

MERCATO ELETTRICO

- **Aste capacity:** ultimi dettagli ma ancora tanti dubbi

Definiti tempi, dettagli economici e operativi per le aste del capacity, con valori leggermente migliorativi per gli operatori, almeno quelli termoelettrici già esistenti, rispetto alle attese. Restano numerosi i dubbi, soprattutto sulle prospettive di lungo periodo del meccanismo.

pag. 3

- **Mobilità elettrica e tariffe di trasporto**

Iniziano a emergere le preoccupazioni per gli impatti sulla rete di distribuzione dell'elettrificazione: il tentativo di coniugare la promozione della mobilità elettrica con la sicurezza del sistema e la minimizzazione degli investimenti si traduce in proposte che limiterebbero la potenza e favorirebbero i consumi notturni per le colonnine pubbliche, mentre si studiano soluzioni che permetterebbero di attivare il potenziale del VTG.

pag. 6

- **Nuove regole di dispacciamento: evoluzione o rivoluzione?**

Il processo di revisione delle regole del dispacciamento è finalmente partito. Le prime proposte sembrano tentare la conciliazione tra il modello di mercato che si è affermato nell'Europa continentale, basato sul concetto del self dispatching, con una gestione centralizzata e nodale delle risorse che minimizzi i costi di un dispacciamento reso complesso dalla conformazione del territorio. Ne esce un ibrido che potrebbe protendere verso l'una o l'altra soluzione a seconda delle scelte di implementazione e della definizione dei dettagli. Sicuramente un processo di affinamento complesso e lungo che impegnerà molte energie sia per le istituzioni che per il sistema e dagli impatti a oggi solo ipotizzabili, ma sicuramente non trascurabili.

pag. 10

GAS NATURALE

- **La nuova struttura tariffaria per il trasporto del gas naturale: quale impatto sulle tariffe di tutela**

Le novità riguardanti i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto, in vigore a partire dal 2020, comportano, oltre che variazioni rilevanti nei livelli, lo spostamento a valle del PSV di diverse componenti di logistica, che devono essere recepite nei prezzi di tutela. Più complessa invece la situazione sul trasporto internazionale, dove gli effetti delle revisioni tariffarie si sommano a quelli di un mercato sempre più volatile e imprevedibile, aumentando i rischi per gli operatori legati all'indicizzazione al TTF. Il superamento della tutela potrebbe essere l'occasione per una revisione e un aggiornamento delle modalità più frequenti di indicizzazione dei mercati retail del gas, anche se la struttura delle PLACET ha confermato continua a riproporre l'indicizzazione al TTF.

pag. 14

INDICATORI

- **Dati di mercato**
- **Dati settori incentivati e regolati**

pag. 19

pag. 20

INDICI

- **ITEC e Magi**

pag. 21

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, 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

ASTE CAPACITY: ULTIMI DETTAGLI MA ANCORA TANTI DUBBI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [C\(2019\)4509 Final](#)
- [Delibera 103/2019/R/eel](#)
- [Delibera 363/2019/R/eel](#)
- [Delibera 386/2018/R/eel](#)
- [DCO 592/2017/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Via libera al capacity market](#)
(Newsletter 234)

Definiti tempi, dettagli economici e operativi per le aste del capacity, con valori leggermente migliorativi per gli operatori, almeno quelli termoelettrici già esistenti, rispetto alle attese. Restano numerosi i dubbi, soprattutto sulle prospettive di lungo periodo del meccanismo.

A inizio settembre Terna ha pubblicato le tempistiche di svolgimento delle aste per il meccanismo del *capacity market* insieme alle scadenze per l'invio da parte dei possibili partecipanti della richiesta di partecipazione. L'asta con consegna al 2022 si terrà il 6 novembre, mentre quella per il 2023 è programmata per il 28 novembre.

Terna ha inoltre predisposto, per ciascuno dei 2 anni di consegna, la suddivisione delle aree con le rispettive curve di domanda e limiti di transito, i tassi di *derating* per la partecipazione della capacità rinnovabile non programmabile e la stima della distribuzione delle ore di picco negli anni di *delivery*. L'annuncio è avvenuto subito dopo l'approvazione dell'Autorità dei parametri economici da utilizzare per gli anni di consegna 2022 e 2023.

LA PARTECIPAZIONE

La struttura dei mercati elettrici in Italia prevede un approccio di tipo zonale, in cui la rete nazionale viene rappresentata con una struttura semplificata. Tale criterio è utilizzato anche per le aste del *capacity market*, dove è stato introdotto il concetto di aree, con l'obiettivo di fornire precise indicazioni sulla localizzazione della capacità da approvvigionare, rappresentando al meglio le condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna area e simulando lo scambio tra le varie aree in situazione di necessità. I limiti di transito di capacità tra le aree risiedono nella geomorfologia del territorio italiano e la conseguente mancanza di collegamenti tra aree.

La definizione delle aree è stata, relativamente ai due anni di *delivery* 2022-2023, allineata alla definizione di zone di mercato, prendendo a riferimento la configurazione zonale che sarà utilizzata sui mercati dell'energia negli anni di riferimento, sulla base dello studio per la revisione delle zone che Terna stessa ha condotto lo scorso anno.

L'introduzione delle linee guida europee sull'allocazione della capacità e sulla gestione delle interconnessioni (CACM) aveva già in passato reso necessarie alcune modifiche della struttura zonale. Nel 2018, con la delibera 386/2018, sono stati accorpati i poli di produzione Brindisi, Foggia e Priolo nelle rispettive zone geografiche e il nodo di Gissi è stato spostato nella zona Centro-Sud.

La più recente modifica delle zone di mercato (Delibera 103/2019), ha stabilito lo spostamento dell'Umbria alla zona Centro-Sud e la creazione di una nuova area geografica (Calabria) in seguito all'eliminazione del polo di produzione di Rossano. La definizione delle nuove zone entrerà in vigore a partire dal 2021, l'anno prima della *delivery* del *capacity*. Pertanto, le aste di novembre includeranno la nuova suddivisione zonale.

All'interno di ciascuna zona gli impianti partecipano come capacità nuova o esistente e la loro potenza viene scontata (con dei tassi di indisponibilità o *derating*) a seconda della tecnologia utilizzata. Nell'ultimo aggiornamento delle Disposizioni tecniche di funzionamento (Dtf) Terna ha comunicato i seguenti dati relativi alla partecipazione degli impianti.

- La soglia minima di spesa da superare per considerare l'impianto (o l'ammmodernamento eseguito su di esso) come nuova capacità produttiva eleggibile alla contrattualizzazione di 15 anni, ossia il tempo necessario per ammortizzare un investimento in nuova capacità, è stata confermata a 209 mila €/MW. Se la costruzione di nuovi impianti *greenfield* può superare facilmente questi limiti, diverso è il caso per chi considera l'opportunità di operazioni di *revamping* sulla capacità esistente, che, dato il costo minore, potrebbero assestarsi sotto la soglia di costo, perdendo i requisiti necessari per la contrattualizzazione pluriennale.
- I tassi di *derating* per il 2022, aggiornati da Terna, sono molto restrittivi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, essendo pari all'89% per il solare, 82% per

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

l'eolico e il 65% per l'idroelettrico ad acqua fluente, confermando le stime di luglio. Per il 2023 il solare è invece scontato all'88%, l'eolico all'83% e l'idroelettrico al 64%.

- I tassi di *derating* del termico oscillano tra il 17% dell'area Calabria e il 28% di quella Nord, con una media nazionale del 20% per il 2022 e del 21% del 2023. Rispetto all'ultimo aggiornamento sono stati aumentati di un 4% nell'area Nord ed è stata creata l'area Calabria, mentre alle nuove unità di produzione sia termoelettriche che geotermoelettriche è stato assegnato un tasso di *derating* del 10%.

PARAMETRI ECONOMICI: CAP IN RIALZO E MODIFICHE AL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE

L'Autorità ha approvato i parametri economici definiti nel documento di consultazione (DCO 592/2017): il *cap* e lo *strike price*.

Riguardo il *cap*, inteso come il premio massimo per l'operatore che partecipa al *capacity*, è stato confermato un trattamento differente tra capacità nuova ed esistente nonostante il parere contrario di un ampio numero di operatori. Inizialmente il *cap* della capacità esistente era stato fissato a un valore più basso, ma in risposta alla consultazione gli operatori lamentavano il rischio che il premio non bastasse a coprire gli oneri e i rischi derivanti dalla contrattualizzazione, risultando inefficace nel contribuire alla copertura dei costi operativi e scoraggiando la partecipazione stessa della capacità. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto necessario aumentare il *cap* della capacità esistente, alzandolo a 33 mila €/MW/anno (dai 17 mila €/MW/anno precedenti), mantenendo invece stabile il *cap* per la nuova capacità produttiva a 75 mila €/MW/anno.

Lo *strike price* riflette il costo variabile dell'unità di punta. La differenza dello *strike price* con il prezzo di mercato dell'energia elettrica (se positiva) è il valore che l'operatore si impegna a restituire a Terna (Newsletter 234). La metodologia di calcolo dello *strike price* è stata rivista dall'Autorità sostituendo l'indicizzazione trimestrale al PSV del fattore a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale con quella mensile al TTF, con l'intento di avvicinarsi ai prezzi del mercato *spot* del gas naturale. Nella formula è stato inoltre introdotto un elemento di mitigazione del rischio di mancata copertura del costo della materia prima, in corrispondenza dei periodi di emergenza gas. Sebbene la nuova metodologia non impatti molto sui mercati dell'energia (Mercato del giorno prima e Mercato infragiornaliero), potrebbe risultare molto rilevante sui mercati dei servizi (Mercato dei servizi di dispacciamento e Mercato di bilanciamento) dove i prezzi potrebbero subire una significativa spinta verso il basso, a seconda dell'ammontare della capacità contrattualizzata sotto il meccanismo.

TABELLA 1. CDP (GW) PER AREA DI MERCATO E LOLE 2022

Aree	LOLE 6 ore/anno (punto B)	LOLE 3 ore/anno (punto C)	LOLE 0 ore/anno (punto D)
Nord	38.4	38.6	41.3
Centro Nord	3.7	3.8	4.2
Centro Sud	9.2	9.3	10.5
Sud	4.4	4.5	4.6
Calabria	2	2.1	2.3
Sicilia	4.5	4.6	5.4
Sardegna	2.3	2.4	2.8
Italia	64.6	65.4	71.2

Fonte: Dati Terna

TABELLA 2. CDP (GW) PER AREA DI MERCATO E LOLE 2023

Aree	LOLE 6 ore/anno (punto B)	LOLE 3 ore/anno (punto C)	LOLE 0 ore/anno (punto D)
Nord	38.5	38.7	41.4
Centro Nord	3.7	3.8	4.2
Centro Sud	9.4	9.5	10.5
Sud	4.5	4.6	4.7
Calabria	2	2.1	2.4
Sicilia	4.6	4.7	5.6
Sardegna	2.3	2.4	2.9
Italia	65	65.8	71.7

Fonte: Dati Terna

LA STIME DELLA DOMANDA DI CAPACITÀ PER GLI ANNI 2022-2023

La metodologia per la stima della curva di domanda si basa sulla determinazione dei livelli di capacità che assicurano uno specifico livello di adeguatezza. Tale livello viene calcolato 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 livello minimo è fissato in 6 ore di *LOLE*, e decresce fino a 0 ore al diminuire del prezzo offerto.

La metodologia include il calcolo dei punti della curva di domanda, suddivisa per aree di mercato, in cui sia raggiunto il livello minimo di adeguatezza e il *target* stabilito da Terna (rispettivamente con un *LOLE* di 6 e 3 ore). L'operazione si basa sulla capacità disponibile in probabilità (CDP), resa nota negli ultimi allegati alle Dtf di Terna (Tabelle 1-2), ossia la somma della potenza nominale degli impianti per zona scontata per il tasso di *derating* stabilito dall'Autorità. In particolare, partendo dalla CDP corrispondente a un *LOLE* di 0 ore e un prezzo offerto pari a 0 k€/MW (punto D), viene applicata una riduzione progressiva della CDP fino al punto in cui non si abbia un *LOLE* pari al *target* di 3 ore/anno (punto C) e successivamente di 6 ore/anno nel punto corrispondente al livello minimo di adeguatezza (punto B).

TABELLA 3. PARAGONE CDP (GW) PER AREE DI MERCATO, LOLE 6 ore/anno

Aree	Dati definitivi Terna per anno di consegna 2022	Dati definitivi Terna per anno di consegna 2023	Stima Terna su 2019 per Commissione Europea
	LOLE 6 ore/anno (punto B)		
Nord	38.4	38.5	(36.5-38.5)
Centro Nord	3.7	3.7	(3.5-4)
Centro Sud	9.2	9.4	(9-10)
Sud	4.4	4.5	(4.5-5)
Rossano	-	-	-
Calabria	2	2	-
Sicilia	4.5	4.6	(4.5-5)
Sardegna	2.3	2.3	(2-2.5)
Italia	64.6	65	(60-65)

Fonte: Dati Terna

I livelli minimi di adeguatezza stimati da Terna per gli anni 2022 e 2023 sono molto vicini al valore più alto dell'intervallo notificato alla Commissione¹ (Tabella 3).

La distanza tra il livello minimo di adeguatezza e il *target* (punti B e C) è al massimo di 200 MW. Questo riduce l'elasticità della curva di domanda, che risulta (abbastanza) rigida intorno al valore di adeguatezza.

L'alto livello dei *target* per l'adeguatezza del sistema rende probabile che si realizzi un mercato corto, almeno in alcune aree del sistema, e di conseguenza il coinvolgimento della capacità non autorizzata che può partecipare alla 27-esima asta, dato il maggior spazio disponibile (Newsletter 234).

In un sistema zonale come quello italiano assume rilievo la capacità che, potenzialmente, può arrivare dalle zone confinanti. Terna ha stimato per gli anni 2022 e 2023 la quantità di energia elettrica scambiabile tra aree limitrofe, calcolate nel punto della curva di domanda con *LOLE* pari a 0 ore/anno (Tabella 4). I limiti di scambio risultano molto diversi tra i due anni, in particolare risalta una differenza di 1.2 GW e di 1 GW, rispettivamente nella direttrice Nord-Centro Nord e Centro Sud-Centro Nord. Per quanto riguarda i limiti di scambio tra una singola area nazionale e un paese estero rimangono invariati per entrambi gli anni di *delivery*, attestandosi a circa 4.4 GW.

TABELLA 4. LIMITI TRA ZONE DI MERCATO (MW)

Sezione	2022		2023	
	Limite diretto	Limite inverso	Limite diretto	Limite inverso
Nord - Centro Nord	2 700	2 200	1 460	2 500
Centro Nord - Centro Sud	1 900	2 700	2 100	1 650
Centro Sud - Sud	2 940	4 000	2 970	3 900
Sud - Calabria	600	2 500	700	2 300
Centro Sud - Sardegna	500	1 200	1 020	1 200
Calabria - Sicilia	800	600	900	700

Fonte: Dati Terna

DOPO LE ASTE UN NUOVO AGGIUSTAMENTO DEL MECCANISMO

La fase di prima attuazione del meccanismo del *capacity market* terminerà con la seconda asta di fine novembre. L'elaborazione della disciplina di piena attuazione deve tenere in considerazione l'entrata in vigore delle nuove norme sul *market design* europeo. Infatti il meccanismo che imposterà le aste per l'allocazione della capacità successiva al 2024, dovrà necessariamente passare per l'approvazione europea.

Questo sarà fondamentale per due motivi principali: in primo luogo, dare un segnale, anche negli anni successivi, alla capacità esistente per contribuire all'adeguatezza del sistema, insieme alla capacità nuova che già ha ricevuto la contrattualizzazione per 15 anni; in secondo luogo continuare a guidare la transizione verso la decarbonizzazione del sistema, con un *phase-out* della generazione a carbone che potrebbe iniziare in corrispondenza di queste prime *delivery*, ma potrebbe non essere completo.

¹ Nel parere inviato da Terna alla Commissione Europea (C(2019) 4509 final) lo scorso giugno, sono esposte le modifiche al *capacity market* italiano e anche i range previsti per la stima della CDP nel punto della curva di domanda con 6 ore/anno di *LOLE* (livello minimo) per l'anno 2019.

MOBILITÀ ELETTRICA E TARIFFE DI TRASPORTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 345/2019/R/eel](#)
- [DCO 318/2019/R/eel](#)
- [Direttiva 2018/844/UE](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [E-mobility: il nuovo modello di business delle colonnine di ricarica](#) (Newsletter GME 128)

Iniziano a emergere le preoccupazioni per gli impatti sulla rete di distribuzione dell'elettrificazione: il tentativo di coniugare la promozione della mobilità elettrica con la sicurezza del sistema e la minimizzazione degli investimenti si traduce in proposte che limiterebbero la potenza e favorirebbero i consumi notturni per le colonnine pubbliche, mentre si studiano soluzioni che permetterebbero di attivare il potenziale del VTG.

COLONNINE: SOLUZIONI, PROSPETTIVE E COSTI DI RETE

Lo sviluppo di un numero elevato di infrastrutture di ricarica è il presupposto per lo sviluppo della mobilità elettrica. Le infrastrutture di ricarica, per scelta della normativa nazionale ed europea, non sono normalmente elementi di rete e non fanno parte, dunque, della RAB del distributore. Le cd colonnine possono essere installate in luoghi privati (abitazioni o garage di flotte aziendali) o in luoghi accessibili al pubblico (aree stradali, stazioni di rifornimento, parcheggi di operatori commerciali, etc.). Il posizionamento della colonnina, e il fatto se sia o no aperta al pubblico, definisce la tariffa per l'utilizzo della rete che il consumatore è chiamato a pagare sull'energia prelevata.

Nel caso in cui la colonnina sia in un'abitazione domestica l'energia prelevata sfrutta il relativo contratto, condividendo così la tariffa prevista per gli usi domestici (TD). La maggior parte dei consumatori ha, tuttavia, oggi una potenza installata di 3 kW. Questo livello di potenza, oltre a implicare tempi lunghi di ricarica, espone il consumatore a rischi di sovraccarico. Per consentire più prelievi contemporaneamente ed efficientare le tempistiche di ricarica del veicolo si hanno dunque due alternative: si può richiedere un aumento della potenza contrattuale oppure installare un nuovo contatore. In questo caso ci sarà una bolletta separata per i consumi di ricarica, e il contratto ricadrà nella tariffa per usi non domestici in bassa tensione (BTA). Nel caso di punti di ricarica condominiali i costi delle ricariche andranno suddivisi fra i condomini secondo regole che possono essere liberamente definite¹ e la tariffa di riferimento è quella BTA.

La BTA è applicata anche al caso di ricariche private presso uffici o esercizi commerciali. Possono rientrare in questa fattispecie anche le ricariche private collettive, ossia le ricariche private situate all'interno di strutture condominiali o quelle adibite a flotte di veicoli elettrici aziendali. Questa tipologia di ricarica è di particolare interesse per le possibili evoluzioni future in ambito di fornitura dei servizi di dispacciamento (cd. *vehicle to grid*). Questa possibilità, non ancora in atto ma con concreti margini di sviluppo, consiste nell'offrire flessibilità al sistema elettrico attraverso le batterie dei veicoli. Flotte di veicoli elettrici aziendali o condominiali, potrebbero effettuare *vehicle to grid* grazie a uno scambio bidirezionale tra il veicolo e la rete, consentendo una stabilizzazione di quest'ultima. Durante i periodi di ricarica le batterie saranno impiegate come sistemi di accumulo energetico connessi alla rete, garantendo vantaggi sia per il sistema elettrico sia per i possessori delle auto. I gestori dei punti di ricarica potranno essere infatti remunerati per i servizi forniti al sistema elettrico, e gli utilizzatori della ricarica potrebbero beneficiare di uno sconto sull'energia prelevata, con benefici che potrebbero contribuire alla diffusione dei veicoli elettrici.

Un'altra fattispecie è quella delle colonnine accessibili al pubblico dove il cliente finale, ai fini della regolazione, non è chi utilizza la colonnina (ossia chi ricarica l'auto) ma l'esercente la colonnina che offre il servizio di ricarica (delibera ARG/elt 242/2010). In questo caso, è stata prevista l'applicazione di una specifica tariffa (BTVE), in esercizio dal 2012. Per le colonnine semi-pubbliche la tariffa BTVE non può di solito essere usata perché gli usi non sono dedicati esclusivamente alle ricariche.

Le tre tariffe applicabili all'energia prelevata per ricariche elettriche, che includendo gli oneri impropri possono rappresentare anche più del 50% della spesa complessiva per i prelievi dell'energia elettrica², differiscono in maniera sensibile sia per la struttura che per i livelli assoluti.

In particolare, la tariffa BTA e la domestica per non residenti hanno quote fisse più

¹ L'installazione di almeno un punto di ricarica per auto elettriche è obbligatorio per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e i relativi interventi di ristrutturazione profonda, come per gli edifici di nuova costruzione a uso diverso da quello residenziale con superficie superiore a 500 metri quadrati e relativi interventi di ristrutturazione profonda.

² L'incidenza varia sensibilmente a seconda della tipologia di consumatore e dei prelievi complessivi.

TAG

electricity, tariff regulation, transport

TABELLA 1. TARIFFE DI TRASPORTO PER L'ENERGIA ELETTRICA PER RICARICA

Tariffa	Quota fissa €/anno	Quota potenza €/KW/anno	Quota variabile €/MWh
TD Residenti	20.3	21.2	83.8
TD non Residenti	143.2	21.2	68.1
BTA*	36.8	72.3	54.7
BTVE			183.9

* Per impegni tra 3 e 6 KW

Fonte: REF-E su dati ARERA

elevate della domestica, mentre alle colonnine pubbliche in BTVE viene applicata una tariffa monomia, che non prevede costi fissi, ma costi variabili più che triplicati rispetto alla BTA (**Tabella 1**). Questa soluzione è stata pensata dall'ARERA per favorire l'installazione di colonnine nella fase di avvio del mercato della mobilità elettrica, quando ci si attende che i consumi siano minori e quindi più elevata l'incidenza di eventuali costi fissi. Per lo stesso motivo la tariffa BTVE è stata concessa a chiunque ne facesse richiesta senza limitazioni di alcun tipo.

LIMITI DI POTENZA E SCONTI NOTTURNI

La revisione infra-periodo regolatorio (2020-2023) delle regole tariffarie per le imprese di distribuzione (DCO 318/2019) è l'occasione per l'Autorità di mostrare gli orientamenti e le preoccupazioni sull'evoluzione della mobilità elettrica.

L'Italia, con circa 3,500 colonnine³ e 22,000 veicoli elettrici circolanti, è ancora indietro rispetto alla traiettoria segnata dagli scenari al 2030, che stimano un obiettivo di 40,000 colonnine per un parco macchine di 5 milioni di unità (Newsletter GME 128). Negli ultimi anni si è tuttavia riscontrata un'accelerazione della crescita delle colonnine pubbliche, grazie anche ad alcuni progetti finanziati dalla Banca Europea per gli investimenti che hanno portato l'Italia all'ottavo posto in Europa per numero di colonnine pubbliche installate (**Tabella 2**).

TABELLA 2. PAESI EUROPEI PER NUMERO DI COLONNINE

Paese	N.ro colonnine	% totale	Paese	N.ro colonnine	% totale
Olanda	37037	25.79%	Polonia	836	0.58%
Germania	27469	19.13%	Ungheria	595	0.41%
Francia	24850	17.31%	Croazia	569	0.40%
Regno Unito	19076	13.29%	Repubblica Ceca	558	0.39%
Svezia	6420	4.47%	Slovenia	540	0.38%
Spagna	5209	3.63%	Slovacchia	507	0.35%
Austria	4975	3.46%	Estonia	395	0.28%
Italia	3562	2.48%	Lettonia	296	0.21%
Belgio	3038	2.12%	Lituania	153	0.11%
Danimarca	2674	1.86%	Romania	125	0.09%
Portogallo	1596	1.11%	Bulgaria	108	0.08%
Irlanda	1057	0.74%	Malta	100	0.07%
Finlandia	927	0.65%	Grecia	50	0.03%
Lussemburgo	841	0.59%	Cipro	36	0.03%

Fonte: EAFO, 2018

L'assenza di costi fissi di trasporto ha favorito, almeno parzialmente, questa diffusione, anche se i costi per l'installazione delle colonnine, che devono essere recuperati attraverso la vendita dell'energia, non sono irrilevanti. È dunque possibile che alla base della crescita ci siano strategie di sviluppo e di penetrazione del mercato da parte degli operatori più complesse.

Il sensibile aumento del numero di colonnine elettriche pubbliche, e la crescente potenza a queste associata (può arrivare fino a 50 kW per quelle di Enel e 120 kW per le Tesla allacciate in media tensione), aumentano il rischio di congestione delle reti di distribuzione. Le difficoltà della rete di distribuzione ad accogliere nuovi ed elevati carichi di potenza sono ben note, almeno in riferimento alle maggiori città. L'ARERA, tuttavia, non cita approfondimenti in merito con i distributori, né tanto meno quantifica, a livello nazionale o locale, gli investimenti stimati per la risoluzione delle suddette congestioni.

RICARICHE PUBBLICHE

Alla luce delle considerazioni riportate, l'ARERA rivendica un ruolo di orientamento verso il dimensionamento ottimo del mercato, finalizzato a evitare investimenti potenzialmente inefficienti e propone revisioni della struttura delle tariffe di trasporto

³ European Alternative Fuels Observatory, 2018.

applicare all'energia elettrica prelevata da colonnine per ricarica pubbliche che si muovono nelle seguenti direzioni:

- inserimento di requisiti minimi per l'ottenimento della tariffa BTVE
- definizione di un tetto massimo (ma senza cenni al suo possibile livello) alla potenza dei punti di prelievo che utilizzano la tariffa BTVE: in caso di presenza di più colonnine sottostanti a un singolo POD, la potenza nominale delle colonnine verrebbe ridotta proporzionalmente fino al tetto previsto e spalmata sul numero di colonnine connesse. Non è chiaro, tuttavia, se l'Autorità voglia lasciare la possibilità al gestore, a fronte del tetto, di destinare a una o più colonnine una potenza più elevata riducendola su altre e consentire ricariche veloci nonostante il tetto (ma naturalmente dipende da come viene dimensionato il tetto)
- la trasformazione della BTVE in una tariffa *time of use* che prevedrebbe nelle ore della fascia F3 l'applicazione tariffa monomia utilizzata per gli impianti di illuminazione pubblica connessi in bassa tensione (BTIP). Il costo dei servizi di rete per la tariffa BTIP ammonta a 1.28 €/cent/kWh con uno sconto del 78% rispetto alla BTVE (5.64 €/cent/kWh), proprio in ragione del fatto che gli impianti di illuminazione pubblica funzionano fuori dalle ore di picco, contribuendo così in misura insignificante alle congestioni di rete. Per le altre fasce orarie, la tariffa per la ricarica del veicolo rimarrebbe BTVE.

Viene poi presa in considerazione la possibilità di prevedere una tariffa monomia anche per i prelievi delle colonnine allacciata in media tensione (MTVE), ampiamente richiesta dagli operatori. Per tale estensione mancherebbero, secondo ARERA, i necessari approfondimenti, tuttavia sembra possibile l'introduzione di una tariffa MTVE, di tipo monomia e *time of use*, nel caso di trasporto collettivo come autobus elettrici e flotte di veicoli adibiti al *car sharing*.

RICARICHE PRIVATE

In merito alle ricariche private sono state evidenziate marcate differenze tra i costi della ricarica presso l'abitazione di residenza a cui corrisponde una tariffa domestica e presso un luogo non elettricamente collegato all'abitazione a cui è applicata una tariffa per usi non domestici (BTA). La differenza tra le due tariffe è stimata dall'ARERA in 235 €/MWh, per il peso maggiore delle quote fisse di trasporto e gestione del contatore e oneri di sistema, rendendo spesso molto costoso per i domestici prevedere l'utilizzo dell'energia per la ricarica di un'auto quando la presa non è collegata direttamente all'abitazione.

La prima soluzione offerta dall'Autorità è di natura giuridica, ossia inerente alla forma contrattuale dei punti di prelievo presso luoghi non elettricamente collegati all'abitazione (ad esempio garage o posti auto privati di altro tipo). Nel caso in cui il punto di prelievo privato sia di pertinenza dell'abitazione principale, ma non direttamente collegato, l'Autorità sta valutando la possibilità di applicare la tariffa domestica residente. Viceversa, nel caso in cui non sia di pertinenza dell'abitazione principale, ma l'intestatario sia anche proprietario di un veicolo elettrico, verrebbe applicata la tariffa domestica non residente. Tuttavia, i controlli che dovrebbero essere eseguiti per evitare comportamenti opportunistici da parte dei consumatori richiederebbero tempo e costi eccessivi.

Un'alternativa alla precedente proposta è quella di offrire ai clienti domestici, la cui tariffa è calcolata in base alla potenza impegnata, un aumento di potenza limitato alla fascia F3. In questo modo, il cliente domestico vedrebbe aumentata la potenza nelle ore notturne di una percentuale stabilita dall'Autorità, riducendo così i tempi di ricarica del veicolo e mantenendo lo stesso costo (**Tabella 3**).

TABELLA 3. TARIFFA PER TIPOLOGIA DI CLIENTE

Cliente	Contatore	Colonnina	Tariffa (regolazione attuale)	Tariffa (proposte ARERA)
Domestico	Non dedicato	Privata	TD	TD
Domestico	Dedicato	Privata	BTA	TD
Non domestico	Dedicato	Privata	BTA	BTVE
Non domestico		Semi-pubblica	BTA	BTA
Gestore colonnina		Pubblica	BTVE	BTVE/BTIP per fascia F3

Fonte: REF-E su dati ARERA

Le proposte dell'ARERA sembrano incentivare la ricarica notturna per evitare le congestioni senza tuttavia citare il fatto che la quota di produzione da fonti rinnovabili è più alta nelle ore diurne, quando sono attivi gli impianti fotovoltaici. Le proposte non andrebbero così a favore della sostenibilità ambientale della mobilità elettrica.

RICARICHE PRIVATE COLLETTIVE E FLOTTE AZIENDALI: POSSIBILITÀ DI STORAGE CON LE BATTERIE DEI VEICOLI ELETTRICI

La possibilità di introdurre la tariffa monomia BTVE per le ricariche private collettive è presa in considerazione dall'ARERA e si applicherebbe nel caso in cui il gestore stipulasse un nuovo contratto dedicato alla ricarica, ma condividesse il POD con un altro punto di consumo.

Per le ricariche collettive, nel caso in cui si volessero/potessero attivare i servizi VTG, esiste anche il problema dell'allocazione dei prelievi. I servizi di dispacciamento offerti dal VTG possono essere adeguatamente remunerati ed è quindi importante distinguere tra la l'energia elettrica prelevata per effettuare servizi di dispacciamento, e quella utilizzata esclusivamente per il consumo. Questa distinzione potrebbe consentire di esonerare i prelievi effettuati per il dispacciamento (e quindi destinati a essere rimessi in rete) dal pagamento degli oneri di trasporto, opzione oggi concessa al pompaggio e ad altri sistemi di accumulo che non condividono il punto di prelievo con unità di consumo. In assenza di questa esenzione, i costi di rete vanno pagati ogni volta che l'energia è immessa e prelevata in un ciclo di accumulo. Dato il livello attuale dei costi di trasporto, risulta quindi di fatto impossibile che il servizio di dispacciamento risulti remunerativo.

La normativa in via di definizione proprio in relazione al trattamento dell'energia accumulata (DCO 345/2019) potrebbe aiutare. L'obiettivo, in linea con il quadro strategico 2019-2021, è quello di estendere l'attuale regolazione che consente l'esonero dei costi di rete all'energia prelevata e immessa, anche alle situazioni più complesse in cui il punto di connessione non è destinato al solo sistema di accumulo ma anche a una o più unità di produzione o consumo. Il superamento della difficoltà di misurazione avverrebbe tramite l'installazione di ulteriori sistemi di misura o attraverso la definizione di algoritmi in grado di calcolare la quantità di energia elettrica prelevata, stoccata e immessa nuovamente in rete, che verrebbe dunque stimata. Una regolazione uniforme per tutta la casistica possibile renderebbe il mercato più flessibile e amplierebbe la platea di operatori che possono offrire servizi di dispacciamento, che altrimenti non troverebbe vantaggioso re-immettere energia elettrica in rete dovendo pagare tutte le componenti tariffarie.

NUOVE REGOLE DI DISPACCIAMENTO: EVOLUZIONE O RIVOLUZIONE?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 332/2019/R/eel](#)
- [Regolamento cacm](#)
- [Regolamento Balancing](#)
- [Regolamento elettrico](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Verso un mercato infragiornaliero europeo: difficoltà e passi in avanti della situazione italiana](#) (Newsletter 234)
- [Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia](#) (Newsletter 222)

Il processo di revisione delle regole del dispacciamento è finalmente partito. Le prime proposte sembrano tentare la conciliazione tra il modello di mercato che si è affermato nell'Europa continentale, basato sul concetto del self dispatching, con una gestione centralizzata e nodale delle risorse che minimizzi i costi di un dispacciamento reso complesso dalla conformazione del territorio. Ne esce un ibrido che potrebbe protendere verso l'una o l'altra soluzione a seconda delle scelte di implementazione e della definizione dei dettagli. Sicuramente un processo di affinamento complesso e lungo che impegnerà molte energie sia per le istituzioni che per il sistema e dagli impatti a oggi solo ipotizzabili, ma sicuramente non trascurabili.

INTEGRAZIONE CON I MERCATI EUROPEI

La riforma delle regole del dispacciamento prende il via dopo diversi anni di attesa (DCO 332/2019). L'obiettivo è quello di recepire i numerosi vincoli al disegno di mercato imposti dalle regole europee (Regolamento CACM, Regolamento *Balancing*, Regolamento elettrico) a loro volta dettati dall'esigenza di superare il vecchio paradigma del mercato elettrico a favore di una maggiore flessibilità che consenta l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Tra queste rilevano in particolare:

- l'implementazione del mercato infragiornaliero armonizzato, con lo spostamento della chiusura (*gate closure*) a un'ora prima della consegna (H-1) e allocazione della capacità tramite meccanismo di contrattazione continua a integrazione delle aste (Newsletter 222 e 234)
- il coordinamento europeo delle risorse di bilanciamento disponibili a livello nazionale
- il divieto di imporre limiti ai prezzi dell'energia scambiata, che implica la possibilità di prevedere prezzi negativi
- la promozione di una maggiore competizione e responsabilizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in tema di sbilanciamenti.

LA CLASSIFICAZIONE DELLE UNITÀ: NUOVI RUOLI

Uno degli elementi di maggiore importanza per la definizione delle regole del dispacciamento è la classificazione delle unità di produzione e consumo. Oggi il sistema è classificato sulla base dell'abilitazione e della rilevanza, dove solamente le unità di produzione programmabili e maggiori di 10 MVA risultano abilitate a *MSD*. Le altre unità di dimensioni apprezzabili dalla rete sono sì rilevanti ma non abilitate a fornire servizi a *MSD*, mentre solo le unità non rilevanti, quelle al di fuori del controllo diretto di Terna, possono essere aggregate in un unico punto virtuale di dispacciamento (ma solo per zona e per tipologia di unità).

I progetti pilota sperimentati negli ultimi anni hanno cercato di superare i limiti delle definizioni di abilitazione e rilevanza, ma solo con il nuovo *TIDE* cambierebbe definitivamente il concetto di abilitazione contestualmente al superamento del concetto di non rilevanza. In particolare, tutte le unità potranno essere abilitate sia singolarmente che in modo aggregato. Questa modifica è funzionale a introdurre la possibilità di partecipazione su *MGP* e *MI* a livello di "portafoglio" di unità (salvo richiesta di partecipare a livello di singola unità), con l'unico vincolo posto dal perimetro geografico del portafoglio, che non può essere più ampio della rispettiva zona di mercato europea. Sembra però rimanere l'impossibilità di aggregare sia unità di consumo che di produzione in un singolo portafoglio, almeno fino al momento in cui sarà necessaria la suddivisione zonale del mercato dell'energia.

Devono essere ridefiniti di conseguenza i ruoli e le responsabilità dei diversi operatori che agiscono sul mercato. Per ogni unità, in luogo delle attuali figure del Responsabile del dispacciamento e dell'operatore di mercato sono previsti più soggetti (non necessariamente corrispondenti effettivamente a soggetti diversi):

- l'operatore di mercato: similmente a oggi opera sui mercati dell'energia
- il responsabile dei servizi (*Balance Service Provider*): chiamato a operare sull'*MSD*
- il responsabile del bilanciamento (*Balance Responsible Party*): si occuperebbe della programmazione ai fini del bilanciamento e dell'esecuzione dei programmi di immissione e prelievo comunicati a Terna.

TAG

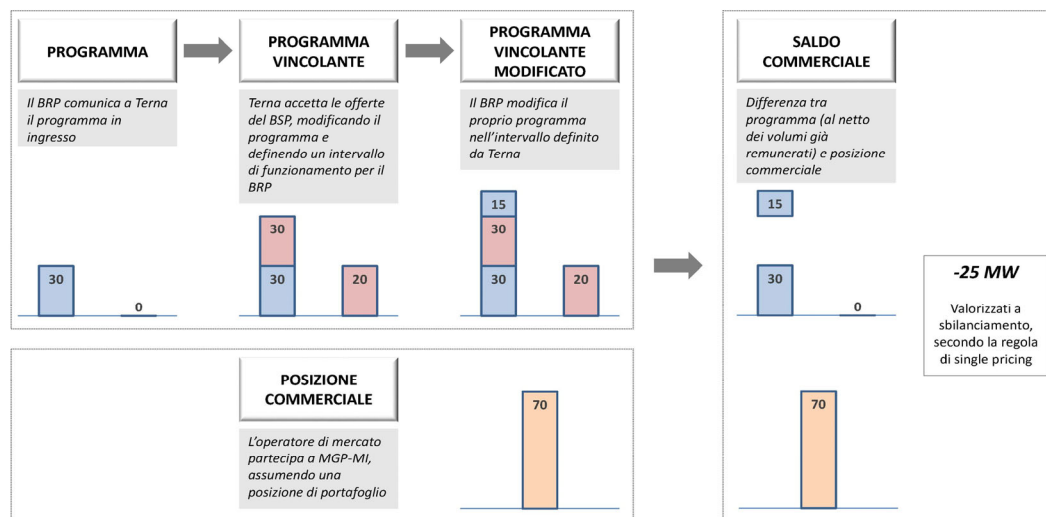
dispatching, electricity, market design

SEPARAZIONE TRA NEGOZIAZIONI COMMERCIALI E PROGRAMMAZIONE FISICA

Il superamento concettuale tra le negoziazioni commerciali in *MGP* e *MI*, svolte dall'operatore commerciale, e la programmazione fisica delle unità in *MSD*, svolta dal *Balance Responsible Party*, va in direzione di una maggiore conciliazione tra esigenze di semplificazione dell'impostazione attuale del mercato e le problematiche nazionali

e prevede la rimozione del vincolo di uguaglianza tra il programma d'ingresso in *MSD* e quello in uscita dai mercati dell'energia. L'Autorità ritiene che la possibilità di comunicare il programma d'immissione delle unità in modo rapido e senza vincoli derivanti dalle precedenti contrattazioni commerciali generi una maggiore flessibilità in capo all'operatore. Così facendo, il *MI* definirebbe soltanto la posizione commerciale dell'operatore, lasciando a *MSD* la programmazione fisica delle unità. Verrebbero dunque previste vicino al tempo reale le seguenti fasi (Figura 1):

FIGURA 1. FASI DEL NUOVO MSD



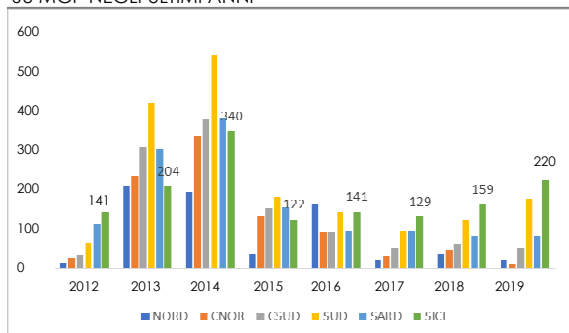
- il *Balance Responsible Party* comunica a Terna il programma in ingresso
- Terna accetta le offerte del *Balance Service Provider* e definisce un intervallo di funzionamento per il programma del *Balance Responsible Party*, mentre l'operatore di mercato partecipa a *MGP* e *MI*
- Il *BRP* definisce il programma vincolante modificato secondo l'intervallo definito da Terna
- Si definisce il saldo commerciale come differenza tra il programma del *Balance Responsible Party* e la posizione commerciale dell'operatore di mercato.

PREZZI NEGATIVI

La possibilità di formazione di prezzi d'offerta negativi in *MGP* e *MI* è ormai operativa in molti paesi europei. In ottemperanza alla norma del Regolamento elettrico che richiede l'eliminazione dei vincoli alla formazione del prezzo, l'Autorità intende rimuovere il limite inferiore di prezzo (*floor*) pari a 0 €/MWh, permettendo quindi la formazione di prezzi negativi in situazioni di eccesso d'offerta. Esistono infatti casi in cui il produttore può essere disposto a immettere energia elettrica nella rete a prezzi negativi, come nell'esempio di impianti poco flessibili il cui costo di accensione e

spegnimento è più oneroso della vendita a prezzi negativi. L'Autorità prende d'altra parte in considerazione anche il tema della partecipazione all'offerta della produzione incentivata e del rischio di eventuali abusi di potere di mercato in caso di prezzi negativi. Un produttore eolico o fotovoltaico non avrebbe necessità di immettere energia elettrica a prezzi negativi in condizioni di mercato normali, a meno di soggetti che beneficino di incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Questi avrebbero convenienza a continuare a immettere energia elettrica a prezzi negativi fino a che la differenza tra l'incentivo e i prezzi dell'energia risulta positivo, distortendo l'impiego dei prezzi negativi per la gestione efficiente dell'eccesso di offerta. L'intenzione dell'Autorità è dunque quella di comunicare ai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, i due soggetti messi a capo della definizione di strumenti incentivanti, la necessità di considerare l'opportunità di sospendere gli incentivi nelle ore in cui i prezzi di *MGP* e *MI* risultino negativi.

FIGURA 2. OCCORRENZA DI PREZZI MINORI DI 10 €/MWH SU MGP NEGLI ULTIMI ANNI



Fonte: GME

L'incidenza dei prezzi negativi non dovrebbe essere particolarmente elevata nelle condizioni attuali ma nel prossimo futuro rappresenterebbe un importante elemento di segnalazione del valore della flessibilità, a vantaggio dei nuovi potenziali partecipanti al mercato (accumuli, *demand-side*, etc.).

COORDINAMENTO CON LE PIATTAFORME EUROPEE DEL BILANCIAMENTO

Il Regolamento *Balancing* ha l'obiettivo di agevolare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei paesi europei tramite l'armonizzazione della normativa e la realizzazione di piattaforme comuni europee di bilanciamento. Le piattaforme attualmente previste sono: *Replacement Reserve* (RR), *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR), *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) e *Imbalance netting*. Le difficoltà d'inserimento delle suddette piattaforme nel sistema italiano risiedono nelle tempistiche d'esecuzione. Il loro svolgimento è previsto nell'ora prima della consegna con il conseguente rischio di sovrapposizione con le sessioni di *MSD* e del mercato di bilanciamento *MB*. In particolare, sulla piattaforma *mFRR*, paragonabile alla riserva terziaria rotante definita dal codice di rete di Terna, si svolge l'asta 15 minuti prima della consegna, in totale sovrapposizione al *MB*, i cui ordini di dispacciamento si raccolgono 10 minuti prima del tempo reale. *mFRR* adotta inoltre un modello di mercato zonale, incompatibile con il modello nodale (e quindi più dettagliato) del *MSD*.

La piattaforma *aFRR* ha lo scopo di condividere le risorse necessarie ad ogni *TSO* per raggiungere l'equilibrio degli scambi e azzerare l'errore di frequenza. L'implementazione di tale piattaforma prevede l'uso del metodo economico per la scelta delle risorse. Questa metodologia ha un impatto significativo in quanto non è utilizzata dalla maggior parte dei *TSO* che invece adottano (Terna inclusa) un metodo pro-rata per le attivazioni. Le tempistiche dei mercati interni di *MSD* e *MB* dovranno dunque essere adeguate per renderle compatibili con le caratteristiche delle piattaforme europee.

MODIFICHE AI SERVIZI ANCILLARI: NUOVE DEFINIZIONI E CARATTERISTICHE

La revisione dei servizi ancillari e delle modalità per il loro approvvigionamento è uno dei punti cardine e dei più attesi proprio per favorire la valorizzazione dei servizi di flessibilità necessari per supportare una quota sempre crescente di rinnovabili non programmabili. Si tratta dei servizi necessari a garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico la cui regolazione è sottoposta a vincoli del Regolamento *Balancing*.

Il DCO evidenzia alcuni punti per l'identificazione dei criteri a cui Terna deve attenersi per le attività di propria competenza. In particolare, ciascun servizio non deve rappresentare l'aggregazione di servizi potenzialmente separabili in modo da rispettare le esigenze del sistema elettrico. Ad esempio, i servizi di riserva a salire o a scendere avranno un'abilitazione separata e sarà necessaria la definizione sia del perimetro in cui il servizio ancillare potrà essere attivato (indistintamente da un'unità di produzione o di consumo) che dei requisiti minimi al fine di massimizzare la partecipazione all'erogazione del servizio.

L'Autorità predispone anche una nuova definizione per le unità non abilitate e abilitate. Le unità virtuali non abilitate (UVNA) vengono identificate come un insieme di unità di consumo o produzione non abilitate all'erogazione di servizi ancillari il cui perimetro corrisponde alla zona di mercato senza separazione tra unità rilevanti e non rilevanti. Le unità abilitate (UA) possono essere costituite da una sola unità di produzione o di consumo connessa alla rete abilitate a erogare almeno un servizio per cui il perimetro di riferimento è nodale o da una o più unità di consumo o produzione i cui punti di connessione sono localizzati all'interno dello stesso perimetro di aggregazione ai fini dell'abitazione, ossia il minimo tra la zona di mercato e il più piccolo perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui è richiesta abilitazione. Per consentire la massima aggregazione possibile, l'Autorità ha inserito la possibilità per il *Balance service provider* (BSP) di presentare offerte per l'erogazione di servizi ancillari congiuntamente per tutte le *UVA/UA* di sua pertinenza, qualora siano all'interno dello stesso perimetro e di decidere successivamente quale sia l'unità predisposta a effettuare gli ordini di dispacciamento. Anche le unità di consumo per il mercato della capacità (UCMC) possono essere qualificate come *UVA*, rimanendo composte solamente da unità di consumo, mentre le unità di produzione rilevante (UPR) diventano *UA* se connesse alla rete rilevante e vengono abilitate per la fornitura di almeno un servizio con perimetro nodale.

Al fine dell'approvvigionamento di ogni servizio ancillare, l'Autorità ha predisposto specifiche modalità con l'obiettivo di utilizzare strumenti di mercato in tutti i casi in cui è possibile approvvigionare i servizi in modo competitivo.

NUOVA REVISIONE DEGLI SBILANCIAMENTI

Per quanto attiene al tema degli sbilanciamenti, intesi come la quantità di energia elettrica ricavata come differenza tra l'energia elettrica immessa o prelevata e il rispettivo programma vincolante, l'Autorità si è orientata verso una normativa che ne consenta una valorizzazione più vicina possibile al prezzo dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale. L'obiettivo è quello di fornire agli operatori gli elementi necessari per decisioni di acquisto e vendita di energia elettrica e per l'utilizzo della rete.

Il lasso di tempo previsto per gli sbilanciamenti è breve, pari a 15 minuti per qualsiasi tipo di unità, e richiede innovazioni alla regolazione vigente per quanto riguarda le unità non abilitate. Il perimetro a cui si riferiscono gli sbilanciamenti corrisponde nel caso delle *UA*, al perimetro minimo tra la zona di mercato e il perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari, mentre per le unità non abilitate equivale alla zona di mercato. Infine, dal punto di vista merceologico, è previsto un prezzo di tipo *single pricing*, come menzionato nel Regolamento *Balancing*, che si riferisca alle sole offerte accettate da Terna su *MSD*.

NUOVO RUOLO DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR

La nuova regolazione prevista dal DCO richiede una maggiore cooperazione tra *DSO* e *TSO* attraverso uno scambio di informazioni in tempo reale in merito alle unità presenti sulla rete di distribuzione e la possibilità di acquisto di servizi ancillari da parte del *DSO*, che nel sistema italiano avverrebbe in una prima fase tramite l'implementazione di specifici progetti pilota. Il progetto Horizon 2020 ha analizzato 5 tipi diversi di schemi di coordinamento tra *DSO* e *TSO*. I risultati hanno mostrato che i due modelli migliori sono lo schema centralizzato, in cui il *TSO* acquisisce le risorse direttamente, quando le congestioni sulle reti sono trascurabili e, negli altri casi, lo schema di mercato comune *TSO-DSO*, in cui i due operatori gestiscono insieme un mercato condiviso sull'intero sistema.

PROSSIMI PASSI VERSO L'INTRODUZIONE DELLA NUOVA NORMATIVA E I POSSIBILI IMPATTI SUGLI OPERATORI

L'introduzione delle nuove regole riguardanti la separazione tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità e i prezzi negativi avverrà dopo l'ingresso dell'Italia nel progetto *XBID*, previsto per metà 2020. L'Autorità dovrà quindi prevedere regole transitorie per coordinare il *MSD* con il *MI* in contrattazione continua. Le modifiche nei servizi ancillari entreranno invece in vigore tra fine 2021 e inizio 2022, completando il quadro regolatorio del dispacciamento elettrico.

Contemporaneamente alle modifiche sul *MSD*, verranno apportati numerosi cambiamenti alla regolazione come la revisione delle zone, il passaggio delle energie rinnovabili da un regime incentivato a quello di *market parity* e il *capacity market*. Il DCO tiene esplicitamente separate le modifiche che si stanno svolgendo in altri ambiti della regolazione, ma queste ultime impongono una rivalutazione complessiva delle attività svolte dagli operatori. L'ampliamento delle opportunità di investimento per l'abilitazione di nuove risorse a *MSD* rende infatti necessaria la riorganizzazione delle funzioni aziendali e la definizione di nuove strategie di *business*. Andranno quindi valutati gli impatti sull'organizzazione delle imprese e per le diverse figure professionali coinvolte, con particolare attenzione alla comunicazione, alla sua frequenza e a strutture contrattuali e informative che consentano il raccordo e la suddivisione delle responsabilità tra i diversi soggetti (*BSP*; *BRP* e operatore commerciale).

Rimane da chiarire se l'evoluzione della figura di aggregatore per l'offerta di energia e servizi apra al cambiamento verso un sistema *self-dispatching*. Un altro dubbio riguarda l'impatto sulla necessità di approvvigionamento di riserva, data una minore esigenza di *MB* dovuta all'utilizzo di *MI* per l'aggiustamento delle rinnovabili fino all'ora H-1. Con la nuova evoluzione del mercato elettrico si capirà anche in che modo cambierà l'efficienza dell'attività di dispacciamento di Terna e quale sarà l'effetto sui costi per il sistema.

GAS NATURALE

LA NUOVA STRUTTURA TARIFFARIA PER IL TRASPORTO DEL GAS NATURALE: QUALE IMPATTO SULLE TARIFFE DI TUTELA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 201/2019/R/gas](#)
- [Delibera 114/2019/R/gas](#)
- [Regolamento \(UE\) 460/2017](#)
- [Delibera 196/2013/R/gas](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [L'evoluzione delle tariffe di trasporto del gas nel quinto periodo di regolazione](#) (Newsletter 223)
- [Il superamento della tutela di prezzo è legge: come ci stiamo preparando?](#) (Newsletter 213)

Le novità riguardanti i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto, in vigore a partire dal 2020, comportano, oltre che variazioni rilevanti nei livelli, lo spostamento a valle del PSV di diverse componenti di logistica, che devono essere recepite nei prezzi di tutela. Più complessa invece la situazione sul trasporto internazionale, dove gli effetti delle revisioni tariffarie si sommano a quelli di un mercato sempre più volatile e imprevedibile, aumentando i rischi per gli operatori legati all'indicizzazione al TTF. Il superamento della tutela potrebbe essere l'occasione per una revisione e un aggiornamento delle modalità più frequenti di indicizzazione dei mercati retail del gas, anche se la struttura delle PLACET ha confermato continua a riproporre l'indicizzazione al TTF.

LE TARIFFE DI TUTELA: GLI ULTIMI AGGIORNAMENTI PRIMA DELLA LORO FINE

Il mercato tutelato sta per giungere al termine: la data di luglio 2020 prevista dal DL Milleproroghe si avvicina e sembra ormai confermata come termine ultimo dell'esistenza del mercato gas & power a condizioni standard dettate dall'Autorità. Tuttavia, la vicinanza della scadenza di tale comparto non prescinde dal mantenere aggiornate le componenti tariffarie di tutela, e in particolare quelle del gas naturale che dovranno includere dal 1° gennaio prossimo la nuova struttura tariffaria del trasporto gas che recepisce le regole europee di uniformazione e standardizzazione richieste dal Codice TAR¹.

Nel settore gas, le tariffe di tutela sono obbligatoriamente applicate ai clienti domestici e ai condomini con un consumo di gas naturale inferiore ai 200,000 Smc all'anno. Le condizioni economiche sono definite in maniera standard dall'ARERA che periodicamente aggiusta i livelli tariffari per quelle componenti che hanno una qualche connessione con fattori di mercato che variano il loro valore nel corso del tempo. Le tariffe di tutela vengono utilizzate anche al di fuori degli ambiti di applicazione oggettivi previsti dalla regolazione: casi di tariffe del calore prodotto da cogeneratori che servono reti di teleriscaldamento sono un esempio di indicizzazione alle componenti di tutela basata sul costo evitato, ovvero fissato in modo da essere competitivo con i costi che l'utente servito avrebbe sostenuto con la tecnologia alternativa di riferimento.

Le imprese che vendono gas a tali tariffe hanno la necessità di mantenere monitorati gli aggiornamenti tariffari dell'Autorità, e che queste recepiscano adeguatamente i costi sostenuti lungo la filiera. Tuttavia, le modifiche che dal 2020 interesseranno i costi di trasporto gas sia nazionali che internazionali sono stati parzialmente recepiti dagli aggiornamenti delle componenti tariffarie delle tariffe di tutela gas.

LE NUOVE TARIFFE DI TRASPORTO GAS 2020: UN BREVE EXCURSUS

LE TARIFFE DI TRASPORTO ITALIANE

Nel marzo scorso l'ARERA ha pubblicato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (Delibera 114/2019) a cui è seguita, a maggio, la pubblicazione delle nuove tariffe di trasporto che entreranno in vigore a partire da gennaio 2020 (Delibera 201/2019). Tale modifica include le richieste di armonizzazione tariffaria dalla Commissione Europea pubblicate attraverso il Codice TAR, e per il quale è d'obbligo l'adesione da parte dei Paesi membri entro gennaio 2020.

L'Italia ha recepito le linee guida del Codice TAR modificando la struttura tariffaria prevista per il trasporto del gas naturale, e introducendo le seguenti novità:

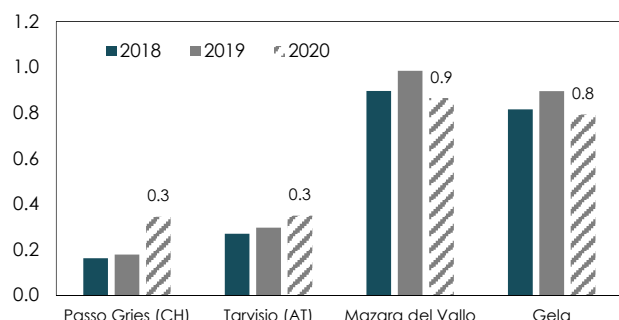
- La metodologia CWD (*Capacity Weighted Distance*) sostituisce la precedente metodologia a matrice, con il principale effetto di spingere al rialzo le tariffe in entrata (permettendo tuttavia un avvicinamento tra loro) e al ribasso quelle in uscita.

¹ Regolamento (UE) 460/2017.

TAG

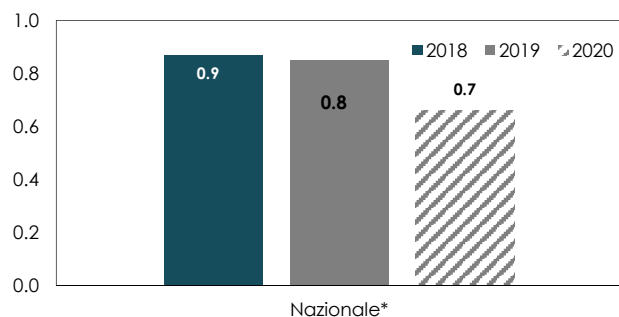
natural gas, tariff

FIGURA 1. CONFRONTO TRA TARIFFE DI TRASPORTO FISSE ANNUALI SUGLI ENTRY POINTS (€/MWh)



Fonte: Snam Rete Gas

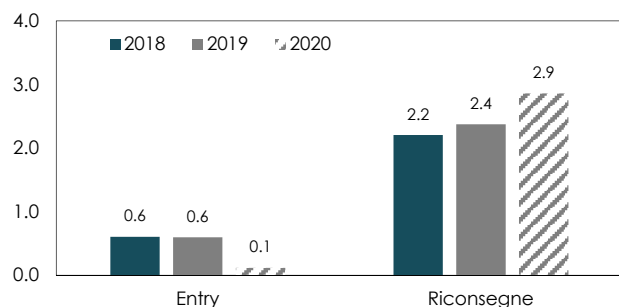
FIGURA 2. CONFRONTO TRA TARIFFE DI TRASPORTO FISSE ANNUALI SUGLI EXIT POINTS (€/MWh)*



* 2018 e 2019: la tariffa è calcolata come media delle tariffe in uscita sulle sei aree di prelievo

Fonte: Snam Rete Gas

FIGURA 3. CONFRONTO TRA TARIFFE DI TRASPORTO VARIABILI (€/MWh)**



** Gli oneri aggiuntivi non sono ancora stati pubblicati per il 2020.

Il calcolo è effettuato sulla base dei valori 2019.

Fonte: Snam Rete Gas

• Punti di uscita e punti di riconsegna vengono accorpati tra loro, e con esso viene tenuto un unico processo di conferimento di capacità in uscita anziché due come attualmente avviene, fattore questo che comporterà la cessazione delle attività di ottimizzazione di capacità in uscita / riconsegna effettuate dagli *shipper*². In questo processo, le aree di prelievo verranno eliminate.

• Viene applicata un'unica componente variabile CVU sui punti di uscita della rete (riconsegna, stoccaggi, IP esteri) a copertura sia dei costi variabili dei trasportatori, sia dei corrispettivi in natura (a copertura di perdite, autoconsumi, GNC). Questa sostituirà la componente CV applicata attualmente sui punti di *entry* con benefici in termini di riduzione dei costi sostenuti dagli importatori di gas.

• È stato introdotto il nuovo corrispettivo variabile CVFC per il recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato anch'esso ai punti di uscita della rete, a esclusione degli IP internazionali: ciò permetterà in futuro una maggiore prevedibilità delle componenti tariffarie di trasporto del gas, poiché gli eventuali fattori correttivi saranno inclusi direttamente in questa componente.

Dunque la nuova struttura tariffaria del trasporto del gas favorisce i punti di *entry* da importazione che vengono esentati dai costi variabili e da quelli in natura, elementi che vengono invece trasferiti a valle del PSV. Le tariffe fisse di entrata sui punti interconnessi con l'estero aumentano rispetto al 2019 (Passo Gries +93%, Tarvisio +18%), ma il costo totale di entrata del gas in territorio italiano diminuisce.

GLI AGGIORNAMENTI TARIFFARI DEI TSO ESTERI

Anche i paesi adiacenti all'Italia hanno ottemperato alle richieste del Codice TAR intervenendo su una rimodulazione delle tariffe di trasporto del gas naturale. Tuttavia, a differenza dell'Italia il cui metodo di calcolo delle tariffe di trasporto favorisce una riduzione del costo logistico con i mercati del Nord, i paesi adiacenti non starebbero intraprendendo la stessa direzione. Le decisioni tariffarie di Germania e Francia sarebbero infatti a sfavore di una riduzione del differenziale di costo con il TTF: le tariffe tedesche impattano su questo tratto logistico sui punti di interconnessione Bocholtz (al confine con l'Olanda) e Wallbach (al confine con la Svizzera), mentre quelle francesi vanno a toccare il punto di Oltingue (Svizzera) che viene attivato soprattutto nei momenti di manutenzione del gasdotto tedesco Fluxys TENP.

La Germania ha confermato che nel 2020 vi sarà un aumento della tariffa di trasporto sulle interconnessioni con l'estero: la tariffa fissa sui punti di interconnessione Bocholtz e Wallbach passerà dai circa 0.20 €/MWh del 2018 ai 0.45 del 2020. Già per le tariffe 2019 la Germania era intervenuta a favore di un aumento tariffario maggiore del 100% a causa di una riduzione

delle capacità prenotate, e per il 2020 l'aumento ammonta a oltre il 20% rispetto alle tariffe 2019. La Germania, pur adottando il sistema *entry-exit* in armonia con le regole europee, offre capacità di trasporto condizionali (le cosiddette bFZK, DZK o BZK) che possono dettare regole stringenti sul percorso del gas all'interno della rete di trasporto nazionale. Ciò può arrivare a comportare un utilizzo differente delle infrastrutture da quello libero previsto dal sistema *entry-exit*, con conseguenze sulle tariffe di non facile interpretazione.

In Francia la situazione rimane ancora incerta poiché non è stata ancora pubblicata la modalità di calcolo definitiva delle tariffe per il prossimo anno. L'esito più probabile sembra comunque a sfavore per l'Italia in termini di prezzo, poiché la metodologia

² In coerenza con le tempistiche previste per le prenotazioni di capacità dell'AT19-20, le prenotazioni di capacità per il prodotto *bundled* saranno attivate a partire dal 1 ottobre 2020.

proposta dal regolatore CRE per il calcolo delle tariffe sugli *interconnection points* in uscita rimarrebbe invariata rispetto a quella attualmente adottata: un calcolo basato sull'assunzione che i flussi in uscita a Oltingue provenga esclusivamente dal punto di entrata Dunkirk, uno dei più lontani punti di entrata posto al nord del paese. Differente trattamento per i punti di riconsegna, dove la distanza è calcolata sul punto di entrata più vicino. Un metodo quello proposto dalla Francia che sembra avvicinarsi più a un sistema *point-to-point* che a uno *entry-exit*, e che la metodologia CWD proposta dal Codice TAR andrebbe a presumibilmente a modificare con una riduzione del costo in *exit*, fattore a favore dell'Italia.

L'IMPATTO SULLE TARIFFE DI TUTELA

A seguito delle novità intervenute sulla struttura tariffaria gas italiana, l'Arera è recentemente intervenuta (Delibera 366/2019) al fine di includere la nuova struttura tariffaria del trasporto gas nelle componenti relative al regime di tutela, modificando parti importanti del TIVG³.

La tariffa di tutela per il gas naturale si compone di diverse parti:

- la Cmem che copre il costo di approvvigionamento del gas naturale al PSV, calcolato come materia prima acquistata al TTF e costo di trasporto fino in Italia
- la QT che copre il trasporto del gas in uscita / riconsegna verso i *city gate* e include l'insieme di costi variabili pagati a valle dagli utenti
- la CCR a copertura di quei rischi di approvvigionamento non considerati nella Cmem e che non è stata modificata
- altre componenti della vendita al dettaglio come QVD (commercializzazione e vendita al dettaglio), GRAD (gradualità applicazione della tutela) o distribuzione e misura, componenti che non hanno subito variazioni.

La struttura delle prime due componenti è stata modificata a seguito delle modifiche tariffarie intervenute sulle tariffe di trasporto del gas naturale.

TABELLA 1. LE COMPONENTI DEL SERVIZIO DI TUTELA DEL GAS NATURALE

Componente	Struttura attuale	Novità previste
CMEM	La componente include l'indicizzazione al prezzo trimestrale TTF, insieme alle componenti relative alla logistica (QTint, QTpsv, QTmcv). L'Arera non descrive le modalità di descrizione di queste ultime, ma assicura che debbano comprendere un adeguato riconoscimento del costo della filiera	Abrogazione della componente relativa alle maggiorazioni dei costi variabili QTmcv e riduzione della componente QTpsv a causa dell'eliminazione dell'applicazione del CV in entrata.
QT	E' il costo di trasporto «passante» calcolabile sulla base degli aggiornamenti tariffari pubblicati dalla Arera.	Modificata la formula di calcolo per tenere conto di: una unica componente in uscita Cpu e delle nuove componenti variabili CVU, CVFC e CRVFG
CCR	Consiste in una componente a copertura rischi, che si possono presentare a fronte dei costi per l'attività di approvvigionamento che i venditori devono sostenere per rifornire i propri clienti e dei rischi connessi a questa attività, rischi non considerati nella componente Cmem	Nessuna modifica intervenuta
QVD e altre componenti (GRAD, distribuzione, oneri)	Include le componenti relative ai servizi di vendita e alla distribuzione di gas naturale.	Nessuna modifica intervenuta

Fonte: ARERA

³ TIVG - Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

1) *Cmem* – La componente a copertura della materia prima

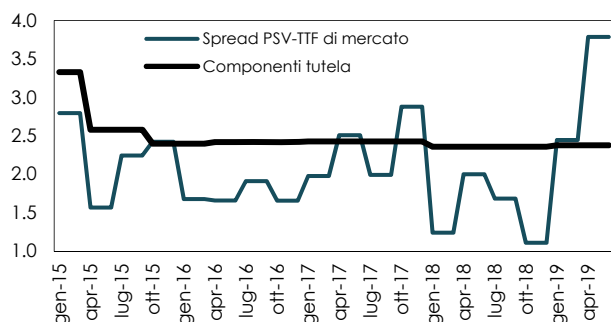
La componente *Cmem* è relativa ai costi di approvvigionamento del gas sui mercati all'ingrosso (al PSV). Negli intenti originali dell'ARERA, era prevista un'indicizzazione della componente ai prezzi del gas italiano formati dagli scambi sulle piattaforme GME; tuttavia la ridotta liquidità del mercato italiano rispetto ad altri *benchmark* europei ha indotto l'ARERA a utilizzare i prezzi che si formano sul TTF come riferimento di prezzo della materia prima, aggiungendo i costi logistici per il trasporto del gas fino al PSV. Pertanto, la componente *Cmem* si compone dal 2013 della parte relativa al prezzo all'ingrosso *Pfor*, e di tre componenti relative alla logistica internazionale: la componente *QTint* relativa al trasporto fino alla frontiera italiana (e che include anche il servizio di stoccaggio strategico), la componente *QTpsv* per il trasporto dalla frontiera al PSV e la componente *QTmcv* a copertura degli elementi a maggiorazione del costo variabile.

Le modifiche delle condizioni economiche recentemente introdotte hanno toccato le componenti relative alla logistica nel tratto nazionale: lo spostamento a valle (sui punti di uscita) della componente variabile *CV* e degli oneri aggiuntivi determinerà la cancellazione della componente *QTmcv* (a copertura degli elementi di maggiorazione del costo variabile) e la riduzione della *QTpsv* (a copertura del tratto dalla frontiera italiana al PSV).

Nessuna modifica è invece intervenuta sulla componente *QTint* a copertura dei costi infrastrutturali sostenuti fino all'immissione del gas nella rete nazionale. La componente, fissata nel 2013 in fase di riforma del mercato tutelato, era stata calcolata come "costo medio efficiente" di un paniere di contratti *long term*, informazioni in mano

all'Autorità che teneva inoltre in considerazione rinegoziazioni e arbitrati internazionali più recenti al tempo. Da allora, la componente non è stata più toccata e il suo valore (0,461667 €/GJ) è rimasto invariato. Se le tariffe di Germania e Francia spingono al rialzo il costo logistico di trasporto internazionale e il mercato si dovesse adeguare su nuovi livelli di prezzo dello *spread* PSV-TTF, la componente *QTint* potrebbe non essere più in grado di rappresentare adeguatamente la filiera internazionale. È tuttavia da sottolineare che il differenziale di mercato dipende da molteplici fattori non solo specifici della filiera (capacità *long-term* detenute dagli operatori con costo *sunk*) ma anche esterni (andamento delle importazioni a nord o a sud dell'Europa, manutenzioni, produzione interna, etc.). La variabilità dello *spread* dimostra, quindi, che non sono solo i costi logistici a influenzarne il livello esponendo i venditori della maggior tutela a un rischio mercato che diventa sempre maggiore quanto più si sviluppa la *hub-to-hub competition* in Europa.

FIGURA 4. CONFRONTO TRA SPREAD PSV-TTF MEDIO TRIMESTRALE DI MERCATO E COMPONENTI TARIFFARIE DELLA TUTELA (€/MWH)



Fonte: Albasoluzioni, ARERA

2) *QT* – Il trasporto gas sui punti di uscita e riconsegna

La rivisitazione della struttura tariffaria nazionale vedrà tra i principali effetti l'applicazione della componente variabile del trasporto gas e degli oneri aggiuntivi ai punti di uscita e riconsegna della rete di trasporto.

- Il *CV*, precedentemente applicato ai punti di *entry*, cambia nome in *CVu* e viene applicato sulle uscite; la componente includerà inoltre i costi relativi agli approvvigionamenti di gas a copertura delle perdite di rete, autoconsumi e GNC, effettuati direttamente dal RdB sui mercati *spot* GME (anziché essere applicati come corrispettivi in natura ai punti di entrata e riconsegna). Per il 2020 la componente è stata fissata a 0.38 €cent/Smc, superiore al precedente valore applicato in entrata (0.34 €cent/Smc), anche se non sono da escludere ulteriori maggiorazioni a partire dal 2021 sulla base dei costi di approvvigionamento di perdite, autoconsumi e GNC sostenuti dal responsabile di bilanciamento.
- La componente *CRVFG* (a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione) sostituisce la precedente applicata ai volumi importati. I valori della componente per il 2020 sono inferiori del 23% rispetto a quelli dell'anno in corso, grazie all'ampio utilizzo degli impianti di rigassificazione italiani registrato negli ultimi mesi (OLT in primis) causato da un mercato GNL che favorisce l'approdo in Europa a svantaggio dei mercati asiatici.

- Viene aggiunto il corrispettivo *CVFC* complementare relativo al recupero dei ricavi di trasporto: della componente non è stata ancora fissato il valore, ma questo dipende dai volumi fissati.

QUALI ALTERNATIVE DOPO LA FINE DELLA TUTELA

Al termine del regime di tutela, cesserà anche l'aggiornamento delle componenti tariffarie previste dalla normativa. Una alternativa percorribile consiste nelle tariffe PLACET, offerte standard predisposte dall'Autorità ma dove la componente materia prima è a libera scelta (o quasi) del venditore. Le offerte PLACET per il gas possono essere a prezzo fisso o a prezzo variabile: in quest'ultimo caso, l'ARERA fissa il riferimento di prezzo variabile base (consistente nell'attuale Pfor calcolato sulle quotazioni forward trimestrali al PSV) mentre il venditore decide il livello di spread α da applicare. La PLACET appare essere una valida formulazione alternativa al mercato tutelato dove le componenti tariffarie infrastrutturali e di servizio vengono determinate dall'ARERA, mentre il prezzo della materia prima è formulato all'interno delle normali contrattazioni del mercato.

FIGURA 5. LE NOVITÀ DELLE COMPONENTI CMEM E QT DEL SERVIZIO DI TUTELA

	STRUTTURA CORRENTE	STRUTTURA 2020		STRUTTURA CORRENTE	STRUTTURA 2020
CMEM Filiera del gas dal TTF al PSV	Pfor Materia prima al TTF	Pfor Materia prima al TTF	QT Trasporto del gas dal PSV al ReMi	Cpu + CRr Costi uscita + riconsegna	Cpu Costi uscita (bundled)
	QTint Filiera internazionale	QTint Filiera internazionale		CM Misura del gas	CM Misura del gas
	QTpsv CPe + CV	QTpsv Costi entrata: CPe			CV_U Costo variabile
	QTmcv CV ^{FG} + Gamma Fuel				CV_{FC} Recupero ricavi
				CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRVST Oneri aggiuntivi	CRV ^{OS} , CRV ^{BL} , CRV ^{FG} , CRV ST Oneri aggiuntivi

Fonte: ARERA

DATI DI MERCATO

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

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	215 267	215 164	0.0%
Produzione netta	191 621	185 839	3.1%
- Termoelettrico	125 041	118 353	5.7%
- Rinnovabili**	66 580	67 486	-1.3%
Saldo estero	26 054	30 910	-15.7%

*Fino a Maggio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

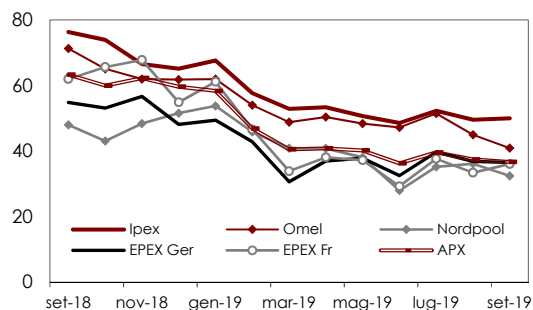
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	10.1	10.5	-3.7%	13.7	14.3	-4.3%
Termoelettrico	18.7	17.0	10.0%	25.1	24.1	4.4%
Distribuzione	21.9	22.3	-1.9%	32.0	33.6	-4.8%
Altro	1.1	1.2	-8.4%	1.5	1.7	-13.6%
Totale	51.9	51.1	1.5%	72.3	73.7	-1.9%

Valori cumulati al 26/09/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

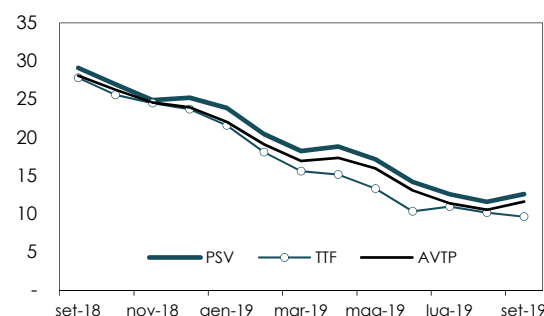
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 26/09/2019

Fonte: Borse Europee

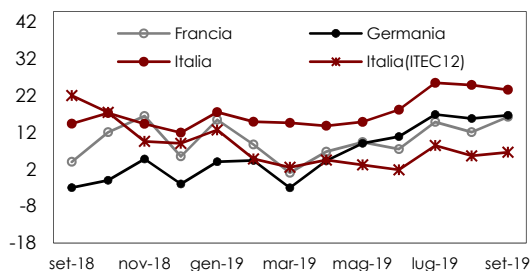
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA



Medie mensili. Ultimo dato al 26/09/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

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

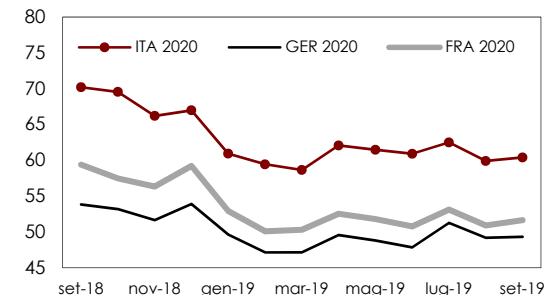


Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 26/09/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

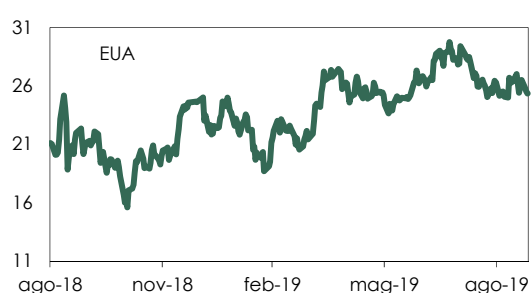
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/09/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

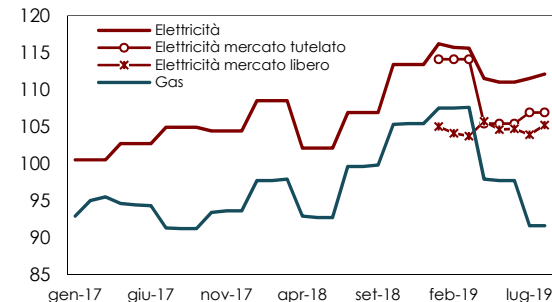
PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 25/09/2019

Fonte: Reuters su EEX

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



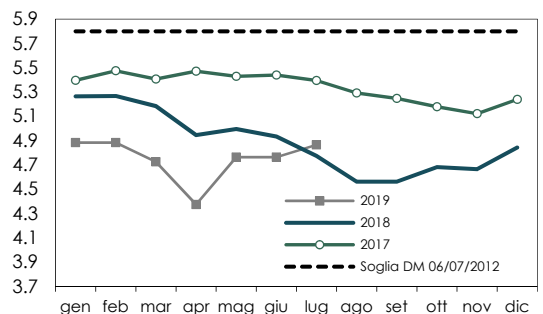
Ultimo dato: agosto 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

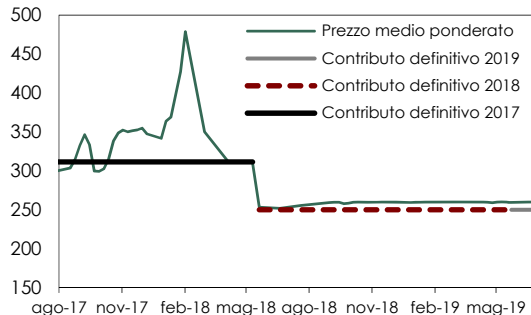


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/07/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

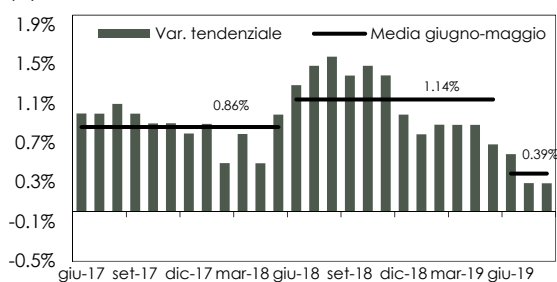


Ultimo dato Settembre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



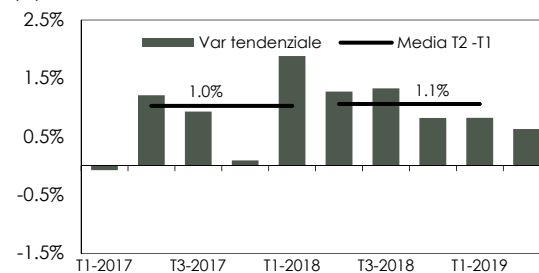
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Agosto 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2019

Edizione dati Istat: Agosto 2019

Fonte: Istat

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

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	11.88	10.83	8.41	8.89	9.49
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.92	3.92	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	3.22	4.21	4.95	4.81	4.70
Totale - tasse escluse	18.97	18.96	17.28	17.62	20.80

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	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	10.05	9.46	6.86	7.42	8.04
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.79	2.79	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	7.79	5.56	5.41	5.38
Totale - tasse escluse	19.43	20.04	15.21	15.62	16.21

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

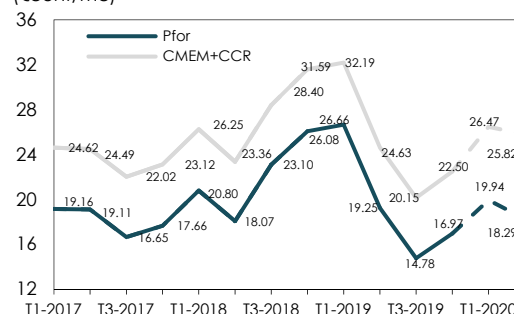
GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI (€/cent/mc)

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Approvvig. e vendita	36.67	37.29	29.72	25.25	27.51
Costi di trasporto	4.88	4.80	3.97	3.92	4.59
Costi di distribuzione	9.21	9.54	9.54	9.54	9.54
Oneri generali di sistema	2.36	3.09	4.37	4.37	4.37
Totale - tasse escluse	53.12	54.72	47.61	43.07	46.01

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA (€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 26/09/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

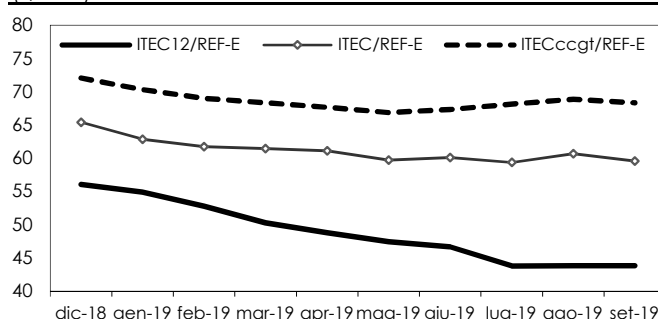
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di settembre è pari a 43.82 €/MWh, in lieve calo sul dato di agosto (43.83 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di agosto, con tasso di cambio \$/€ in diminuzione.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 59.58 €/MWh, in calo dell'1.8% sul valore consuntivo di agosto (pari a 60.65 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 68.34 €/MWh, in calo dello 0.8% rispetto al consuntivo del mese precedente (68.86 €/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 agosto.

Il valore *forward* per il mese di ottobre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 26 settembre, è pari a 45.40 €/MWh, in aumento dello 3.6% rispetto al consuntivo di settembre. I valori *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 26 settembre, sono pari a 59.80 €/MWh e 65.50 €/MWh, il primo in aumento dello 0.4%, il secondo in calo del 4.9% rispetto al consuntivo di settembre.

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)
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
set-19	43.82	59.58	68.34

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di ottobre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 26/9/2019. 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.

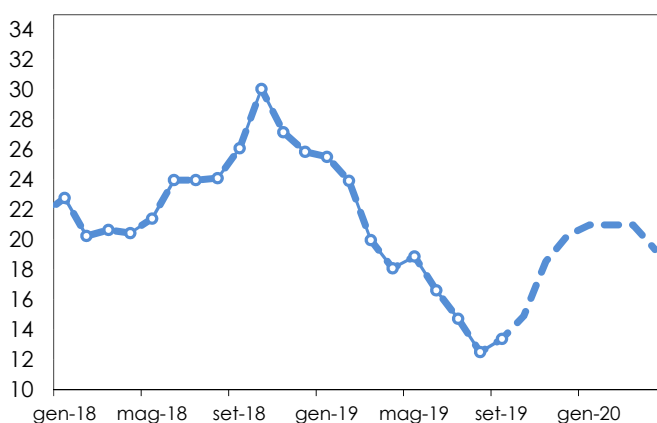
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per settembre 2019 è pari a 13.43 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 13.39 €/MWh e 13.52 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a settembre 2019 è aumentata del 7.3% rispetto a quella per le consegne di agosto 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (26.10 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto ad agosto 2019 (11,612 MW contro 11,494 MW), così come il numero di transazioni registrate (330 contro 309).

Al 26 settembre, gli scambi del prodotto con consegna a ottobre 2019, relativi a un campione di 332 operazioni e un volume totale scambiato di 9,842 MW, indicano un prezzo di 15.85 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a settembre 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