *IA* (Delibera ARG/elt 5/10, Newsletter 226-227). La MPE viene stimata dal GSE sulla base di simulazioni. Viene stimata l'energia elettrica producibile da unità di produzione eoliche di riferimento (ossia con posizione geografica strategica e strumenti di rilevazione già installati) considerando l'intensità e la direzione del vento presenti al momento. L'indice di Affidabilità (*IA*) misura la capacità dell'operatore di rispondere correttamente agli ordini di limitazione di Terna. È dato dal rapporto tra somme delle riduzioni richieste e la somma delle riduzioni effettive per gli ultimi 10 ordini. Varia quindi tra 0 nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini e 1 nel caso opposto, dove l'ordine è considerato rispettato quando l'energia effettivamente immessa, come misurata, è pari a quella limite comunicata da Terna. La remunerazione per i produttori eolici è dunque pari alla MPE moltiplicata per il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona, come definito dal mercato MGP e tarata sull'indice *IA*.

Riduzioni superiori a quelle richieste vengono remunerate e non riducono l'indice di affidabilità: è il caso classico in cui Terna richiede una riduzione dell'immissione ma l'operatore per semplicità (o perché tecnicamente non sono gestibili riduzioni parziali) azzerava totalmente la produzione. In questo caso l'operatore non è penalizzato, e l'ordine è considerato correttamente eseguito.

Per promuovere la tempestività, le deviazioni dagli ordini di Terna che avvengono nella prima mezz'ora vengono invece particolarmente penalizzate: la riduzione dell'*IA* in questo caso è amplificata, aumentando artificialmente la potenza effettivamente immessa per 150. In altre parole, deviazioni anche minime rispetto agli ordini di Terna se effettuate nella prima mezz'ora portano rapidamente l'*IA* di quell'ordine vicino a zero. Terna valuta infatti particolarmente lesivi i ritardi nel tempo di esecuzione.

Durante il 2018, alcuni produttori hanno segnalato alcuni effetti distorsivi nella formulazione originaria dell'indice *IA*. Infatti, con l'aumentare degli ordini di azzeramento della produzione, ci si è resi conto, che l'ordine di azzeramento, anche se correttamente eseguito, non veniva correttamente riflesso dall'indice *IA*. Infatti potevano capitare due paradossi:

TAG

regulation, renewable electricity source

- qualsiasi ordine di azzeramento correttamente rispettato, non contribuiva a migliorare l'indice *IA*, aggiungendo un valore nullo sia alla somma delle richieste di riduzione che alla somma delle riduzioni effettive
- in caso di 10 ordini consecutivi di azzeramento correttamente eseguiti, l'indice restituiva 0 (o meglio non avrebbe avuto risultato essendo pari a 0/0).

Nel 2018 l'Autorità ha dunque avviato un iter di consultazione per la revisione dell'indice (DCO 550/2018), ipotizzando due correzioni: una con effetto retroattivo per il 2017 e il 2018, l'altra con entrata in vigore successivamente (*Newsletter* 226-227).

La soluzione trovata (Delibera 195/2019) prevede invece l'applicazione di un singola formula valida dal 2017: gli ordini di riduzione totale della produzione sono infatti stati infrequenti prima di questa data, mentre dal 2017 a oggi l'indice *IA* deve essere ricalcolato e le relative remunerazioni conguagliate entro fine 2019. I ricalcoli saranno effettuati da Terna e il GSE senza che i produttori debbano presentare richiesta.

Nella nuova formulazione, non è stata accolta la proposta portata avanti dagli operatori in fase di consultazione di ridurre il numero di ordini, che rientrano nel calcolo dell'indice, da 10 a 5, in modo da permettere agli errori saltuari di uscire velocemente dalla media mobile. Tale riduzione avrebbe permesso un più rapido scorrimento della media mobile, consentendo agli errori saltuari una minore permanenza nel calcolo dell'indice *IA*.

Pertanto, l'indice è pari sempre a 1 nel caso di ordini di disconnessione dalla rete eseguiti in maniera automatica tramite apparati difesa e monitoraggio (UPDM) e senza intervento attivo del produttore. Negli altri casi, l'indice *IA* riprende la formula originale, ossia è posto pari al rapporto tra le riduzioni richieste da Terna e quelle effettive. Questo rapporto viene però moltiplicato per un fattore che consente di tenere conto degli ordini di riduzione diversi da zero della produzione correttamente eseguiti, aumentando l'indice *IA* di conseguenza. Inoltre, scorpora la quota di ordini di riduzione a 0 correttamente eseguiti che invece vengono sommati successivamente. Dunque, la nuova formulazione risolve le precedenti criticità e riflette in misura maggiore l'affidabilità del produttore di energia eolica. Infatti, a differenza dell'originale, questa formula premia il produttore anche quando l'ordine impartito è uguale a zero e rispettato.

GAS NATURALE

IL GASDOTTO ITALIA-MALTA ALLA PROVA DELLA DECISIONE SULLA CROSS-BORDER COST ALLOCATION

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 225/2019/R/eel](#)
- [ARERA and REWS agreement](#) on the investment request by Melita TransGas Co. Ltd for the MTG pipeline (PCI 5.19) and on the allocation of the investment costs
- [Recommendation n. 5/2015](#) of the Agency for the cooperation of energy regulators of 18 december 2015
- [Regolamento \(UE\) N. 347/2013](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [I Project of Common Interest: il punto della situazione in attesa della nuova lista](#) (Newsletter 230)

TAG

electricity, natural gas, network regulation

Il primo gasdotto tra il continente e l'isola di Malta a metà del piano di approvazione. Le procedure amministrative e le analisi tecniche procedono. Il progetto, complice una fragilità finanziaria, è in attesa della conferma dei fondi europei. La CBA si basa sui vantaggi (economici, ambientali e per la sicurezza) che il gasdotto apporta rispetto al terminale di rigassificazione del GNL da poco realizzato.

INTENSIFICAZIONE DELLA RETE INFRASTRUTTURALE GAS NEL MEDITERRANEO

La decisione coordinata, nell'ambito del Regolamento europeo 347/2013 sulle infrastrutture energetiche ritenute strategiche, tra l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e l'Autorità di Regolazione per servizi energetici e idrici (REWS), ha stabilito la ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune (PCI) *Melita Transgas Pipeline*, primo gasdotto che unirà Malta alla Sicilia.

La decisione ha fatto seguito all'invio dell'analisi costi-benefici (CBA), eseguita dal promotore del progetto (Melita TransGas Co. Ltd.) e contenuta nella richiesta di finanziamento, in cui la quasi totalità dei benefici netti sono stati attribuiti a Malta. Pertanto le Autorità hanno deliberato che il pagamento dei costi d'investimento spetterà solamente al sistema maltese. La delibera che fa da spartiacque tra la fase preparativa del progetto e quella realizzativa, arriva dopo quasi 6 anni dall'inserimento del progetto nella prima lista dei Progetti d'Interesse Comune dell'ottobre 2013. La data di fine lavori è prevista per il 2024, con 2 anni di ritardo rispetto alla formulazione originale.

IL PROGETTO

Il progetto *Melita Transgas Pipeline* (MTGP), prima linea di trasmissione gas a unire Malta con il resto d'Europa, consiste in un gasdotto tra Gela in Sicilia e Delimara a Malta. Si tratta di un progetto considerato strategico da Malta, che appartiene al corridoio prioritario "Interconnessioni del gas nord-sud nell'Europa occidentale" (NSI West Gas).

L'obiettivo del progetto è sostituire il terminale di gas naturale liquefatto (GNL) operativo dal 2017, composto dall'unità galleggiante di stoccaggio e la relativa unità di rigassificazione, con il gas naturale ricevuto tramite gasdotto dall'Italia. Sebbene al momento sia previsto esclusivamente l'utilizzo nella direzione verso Malta, le caratteristiche tecniche della progettazione lo rendono un gasdotto bidirezionale. È infatti in corso lo studio di fattibilità sulla stazione di compressione per direzionare il flusso verso l'Italia. La distanza da coprire tra i due paesi è pari a 159 km, di cui 151 km di condutture sottomarine, 7 km di tratto terrestre in Italia e 1 km a Malta. L'interconnessione tra MTGP e la rete gestita da Snam Rete Gas SpA (SRG) è prevista alla stazione terminale di Gela che verrà interamente costruita da SRG.

La capacità massima prevista per questo progetto, essendo l'unica fonte di approvvigionamento per Malta, dovrà coprire l'intera domanda di gas naturale nelle ore di picco. Secondo le stime, la domanda di gas naturale nelle ore di picco aumenterà costantemente da 0.97 GWh/h nel 2025 a 1.96 GWh/h nel 2049. Pertanto, in fase di progettazione è stata prevista una capacità tecnica di 2.17 GWh/h (2 Gmc/a) in grado di mantenere un margine del 10% sulla previsione al 2049.

L'INCERTEZZA DELL'ANALISI COSTI-BENEFICI E DEL BUSINESS PLAN

A metà maggio 2019, il promotore di MTGP ha presentato alle Autorità la versione definitiva della richiesta di finanziamento che contiene un'analisi costi-benefici (CBA) del progetto e un *business plan* che valuta la redditività finanziaria del progetto.

Nel rispetto delle regole delineate dall'*European network of transmission systems operators for gas* (ENTSO) in tema di CBA, il promotore ha sviluppato un'analisi che non utilizza gli output del *Ten Year Network Development Plan 2018* (TYNDP 2018). Infatti, nel TYNDP 2018, MTGP era stato inserito come progetto di gasificazione (ossia

un progetto che prevede l'attivazione di una fornitura di gas in un'area precedentemente sprovvista), nonostante fosse già operativo il progetto di GNL. Secondo il promotore, l'analisi di ENTSG non considerava la fase intermedia di utilizzo del GNL e pertanto alcuni indicatori utilizzati, come i benefici della sostituzione di combustibili più inquinanti e costosi, non sono applicabili nel passaggio da GNL a gasdotto. La nuova analisi approvata dalle due Autorità aveva come assunzioni:

- a) vita economica di 25 anni a partire dal secondo anno di operatività del progetto
- b) tasso di sconto sociale del 4%.

Mentre sono stati riconosciuti 3 benefici monetizzabili:

- a) differenza tra costo di approvvigionamento tramite GNL e futuro gasdotto
- b) riduzione di CO₂ emessa
- c) valore delle interruzioni di energia evitate.

I risultati mostrano benefici netti previsti dalla costruzione del MTGP pari a 332 milioni di euro per il periodo 2018-2049 (in calo dai precedenti 413 milioni di euro), ripartiti tra Malta a cui sono attribuiti 313 milioni di euro e Italia con 19 milioni di euro. Nel caso dei *PCI* non vengono considerati solamente i benefici monetizzabili, ma anche aspetti quali il miglioramento dell'interconnessione di un paese, la riduzione del rischio di approvvigionamento dovuto all'isolamento geografico, l'aumento di competitività e di liquidità del mercato. La raccomandazione di ACER prevede che i benefici siano trascurabili se inferiori al 10% del totale, come nel caso dell'Italia. Quest'ultima otterrà un risparmio marginale dalla riduzione delle tariffe di trasporto gas come conseguenza dell'aumento della domanda di Malta.

Il *business plan* di MTGP prevede delle spese in conto capitale pari a 409.8 milioni di euro (di cui 393 nel periodo 2022-2024) con un *OPEX* annuale di 3.6 milioni di euro. I dati indicano che la *CAPEX* per km di gasdotto ha un costo inferiore del 42% rispetto ad altri progetti europei, mentre la *CAPEX* per 1 bcm di capacità tecnica è superiore del 33%. Quest'ultimo dato è legato alla mancanza di una stazione di compressione (superflua per l'esigua domanda di Malta) che aumenti la capacità tecnica del gasdotto e riduca così il costo unitario. I ricavi sono invece calcolati sul flusso annuo medio atteso del gas dall'Italia a Malta, previsto a una media annuale del 26% della capacità massima.

La *CBA* e il *business plan* del progetto MTGP lasciano alcune perplessità legate alla sostituzione dell'attuale progetto di GNL. Il costo opportunità della sostituzione del progetto di GNL non è stato incluso nella *CBA* e quest'ultimo è stato ultimato e reso operativo solo nel 2017.

L'aggiudicazione di tale progetto da parte della società ElectroGasMalta è avvenuta nel 2015 quando il MTGP era già stato inserito per la seconda volta nelle liste dei *PCI*. Se il gasdotto MTGP avesse mantenuto la data di realizzazione originaria, prevista nel 2022, il progetto di GNL sarebbe risultato operativo per soli 5 anni con un costo pari a 300 milioni di euro, eccessivi per i tempi ristretti di operatività. Inoltre l'incertezza dei benefici, difficilmente monetizzabili e rivisti al ribasso nell'ultima comunicazione del promotore, rendono il progetto più fragile di quanto era previsto in fase di avvio.

Le assunzioni fatte dal promotore per costi e ricavi rendono il progetto non finanziariamente sostenibile in quanto i costi d'investimento superano i ricavi derivanti dall'operatività del gasdotto. Pertanto nell'analisi di mercato, il promotore ha esplicitato l'importanza cruciale dei finanziamenti del *Connecting europe facility* (CEF).

STATO DELL'ARTE DEL GASDOTTO ITALIA-MALTA

Con la delibera 225/2019, l'Autorità ha confermato l'accordo con REWS riguardo all'allocatione della totalità dei costi al sistema maltese e di approvare il documento contenente la richiesta di finanziamento del promotore. Il passaggio successivo sarà l'approvazione della decisione di finanziamento finale, prevista nel terzo trimestre del 2020, in corrispondenza del termine per il rilascio delle autorizzazioni.

Data l'incertezza dei costi previsti, che al momento oscillano del $\pm 30\%$ (ACER ritiene opportuno ridurli a un *range* massimo del $\pm 10\%$) l'ottenimento dei fondi europei del CEF sarà l'ago della bilancia per il proseguimento e la sostenibilità finanziaria del

progetto. Sebbene il progetto stia rispettando le procedure previste, gli anni di ritardo accumulati sono due (intervallo comunque inferiore alla media dei PCI) e a quasi sei anni dalla fase di considerazione non ha fatto progressi decisivi. Singolari sono i 13 mesi previsti per la costruzione a fronte di una durata complessiva del progetto di 11 anni, segno che lo stallo per l'acquisizione dei permessi e le decisioni delle istituzioni coinvolte richiedono molto tempo. L'*impasse* dei PCI (*Newsletter 230*) è un problema ricorrente, nonostante tale status sia sinonimo di garanzia per una maggiore celerità amministrativa.

MERCATO ELETTRICO

MERCATO RETAIL: IL PUNTO DELLA SITUAZIONE SU RECESSO E SWITCHING

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 196/2019/R/com](#)
- [Delibera 77/2018/R/eei](#)
- [Delibera 783/2017/R/com](#)
- [Delibera 487/2015/R/eei](#)
- [Delibera 301/2012/R/eei](#)

Negli ultimi anni l'Autorità ha rivisto modalità e tempistiche per il diritto di recesso e switching per le varie tipologie di clienti al fine di garantire una maggiore libertà di azione in un mercato dinamico e competitivo.

RECESSO E SWITCHING PER TUTTE LE TIPOLOGIE DI CLIENTI FINALI

Nel contesto delle forme contrattuali del libero mercato o tutelate, l'Autorità ha delineato nel corso degli ultimi anni la disciplina del recesso dai contratti di fornitura e dello switching. Le modalità e le tempistiche di esercizio di questi due diritti sono fondamentali per garantire una maggiore concorrenza e competitività del mercato. Il recesso, come definito dall'Autorità, è la risoluzione contrattuale per qualunque causa del contratto di fornitura. Lo switching consiste nel cambio dell'utente di dispacciamento o della distribuzione in un punto di prelievo attivo in seguito a una rescissione contrattuale. Nel tentativo di equiparare la disciplina dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas, l'Autorità ha uniformato le norme per entrambe le categorie di consumatori finali.

Contestualmente al cambiamento delle condizioni di rescissione contrattuale dei clienti finali, l'orientamento dell'Autorità è stato quello di affidare la gestione e la verifica dei dati al Sistema Informativo Integrato (SII). Si tratta di una piattaforma digitale, basata su una banca dati, che gestisce i flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Istituito con la legge 129/2010, oggi il SII gestisce circa 100 milioni di dati annui relativi a circa 60 milioni di consumatori. Le recenti riforme previste nelle delibere 487/2015 e 77/2018, volute dall'Autorità, hanno attribuito al SII il ruolo di gestore del processo di switching e di risoluzione contrattuale. Inoltre è stato previsto che a partire da luglio 2020, il SII metterà a disposizione dei clienti finali la possibilità di visualizzare i loro dati storici, dal consumo di energia passato alle letture e autoletture. Il cliente avrà anche la possibilità di visionare la sua situazione contrattuale, verificando in tempo reale l'avanzamento dei processi di switching e recesso da un fornitore. La reperibilità delle informazioni dipende dal tipo di contatore installato e dalla frequenza delle letture messe a disposizione. Il SII è uno strumento in costante sviluppo e modellato per gestire una grande quantità di dati al fine di migliorare le politiche commerciali degli operatori e l'informazione dei clienti finali. Nella disciplina del recesso dei clienti finali il SII è l'interfaccia informatica tra utente del dispacciamento, distribuzione e fornitore entranti e i rispettivi uscenti.

Nel caso generale di recesso per cambio fornitore, il cliente finale si rivolge direttamente a un nuovo fornitore. Tramite rilascio di procura del cliente finale, il nuovo fornitore, a cui sono associati l'utente della distribuzione nel caso di gas naturale o l'utente per il dispacciamento per l'energia elettrica, recede dal contratto con il precedente fornitore. Con l'approvazione della delibera 783/2017, le comunicazioni avvengono tramite SII e non direttamente tra i fornitori coinvolti, per rendere il dialogo tra operatori più trasparente e dare maggiori certezze ai clienti, in merito alla responsabilità e alle tempistiche di esecuzione delle diverse attività del recesso. Per ottenere il cambio fornitore, al SII viene inviata la richiesta di switching da parte del nuovo utente del dispacciamento o della distribuzione. Il preavviso richiesto per l'esercizio del diritto di recesso è di massimo tre settimane, tempistica allineata a quella per lo switching per una maggiore efficienza e ottimizzazione del sistema. In seguito all'approvazione della richiesta di switching, il SII provvede a trasmettere tale informazione, entro un giorno, al fornitore e ai relativi utenti del dispacciamento o della distribuzione precedenti. Se in seguito alla richiesta di recesso non dovesse seguire la conferma di switching necessaria per il cambio fornitore è previsto che il cliente finale rimanga contrattualmente legato al fornitore precedente. La richiesta di attivazione di una fornitura va richiesta entro il 10 del mese antecedente la data di switching (che si verifica il primo giorno del mese). Il margine di preavviso di tre settimane consente di effettuare le dovute verifiche e permette al SII di adempiere ai doveri di comunicazione. Se invece il diritto di recesso viene esercitato per motivi diversi dal cambio fornitore, quindi non legati alla richiesta di switching, il cliente finale può rivolgersi direttamente al venditore uscente senza l'intermediazione del SII.

TAG

electricity, consumers, natural gas, regulation

Per limitare i problemi nelle procedure di *switching*, l'Autorità ha previsto che dal 2020 l'utente del dispacciamento, che acquisisce un nuovo cliente, sia tenuto a richiedere una copertura finanziaria da parte di quest'ultimo nel caso di superamento di una soglia di potenza media annua contrattualizzata con Terna. Tale potenza massima, fissata dal TSO, è il limite entro il quale il SII accoglierà le richieste di *switching*; oltre questa soglia invece procederà alla verifica delle coperture finanziarie proposte.

RECESSO E SWITCHING PER CLIENTI DI PICCOLE DIMENSIONI

L'unica clausola diversa dal caso generale, per i clienti di piccole dimensioni, attiene alla risoluzione del contratto di fornitura per motivi diversi dal cambio fornitore, come ad esempio la chiusura di un'attività commerciale. In questo caso, il fornitore, in seguito alla volontà espressa dal cliente finale di recedere, deve provvedere alla rescissione del contratto entro un mese dalla richiesta. Inoltre questa clausola non riguarda tutti i clienti finali di piccola dimensione. Sono infatti esclusi i contratti con controparte pubblica, contratti stagionali e clienti multisito (contratto con consegna energia elettrica o gas in più punti di prelievo). Lo stesso fornitore di energia elettrica o gas, controparte contrattuale dei clienti di piccola dimensione, può esercitare il diritto di recesso con un preavviso di almeno sei mesi, escluso il caso di clienti in regime di maggior tutela. In questo modo, anche il fornitore viene tutelato da eventuali inadempienze contrattuali da parte del cliente finale.

RECESSO E SWITCHING PER CLIENTI DI GRANDI DIMENSIONI

I clienti di grandi dimensioni, costituiti principalmente da imprese, possono gestire la comunicazione di recesso in un momento diverso dalla richiesta di *switching*, come previsto dalla delibera 196/2019. In questo modo, il cliente, dopo aver espresso la volontà di recedere dal contratto di fornitura, può effettuare lo *switching* in un momento successivo più vicino all'avvio della nuova fornitura. Si tratta di una modalità aggiuntiva di esercizio del diritto di recesso rispetto a quella già prevista nel caso generale.

Inoltre, il cliente di grandi dimensioni può fare richiesta di recesso direttamente al suo attuale fornitore e quest'ultimo deve dare pronta informazione al SII. Nella situazione in cui il cliente finale fa diretta domanda di recesso e il SII non dovesse ricevere in tempo la richiesta di *switching*, si attiva il servizio di ultima istanza (evento in cui il cliente finale si trova senza fornitore, ma rimane connesso alla rete e continua a prelevare gas). È una prestazione in cui i clienti si trovano a dover pagare per i primi sei mesi i prezzi del mercato tutelato successivamente maggiorati di un parametro " β " beta diverso per ciascuna regione. L'attivazione dei servizi di ultima istanza è prevista in quanto l'assenza della richiesta di *switching* è interpretata come semplice risoluzione del vincolo contrattuale invece che di attivazione di una nuova fornitura.

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

Nel secondo trimestre del 2019 le operazioni rilevanti di M&A nel settore rinnovabili sono state dodici, per lo più (cinque) nel comparto eolico. Tra queste, la più rilevante in termini di potenza e di enterprise value è l'acquisizione che ha coinvolto Edison e EDF Renouvelables.

Di seguito la descrizione dei principali deal:

- **Edison** (posseduta al 99.5% da EDF) continua la sua crescita nel settore della generazione elettrica da fonti rinnovabili, perseguendo l'obiettivo del piano di sviluppo che prevede di qualificarsi "carbon free". È stato infatti annunciata l'acquisizione da **EDF Renouvelables** (interamente controllata da EDF) di 265 MW di capacità eolica e 77 MW di potenza fotovoltaica diventando così il secondo operatore eolico in Italia, dopo EF Solare, consolidando quindi 975 MW di capacità installata. EDF Renouvelables, leader di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è presente in 22 paesi. Al 2018 la sua capacità installata era pari 12.890 MW nel mondo. L'enterprise value è stato valutato in 173 milioni di euro e il closing dell'operazione è previsto entro la prima decade di luglio. Il costo unitario è stato di 506 euro al MW
- **Mareccio Energia** (una piattaforma istituita da Basalt per l'aggregazione di parchi solari italiani operativi su piccola scala), tramite la propria controllata Italia T1 Roncolo srl (piattaforma di aggregazione di impianti fotovoltaici), ha acquistato da **Aega Asa** (società norvegese) 8 impianti solari per complessivi 8 MW. L'enterprise value valutato in 22 milioni di euro è l'operazione con costo unitario maggiore, tra quelli di seguito analizzati, pari a 2.85 migliaia di euro al MW riferito al solare. La conclusione del deal è prevista entro fine anno
- Il gruppo **Iren** - multiutility italiana attiva principalmente in Piemonte, Liguria ed Emilia - ha rinnovato la proposta di creare una joint venture con la **Compagnia Valdostana delle Acque - CVA** (nel 2017 è stato il quarto produttore idroelettrico per volumi. Iren è il sesto dopo Edison e Hydro Dolomiti). Il main agreement prevede di far confluire gli asset rinnovabili delle due società in una newco partecipata al 50%. Tramite questo accordo si svilupperebbe una capacità idroelettrica di circa 1.5 GW (933 MW Cva + 613 MW Iren). CVA è un'azienda italiana che opera nel settore della produzione di energia elettrica, è posseduta al 100% dalla Regione Valle d'Aosta.
- A fine maggio è stata costituita una joint venture tra **Engie** ed **Edp** nella quale i due gruppi faranno confluire le loro attività in ambito eolico offshore. Entro il 2025 sono previsti progetti al fine di sviluppare una capacità tra i 10 e 17 GW, suddivisa tra 5 e i 7 GW già in funzione e costruzione e 5 e 10 GW in fase di sviluppo.
- A fine maggio **Eos Investment Management Group**, operatore internazionale specializzato nella gestione di fondi di investimento alternativi, e **Renergetica**, specializzata nello sviluppo di grandi impianti a fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaici ed eolici, hanno sottoscritto un accordo per lo sviluppo, nei prossimi tre anni, di impianti fotovoltaici a terra sul territorio italiano per una potenza complessiva pari a 110 MW estendibile fino a 250 MW.
- A giugno **Ardian Infrastructure** e **Glennmont Partners** hanno concluso l'accordo per l'acquisto da Athena Investments di impianti eolici e fotovoltaici in Italia e in Spagna per un'enterprise value di 90 milioni di euro. La capacità installata combinata degli impianti è di 205.5 MW. Il costo unitario dell'operazione è pari a 439 €/MW. Per quanto riguarda l'Italia, l'acquisizione riguarda una partecipazione del 50% nell'impianto eolico di Monte Grighine (98.9 MW), il 100% nell'impianto eolico di Minerva Messina (48.3 MW), il 100% degli impianti fotovoltaici di Cerveteri (8.7 MW) e Nardò Caputo (9.8 MW).
- A inizio maggio, **Solarcentury**, società britannica specializzata nel fotovoltaico, ha annunciato il proprio ingresso nel mercato italiano, con l'obiettivo di prendere il controllo di 5 GW di impianti solari senza incentivi insieme a partner locali.
- **ERG**, controllata dalla famiglia Garrone-Mondini tramite la holding italiana San Quirico SpA (circa il 56%) e la Polcevera S.A. (circa il 7%), consolida il suo posizionamento in Europa con due importanti acquisizioni in Gran Bretagna e in Francia. Infatti:
 - tramite la propria controllata **Erg Uk Holding**, ha perfezionato l'acquisizione da Res, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craigmore Energy Ltd, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda. ERG ha così acquisito le autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico corrispondente a 25 MW. L'investimento totale è stato pari a circa 42 milioni di euro. Con questa operazione ERG rafforza i MW in costruzione in Gran Bretagna che passano da 163 a 188. Il costo unitario dell'operazione è stato pari a 1,680 migliaia di euro al MW.
 - tramite la propria controllata **Erg Eolienne France Sas**, ha sottoscritto un accordo con **Profond Finanzgesellschaft AG**, per l'acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS". ERG ha così acquisito 6 parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW. L'enterprise value è stato pari a circa 52.2 milioni di euro. Questa acquisizione permette al gruppo di raggiungere 360 MW di capacità installata in Francia. Il costo unitario

dell'operazione è stato pari a 1,004 migliaia di euro al MW. ERG è un produttore di energia elettrica rinnovabile con una produzione annua di 7 TWh.

- A inizio marzo, **European Energy**, società danese attiva nel settore dell'eolico e del fotovoltaico, ha acquistato la società veicolo **ASI Troia FV1** titolare di un progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 123 MW in Puglia.
- **Agsm Verona** ha concluso l'acquisto di un impianto fotovoltaico per una potenza complessiva di circa 896 kW. L'*enterprise value* è stato pari a circa 2.5 milioni di euro. La produzione annua della *multiutility* è superiore ai 10 GWh.
- Il Gruppo **AIM Vicenza** ed **Enea**, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, hanno firmato un protocollo d'intesa sull'innovazione tecnologica nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- A fine giugno, **Alerion Clean Power**, *holding* italiana, specializzata nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tramite le sue controllate Alerion Spain SL ed Alerion Teriel SL, ha acquisito il 100% di **Comiolica SL**, società titolare di un parco eolico operativo in Spagna con una potenza installata pari a 36 MW. L'*enterprise value* è stata di circa 41 milioni di euro portando la potenza lorda installata del gruppo pari a 392.5 MW. La società ha comunicato di aver sottoscritto un contratto di opzione per l'acquisto di un altro progetto in corso di realizzazione che coinvolge una capacità di 50 MW. Se dovesse andare in porto la potenza installata supererebbe i 400 MW. Il costo unitario dell'operazione è stato pari a 1,139 migliaia di euro al MW.

DATI DI MERCATO

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

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	129 505	131 603	-1.6%
Produzione netta	114 488	111 894	2.3%
- Termoelettrico	76 919	72 921	5.5%
- Rinnovabili**	37 569	38 973	-3.6%
Saldo estero	17 019	20 505	-17.0%

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

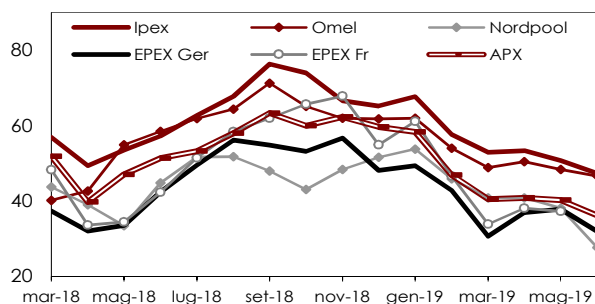
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	7.1	7.1	-1.1%	10.6	10.9	-2.8%
Termoelettrico	11.7	10.3	14.1%	18.1	17.3	4.7%
Distribuzione	19.1	19.3	-0.7%	29.2	30.5	-4.2%
Altro	0.9	0.9	-7.3%	1.3	1.5	-13.8%
Totale	38.8	37.6	3.1%	59.3	60.3	-1.6%

Valori cumulati al 24/06/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

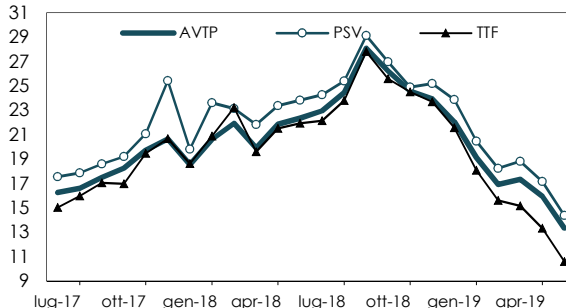
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 24/06/2019

Fonte: Borse Europee

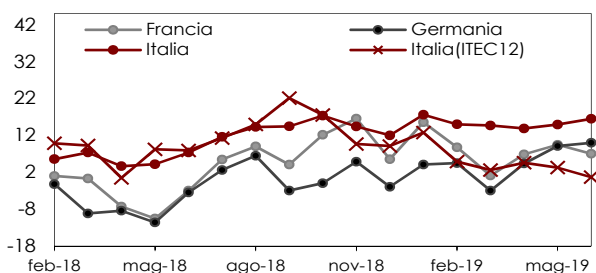
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/06/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

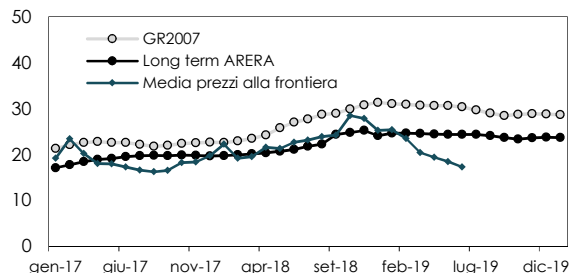
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E

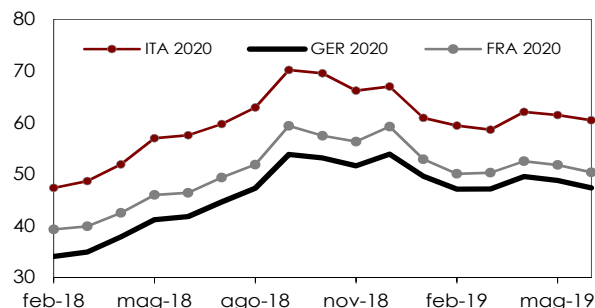
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term ARERA: PTOP 649/2016/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 24/06/2019

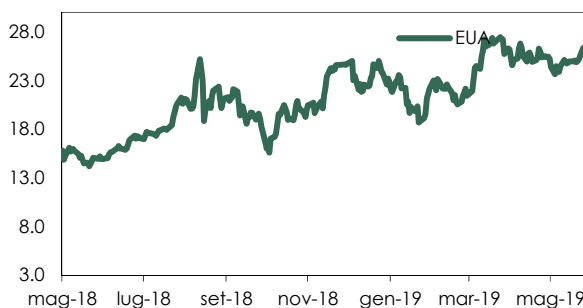
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 24/06/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



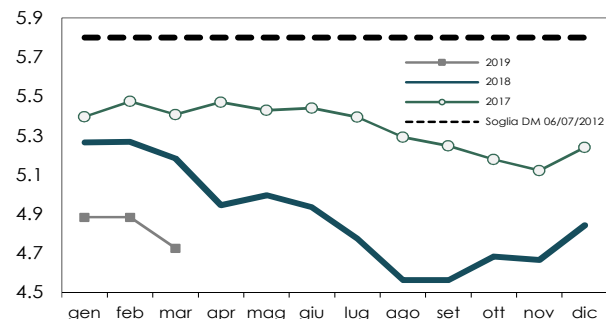
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/05/2019

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

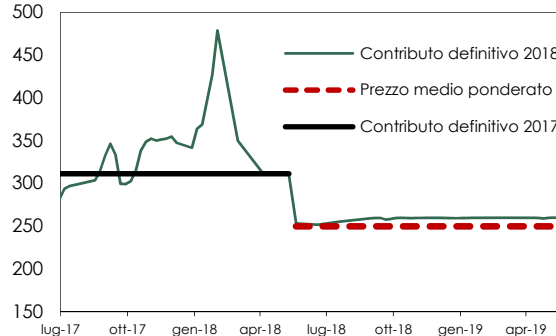


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

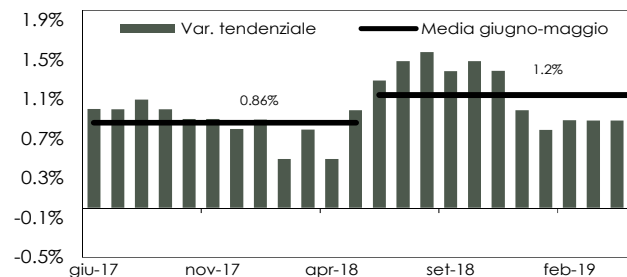
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

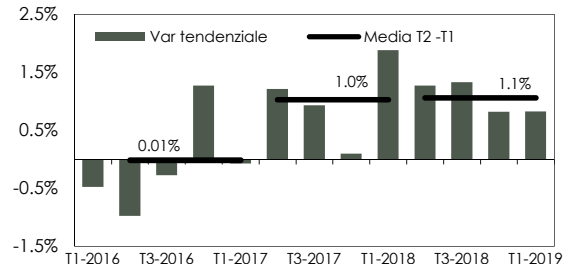


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato Maggio 2019

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)

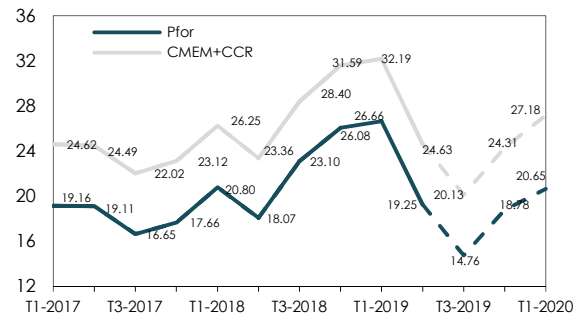
Componente	III 2018	IV 2018	I 2019	II 2019	III 2019
Energia, dispac. e commerc.	8.82	10.05	9.46	6.86	7.42
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.79	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	6.61	7.79	5.56	5.41
Totale - tasse escluse	18.19	19.43	20.04	15.21	15.62

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

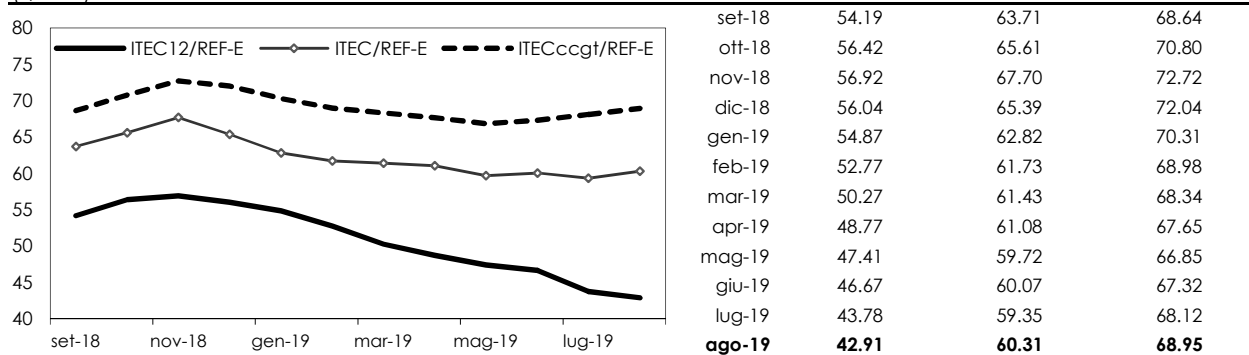
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 46.67 €/MWh, in calo dell'1.6% sul dato di maggio (47.41 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di maggio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 60.07 €/MWh, in aumento dello 0.6% sul valore consuntivo di maggio (pari a 59.72 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 67.32 €/MWh, in aumento dello 0.7% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.85 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in calo durante il mese di maggio.

Il valore *forward* per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 giugno, è pari a 44 €/MWh, in calo del 5.7% rispetto al consuntivo di giugno. I valori *forward* per il mese di luglio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 21 giugno, sono pari a 59.21 €/MWh e 68.01 €/MWh, il primo in calo dell'1.4%, mentre il secondo in aumento dell'1% rispetto al consuntivo di giugno.

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



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 21/6/2019. 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.

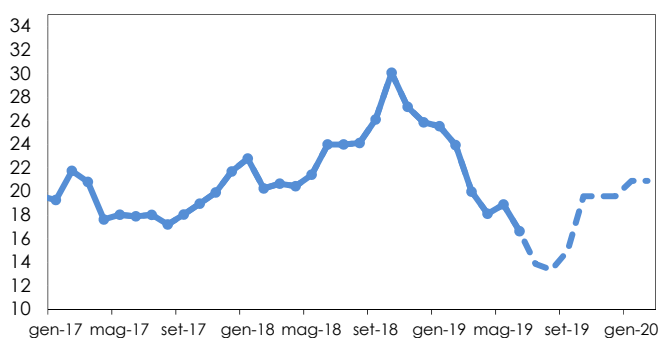
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per giugno 2019 è pari a 16.64 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 16.48 €/MWh e 16.98€/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a giugno 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di maggio 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 aumentato rispetto a maggio 2018 (9646MW contro 7,516 MW), così come il numero di transazioni registrate (330 contro 306).

Al 20 giugno, gli scambi del prodotto con consegna a luglio 2019, relativi a un campione di 165 operazioni e un volume totale scambiato di 4885 MW, indicano un prezzo di 15.4 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a giugno 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