



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Anigas, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, HB Trading, Hera Trading Srl, Iren SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA, Sorgenia SpA, TIM 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

GAS NATURALE

- L'evoluzione delle tariffe di trasporto del gas nel quinto periodo di regolazione

Nel quinto periodo di regolazione, già differito di due anni per includere le richieste del Codice europeo TAR, verrà rivista la metodologia per la definizione delle tariffe di entry e exit dal sistema. Le opzioni possibili implicano cambiamenti che potrebbero rivelarsi importanti e con impatti non irrilevanti sul mercato: i costi di entry, nonostante la recente diminuzione del peso sul totale potrebbero aumentare con l'inserimento nella matrice dei costi della rete regionale, mentre in alcune soluzioni i divari tra Sud e Nord, molto criticati dagli operatori, potrebbero addirittura acuirsi. Ma alcune soluzioni sono più vicine a quella attuale.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- Imminente la partenza dei progetti pilota UVAM e UPR, chiave della riforma MSD

L'atteso progetto pilota sulle Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM), segna un nuovo passo avanti verso l'apertura di MSD: coordinamento con il mercato della capacità, contrattualizzazione a termine e, soprattutto, possibilità di aggregare produzione, consumo e storage sono le proposte di Terna per migliorare la partecipazione. Ancora molti gli elementi che tuttavia continuano a escludere quasi totalmente le fonti non programmabili dai mercati dei servizi: tempi di regolazione troppo lunghi, impossibilità di aggregare unità rilevanti e non, unità geografica (quella provinciale) ancora troppo limitata.

pag. 7

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Fine della tutela di prezzo: il punto sull'evoluzione dei mercati al dettaglio

I complessi adempimenti previsti dalla normativa per garantire trasparenza e sicurezza del mercato in vista del superamento della maggior tutela ottengono i primi risultati: avviata la definizione delle offerte PLACET e il portale per la loro raccolta e comparazione, in via di miglioramento; in corso di definizione anche le regole per il monitoraggio dei gruppi di acquisto e per la selezione dei venditori, alla ricerca di un delicato equilibrio tra garanzie dei clienti e flessibilità e contenimento dei costi per i venditori. Un processo avviato da cui pare difficile tornare indietro ma a cui manca ancora un tassello fondamentale, ossia la modalità di gestione dei clienti inermi.

pag. 12

MERCATO GNL

- Monitoraggio mercato globale

Domanda in aumento e prezzi del GNL che trainano quelli del gas europeo.

pag. 17

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

L'ultimo tassello del passaggio di Nedgia a F2i, la vendita di alcuni PDR in due ATEM "critici" chiusa a favore di Estra.

pag. 20

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 22

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 23

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 24

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico
Clementi, Federica Davò, Guido
Gatti, Tommaso Franci, Ana
Georgieva, Melania Mercadante,
Marco Pellegrino, Giorgio Perico,
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**.

Ultime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 8, Giugno 2018
- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018

GAS NATURALE

L'EVOLUZIONE DELLE TARIFFE DI TRASPORTO DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 182/2018/R/gas](#)
- [DCO 413/2017/R/gas](#)
- [Regolamento \(UE\) 460/2017](#)
- [Delibera 514/2013/R/gas](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Regolazione tariffaria distribuzione gas: 2016 chiuso tra conferme e novità](#)
(Newsletter 206)

Nel quinto periodo di regolazione, già differito di due anni per includere le richieste del Codice europeo TAR, verrà rivista la metodologia per la definizione delle tariffe di entry e exit dal sistema. Le opzioni possibili implicano cambiamenti che potrebbero rivelarsi importanti e con impatti non irrilevanti sul mercato: i costi di entry, nonostante la recente diminuzione del peso sul totale potrebbero aumentare con l'inserimento nella matrice dei costi della rete regionale, mentre in alcune soluzioni i divari tra Sud e Nord, molto criticati dagli operatori, potrebbero addirittura acuirsi. Ma alcune soluzioni sono più vicine a quella attuale.

In concomitanza con il termine dell'efficacia della deliberazione 514/2013, che disciplinava i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione (gennaio 2014 - dicembre 2017), l'istituzione da parte della Commissione Europea del Regolamento 460/2017 (Codice TAR) relativo alle strutture tariffarie per il trasporto del gas in Europa, aveva indotto l'ARERA (Autorità), al fine di integrare in maniera opportuna le regole del Codice, a prospettare un avvio del quinto periodo di regolazione (5 PRT) differito, estendendo i principali criteri di regolazione del 4 PRT per un periodo transitorio di due anni, fino a dicembre 2019. Nel frattempo durante il periodo transitorio, in coerenza con quanto prospettato dal Codice TAR, sono state introdotte rispetto al 4 PRT due principali novità:

- la modifica della ripartizione *entry-exit* dal precedente 50/50 al 40/60, ripartendo dunque i ricavi a favore dei punti di entrata, e rispondendo agli obiettivi di competitività e allineamento dei prezzi al PSV con gli altri mercati europei
- l'applicazione di un unico coefficiente *γ_{fuel}* a copertura del gas di autoconsumo, rispondente alla richiesta del Codice TAR di avere costi variabili indifferenziati per punti di entrata o di uscita.

Il fine del Codice TAR è quello di stabilire norme che rendano trasparenti le strutture tariffarie per il trasporto del gas naturale a livello europeo, includendo maggiore coerenza nelle modalità di fissazione e definizione delle stesse, e sancendo specifici obblighi in tema di attività informative e di consultazione periodica. Le modalità di attuazione della regolamentazione TAR sono lasciate discrezionali alle singole autorità nazionali, ma il Codice definisce un *framework* metodologico per i prezzi di riferimento basato sulla distanza ponderata per le capacità. Con il documento di consultazione 182/2018, l'Autorità ha definito gli orientamenti iniziali in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento e ai criteri di allocazione dei costi per il servizio di trasporto per il quinto periodo di regolazione, includendo le possibili ipotesi di evoluzione delle tariffe a partire dal 2020 che tengano conto dei principi e delle disposizioni del Codice TAR.

DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI DELLA RETE NAZIONALE DI GASDOTTI DURANTE IL PERIODO TRANSITORIO DEL 4 PRT

Nel disegno attuale, la determinazione dei corrispettivi unitari della rete nazionale di gasdotti è effettuata con il metodo a "Matrice" partendo da un'analisi dei flussi di gas alla punta di consumo, con simulazioni fluidodinamiche che, attraverso la mappatura dei flussi dominanti, consentono di individuare le tratte possibili tra punti di entrata e punti di uscita. Utilizzando i risultati della simulazione, la rete viene schematizzata in punti di intercettazione e derivazione importanti (PIDI) e in tratti elementari di rete, ovvero le tratte tra due PIDI a cui è associato un costo specifico di trasporto basato su lunghezza e diametro. Sulla base di tale schematizzazione, viene determinata prima la matrice *entry-exit* "estesa", una mappatura delle combinazioni di costo unitario di trasporto calcolata come somma dei costi unitari di trasporto tra punti di *entry* e PIDI considerando il criterio del costo minimo, e successivamente la matrice *entry-exit* "ridotta", che aggrega i PIDI in specifiche aree di prelievo effettuando una media ponderata dei costi di trasporto in funzione dei flussi in transito da ogni PIDI. L'ultima fase della procedura di determinazione delle tariffe è il calcolo dei corrispettivi nodali, CPe e CPu, risultato della minimizzazione delle differenze quadratiche tra corrispettivi tra due punti e i costi unitari di trasporto individuati per ogni tratta.

TAG

natural gas, network regulation

Nella definizione delle tariffe per il periodo transitorio, oltre a essere stato preso in considerazione un vincolo di differenza di costo tra punti di uscita contigui (non superamento del 30% del valore medio nazionale dei corrispettivi in uscita), è stata inclusa la nuova ripartizione dei ricavi che ne ha attribuito il 40% sui punti di entrata e il 60% sui punti di uscita. La metodologia a Matrice utilizzata non include il costo relativo alle reti regionali: questo corrispettivo, infatti, è unico a livello nazionale, ed è applicato uno sconto in funzione della distanza, con il parametro dei 15 chilometri come distanza massima di generazione di tale sconto.

La metodologia dei prezzi di riferimento proposta dal Codice TAR si basa sul concetto di “Servizio di trasporto”, ovvero quello per il quale vengono soddisfatte due condizioni: i) i costi dei servizi sono causati dai *driver* di costo della capacità tecnica o capacità contrattuale prevista e della distanza; ii) i costi del servizio sono correlati all’investimento nell’infrastruttura e al funzionamento della medesima infrastruttura che fa parte del capitale investito riconosciuto per la fornitura del servizio di trasporto. La metodologia tariffaria proposta, di tipo *Capacity Weighted Distance* (CWD), parte dal calcolo delle distanze medie tra ciascun punto di entrata e di uscita o aggregato di punti, ponderate per le capacità di trasporto ai punti di entrata e uscita. Per ciascun punto viene calcolata l’incidenza del costo rispetto a tutti i punti di entrata, valore che viene utilizzato per la determinazione del prezzo di riferimento su un punto di entrata o di uscita moltiplicando per la parte dei ricavi, relativi al servizio di trasporto da recuperare attraverso tariffe e dividendo per la capacità contrattuale prevista su ciascun punto di entrata e di uscita o aggregato di punti. In aggiunta, il Codice TAR prevede uno sconto ai corrispettivi di trasporto applicati alla capacità sui punti di entrata e uscita verso gli impianti di stoccaggio (minimo al 50%) e sui punti di entrata dagli impianti di GNL, al fine di riconoscere il contributo delle infrastrutture alla flessibilità del sistema e alla sicurezza dell’approvvigionamento.

GLI ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ E LE SIMULAZIONI TARIFFARIE

La scelta della metodologia dei prezzi di riferimento è a discrezione dell’Autorità nazionale, purché il metodo CWD venga utilizzato come elemento controfattuale di confronto tra i diversi effetti che sarebbero prodotti, nel rispetto dei vincoli generali dettati dal Codice TAR stesso. L’Autorità aveva già, nel DCO 413/2017, sottolineato come la metodologia a “matrice” rispetti quanto già disposto dal Codice e persegua gli orientamenti generali:

- i. consente agli utenti una riproduzione del calcolo dei prezzi di riferimento, ottenendone una previsione accurata
- ii. tiene conto dei costi effettivi sostenuti per la fornitura dei servizi di trasporto
- iii. garantisce la non discriminazione e previene indebiti sussidi incrociati
- iv. garantisce che ai clienti finali all’interno di un sistema *entry-exit* non venga assegnato un rischio volume significativo
- v. garantisce che i prezzi di riferimento risultanti non distorcano gli scambi transfrontalieri.

Vi sono alcuni aspetti rientranti sotto la metodologia di riferimento e per i quali, secondo la definizione del Codice TAR, non sarebbero pienamente rispettate dal disegno attuale. Il primo aspetto è il trattamento delle reti regionali, che secondo un’interpretazione del Codice rientrerebbero sotto i Servizi di trasporto e dunque il loro costo dovrebbe rientrare nella ripartizione dei ricavi nella metodologia di riferimento. Basandosi sulle analisi della ripartizione dei ricavi relativi al 2018, l’inclusione dei corrispettivi da rete regionale nel calcolo della ripartizione dei ricavi determina un rapporto 28/72, coerente con il rapporto 40/60 a cui sono inclusi i maggiori corrispettivi applicati ai punti di uscita. L’Autorità, avendo ritenuto opportuno svolgere ulteriori approfondimenti in merito al tema, ha proposto (come si vedrà più avanti) diverse ipotesi di metodologie di prezzi di riferimento che includano o escludano le reti regionali, con la decisione finale che verrà definita a valle del processo di consultazione. Un secondo punto in sospeso riguarda la modalità di formulazione dei costi variabili: il Codice TAR prevede, infatti, che il corrispettivo variabile sia destinato alla sola copertura dei costi variabili connessi alle quantità trasportate, e che sia indifferenziato per tutti i punti di entrata e uscita. I criteri attualmente utilizzati prevedono invece che il costo variabile includa anche i costi operativi, e solo dall’avvio del periodo transitorio del 4 PRT è stato reso indifferenziato

TABELLA 1. SCHEMA DELLE IPOTESI TARIFFARIE PROPOSTE

N.	Ipotesi	Rete Regionale inclusa	Sconto stocc.
Ipotesi 0	Matrice 40/60 - Tariffe 2019	NO	50%
Ipotesi 1	Matrice 28/72	SI	50%
Ipotesi 2	CWD 50/50	SI	50%
Ipotesi 3	CWD 28/72	SI	50%
Ipotesi 4	CWD 40/60	NO	50%
Rif. 2019	Matrice 40/60 - Tariffe 2019	NO	0

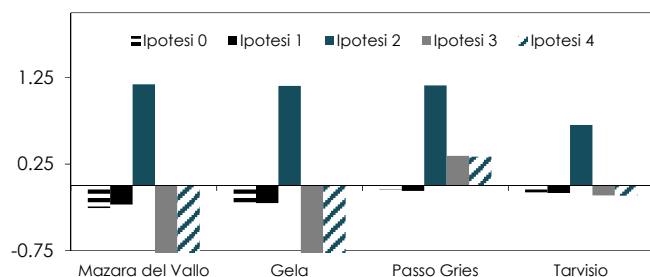
Fonte: ARERA

a tutti i punti di *entry* il corrispettivo γ_{fuel} .

L'Autorità nel DCO 182/2018 ha sottoposto a consultazione l'analisi di cinque diversi scenari di criteri tariffari, due basati sul metodo della Matrice e tre sul CWD, tenendo conto di diverse ripartizioni dei ricavi tra punti di entrata e uscita, e includendo inoltre una ripartizione che comprenda anche i corrispettivi di rete regionale. Le cinque ipotesi, ognuna delle quali tiene conto di uno sconto stoccaggio al 50% (Tabella 1), sono:

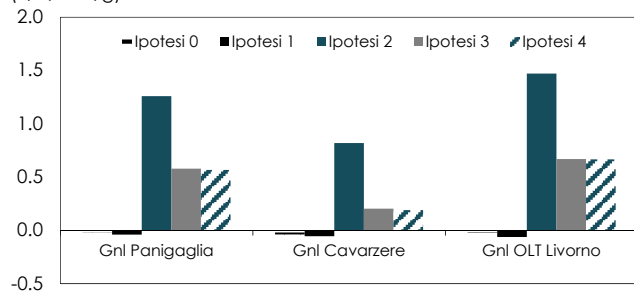
1. ipotesi 0, che mantiene l'assetto attuale, ovvero metodologia "matrice", ripartizione ricavi 40/60 ed esclusione della rete regionale;
2. ipotesi 1, con metodologia "matrice" ma ripartizione 28/72, e dunque includendo la rete regionale nella metodologia di calcolo dei corrispettivi *entry-exit*
3. ipotesi 2, con metodologia "CWD" proposta come riferimento dal Codice TAR, ovvero ripartizione 50/50 e inclusione della rete regionale
4. ipotesi 3, con metodologia "CWD", ripartizione 28/72 ed inclusione della rete regionale
5. ipotesi 4, con metodologia "CWD", ripartizione 40/60 ed esclusione della rete regionale.

FIGURA 1. PUNTI DI ENTRATA: CONFRONTO TRA IPOTESI TARIFFARIE E CORRISPETTIVI 2019 (€/a/smc/g)



Fonte: Snam Rete Gas, ARERA

FIGURA 2. PUNTI DI ENTRATA GNL: CONFRONTO TRA IPOTESI TARIFFARIE E CORRISPETTIVI 2019 (€/a/smc/g)



Fonte: Snam Rete Gas, ARERA

Partendo dagli esiti delle simulazioni tariffarie svolte da Snam Rete Gas, si possono effettuare valutazioni d'insieme che permettano di comprendere i potenziali impatti delle nuove tariffe sul sistema gas. Ogni ipotesi è stata messa a confronto con le tariffe 2019 recentemente pubblicate dall'Autorità¹ e che avevano già mostrato alcuni scostamenti rispetto alle tariffe 2018, con maggiore penalizzazione delle tariffe in entrata.

L'analisi dei punti di entrata mostra in primis come l'ipotesi 2 relativa al criterio CWD 50/50 puro, risulti essere la più penalizzante per il sistema: tutti i punti di entrata dall'estero ne risentirebbero con un aumento del corrispettivo, e pertanto risulterebbe in contrasto con gli obiettivi di riduzione del differenziale di prezzo con i mercati europei. Sulle frontiere nord, nello specifico, si registrerebbe un aumento del corrispettivo di circa 0.70 €/a/Smc/g (0.18 €/MWh) da Tarvisio, e di 1.16 €/a/Smc/g (0.30 €/MWh) da Passo Gries². Su quest'ultimo punto inoltre, le altre due ipotesi che applicano la metodologia CWD vanno nella stessa direzione: benché con effetto limitato, si registrerebbe un aumento della tariffa sia in caso di ripartizione dei ricavi al 28/72 sia con il 40/60 con rete regionale separata. Diverso invece è l'effetto per tutti gli altri punti di importazione: le altre ipotesi tariffarie considerate porterebbero a un effetto positivo per i costi di importazione, con effetto maggiore sui punti di import da sud, Mazara e Gela, grazie all'effetto della ponderazione delle quantità per le distanze sulla rete di trasporto (Figura 1).

Penalizzati risulterebbero essere i punti di *entry* da GNL, ed è confermata, anche in questo caso, che l'effetto meno vantaggioso emergerebbe in caso di applicazione dell'ipotesi 2 di "CWD" puro. Se da un lato l'applicazione del criterio "matrice" lascerebbe sostanzialmente invariate le tariffe di trasporto rispetto al 2019,

il metodo "CWD" in tutti e tre gli assetti porterebbe a un aumento generalizzato del costo, con i maggiori effetti su OLT che avrebbe un rincaro dai circa 0.66 €/a/Smc/g (0.17 €/MWh) nell'ipotesi 4, a 1.470 €/a/Smc/g (0.38 €/MWh) nell'ipotesi 2 (Figura 2).

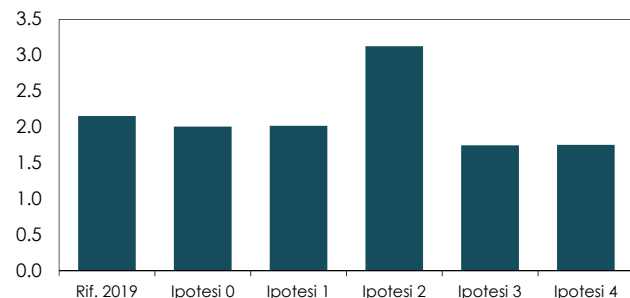
Ponderando i corrispettivi di trasporto per i singoli punti di entrata, sia via gasdotto sia GNL³, è confermato come l'applicazione del CWD puro prevista nell'ipotesi 2 avrebbe l'impatto maggiormente negativo sia rispetto alle tariffe 2019 (+45%) sia rispetto

¹ Delibera 306/2018/R/gas.

² Conversione da €/a/Smc/g a €/MWh in ipotesi di load factor 100%.

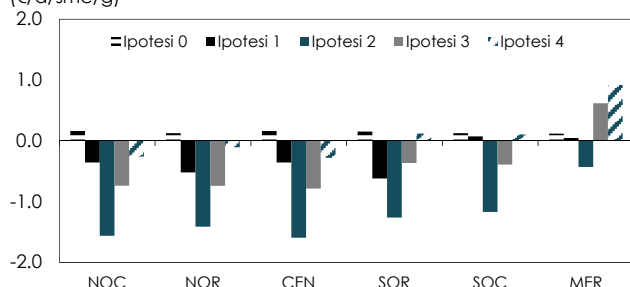
³ Ponderazione basata sui volumi importati nel 2017.

FIGURA 3. MEDIA PONDERATA DEI CORRISPETTIVI DI TRASPORTO IN ENTRATA (€/a/smc/g)



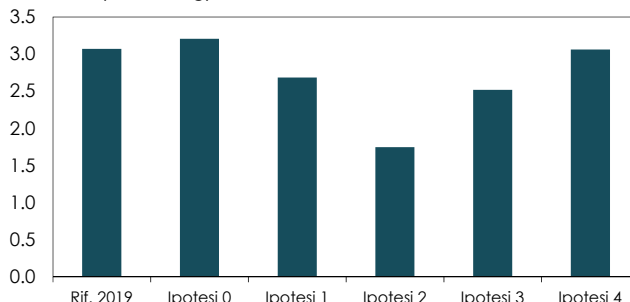
Fonte: Snam Rete Gas, ARERA

FIGURA 4. PUNTI DI USCITA: CONFRONTO TRA IPOTESI TARIFFARIE E CORRISPETTIVI 2019 (€/a/smc/g)



Fonte: Snam Rete Gas, ARERA

FIGURA 5. MEDIA PONDERATA DEI CORRISPETTIVI DI TRASPORTO IN USCITA (€/a/smc/g)



Fonte: Snam Rete Gas, ARERA

all'ipotesi 0 (+56%). Per le altre due ipotesi di applicazione del CWD pesa invece l'effetto dei volumi importati da Mazara e, in misura minore, da Gela, con corrispettivi ponderati che risulterebbero in riduzione rispetto alle tariffe 2019 e all'applicazione dell'ipotesi 0. Confrontando invece l'applicazione della ripartizione dei ricavi secondo il metodo 28/72, la metodologia CWD (Ipotesi 3) risulterebbe di vantaggio per il sistema (del 13% circa) rispetto alla metodologia Matrice (Ipotesi 1) (Figura 3).

Sui punti di uscita, poiché per alcune delle ipotesi i corrispettivi sono comprensivi dei costi di rete regionale, è stato incluso il costo di Rete Regionale (al netto dello sconto distanza) al fine di poter procedere a una comparazione delle tariffe (Figura 4). Confrontati con i valori 2019, emergerebbe una sostanziale convenienza nell'applicazione delle diverse ipotesi per ogni zona, con il maggiore effetto proveniente dall'Ipotesi 2 di CWD puro. È in effetti compensato l'effetto negativo che emergerebbe da un maggior corrispettivo sui punti di entry, con un effetto compensativo della tariffa media ponderata per i volumi (Figura 5).

ANCORA DIVERSE LE INCERTEZZE

L'analisi delle alternative proposte dall'Autorità nel documento di consultazione, che certamente rappresenta un'apprezzabile evoluzione in tema di trasparenza e di comunicazione nei confronti degli utenti del trasporto, mostra effetti molto differenti sia in base al modello utilizzato, sia in base al punto di entrata o uscita analizzato. La comparazione tra le tariffe prospettate nelle singole ipotesi ponderate per i volumi, rispetto allo scenario attuale, mostra nel complesso come la metodologia dei prezzi di riferimento basata sul modello CWD sia per i punti di entrata la meno vantaggiosa, e che non permetterebbe di perseguire l'obiettivo di integrazione del mercato italiano rispetto a quello europeo e di competizione di prezzo. Il GNL sarebbe poi altamente penalizzato con il modello CWD, con differenziali rispetto al modello a Matrice che determinerebbero un peso rilevante della logistica del trasporto nella determinazione del valore della rigassificazione. È plausibile l'applicazione di uno sconto alle infrastrutture di GNL al fine di promuovere l'uso efficiente dei terminali, e a tal fine potrebbero essere necessarie ulteriori simulazioni per la comparazione degli effetti finali sulle tariffe.

MERCATO ELETTRICO

IMMINENTE LA PARTENZA DEI PROGETTI PILOTA UVAM E UPR, CHIAVE DELLA RIFORMA MSD

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Al via gli aggregatori nel sistema italiano](#) (Newsletter 213)
- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)

L'atteso progetto pilota sulle Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM), segna un nuovo passo avanti verso l'apertura di MSD: coordinamento con il mercato della capacità, contrattualizzazione a termine e, soprattutto, possibilità di aggregare produzione, consumo e storage sono le proposte di Terna per migliorare la partecipazione. Ancora molti gli elementi che tuttavia continuano a escludere quasi totalmente le fonti non programmabili dai mercati dei servizi: tempi di regolazione troppo lunghi, impossibilità di aggregare unità rilevanti e non, unità geografica (quella provinciale) ancora troppo limitata.

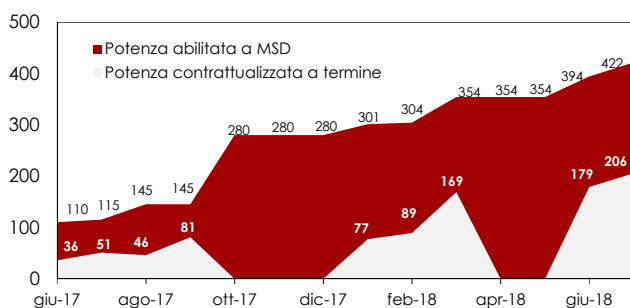
RISULTATI DEI PRECEDENTI PROGETTI PILOTA

Terna ha aperto l'incontro tecnico del 10 luglio con una presentazione dei risultati fin qui raccolti relativi ai progetti pilota inerenti le Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) e le Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), con lo scopo di ripercorrere e contestualizzare il processo evolutivo che ha consentito, durante l'ultimo anno, di sviluppare il tema dell'estensione della partecipazione alla fornitura dei servizi ausiliari da parte di risorse "non convenzionali", anche tramite aggregazione, come già è possibile in altri Paesi europei, come la Germania e il Regno Unito.

CRESCENTE PARTECIPAZIONE DELLE UVAC

Per quanto riguarda il progetto pilota sulle UVAC, i dati raccolti complessivamente nel periodo giugno 2017 – giugno 2018 mostrano un interesse verso il progetto e una partecipazione da parte degli operatori crescenti nel tempo, con un incremento sostanziale della potenza abilitata (+135 MW) registrato nel mese di ottobre 2017, al termine del primo trimestre di operatività del progetto, e una ripresa del *trend* crescente dopo tre mesi di stagnazione seguita alla revisione dei requisiti di ammissione al progetto pilota (abbassamento della Potenza di Controllo¹ da 5 MW a 1 MW). A inizio luglio la capacità abilitata totale risulta di 422 MW, di cui il 25% circa (105 MW) abilitato tramite il contributo di unità di consumo *pure*, ovvero prive di generatori ausiliari². Il progressivo *trend* di abilitazione delle unità virtuali mostra però che, finora, la percentuale di potenza contrattualizzata a termine non è mai andata oltre il 55% circa della potenza totale abilitata nell'ambito del progetto pilota, con un picco di potenza contrattualizzata assoluta pari a 206 MW, registrato durante le ultime aste di contrattazione a termine per il periodo giugno 2018 - settembre 2018, ben lontano dal limite di 500 MW nominalmente resi disponibili da Terna per ogni trimestre. Ciò può indicare che siano principalmente gli operatori, in questo momento, ad aver bisogno del progetto pilota per predisporre e testare la propria capacità di partecipazione attiva alla fornitura di servizi tramite la riduzione del carico e che questo stia avvenendo gradualmente: sicuramente la possibilità di ricevere un premio fisso a termine è uno stimolo per lo sviluppo della *demand response*, ma i livelli raggiunti finora sono ancora più bassi di quanto il sistema sia disposto a gestire. Altra evidenza significativa è la capacità delle UVAC di rispondere correttamente agli ordini di dispacciamento impartiti da Terna: con riferimento al periodo temporale giugno 2017 - aprile 2018, Terna dichiara che su 680 MWh effettivamente richiesti a salire su MB, gli ordini di dispacciamento sono stati rispettati nel 75% dei casi (equivalente a 510 MWh) (**Figura 1**).

FIGURA 1. POTENZA ABILITATA E CONTRATTUALIZZATA A TERMINE (UVAC) (MW)



Fonte: Terna

TAG

Dispatching, market design, UVAM

¹ Per Potenza di Controllo si intende la potenza attiva che l'unità aggregata è in grado di modulare per fornire servizi.

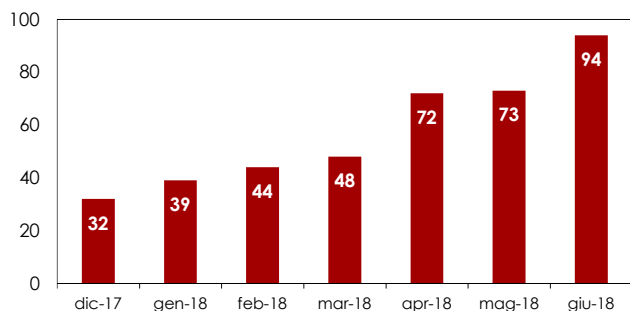
² Si evidenzia che le UVAC prive di generatori ausiliari sono le uniche che potrebbero richiedere eventualmente la qualificazione per la partecipazione al mercato della capacità, diventando Unità di Consumo per il Mercato della Capacità (UCMC); per le altre invece la conversione in UVAM è l'unica alternativa percorribile.

L'ASSENZA DI PREMIO FISSO STIMOLA MENO LE UVAP

I livelli di potenza abilitata raggiunti nell'ambito del progetto pilota sulle UVAP, risultano significativamente inferiori rispetto a quelli relativi al progetto parallelo sulle unità aggregate di consumo: tra dicembre 2017 (data di inizio del progetto) e giugno 2018, i Megawatt abilitati da Terna a MSD sono stati 94, ovvero il 66% circa della potenza UVAC abilitata da Terna nello stesso periodo temporale e poco più del 22% rispetto alla potenza UVAC totale abilitata a partire dal giugno dello scorso anno. Questa differenza è probabilmente imputabile al fatto che per il progetto UVAP non sia mai stato previsto un mercato a termine come per il progetto UVAC, in cui la disponibilità di capacità viene remunerata con un premio fisso annuale (massimo 30,000 €/MW/anno) a fronte di una serie di obblighi di offerta sul mercato dei servizi. Terna dichiara che il 26% circa dei 94 MW abilitati nell'ambito del progetto pilota, è riconducibile a unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (nella fattispecie, idroelettrico fluente) e che l'intera capacità rinnovabile (corrispondente a oltre l'88% della capacità totale abilitata) proviene da impianti idroelettrici. Come era lecito attendersi, quindi, i primi a essere stati abilitati nell'ambito del progetto UVAP sono impianti non rilevanti programmabili o semi-programmabili, mentre

non c'è ancora una significativa spinta all'abilitazione di fonti completamente non programmabili, come l'eolico o il solare. Molto probabilmente, lo stimolo alla partecipazione di queste risorse potrà essere reso maggiore dalla possibilità di aggregare con sistemi di accumulo o tramite l'introduzione di remunerazioni più incentivanti (come premi fissi a termine o i prezzi negativi sui servizi a scendere). I dati presentati da Terna mostrano che i volumi a salire richiesti in fase di bilanciamento alle UVAP (827 MWh) sono stati il 21% circa in più rispetto a quelli richiesti alle UVAC. Questo probabilmente deriva anche dalla maggiore affidabilità che Terna deve aver attribuito alle unità componenti le UVAP (impianti idroelettrici o termoelettrici) rispetto a quelle componenti le UVAC. Nel periodo dicembre 2017 - aprile 2018, il tasso di rispetto degli ordini di dispacciamento da parte delle unità aggregate di produzione (76%) è stato però del tutto simile a quello registrato per le unità aggregate di consumo (**Figura 2**).

FIGURA 2. POTENZA ABILITATA (UVAP) (MW)



Fonte: Terna

IMMINENTE L'APPROVAZIONE DEL PROGETTO PILOTA SULLE UPR NON ANCORA ABILITATE

Oltre ai precedenti progetti sul tema dell'aggregazione, Terna ha fatto il punto anche sul progetto pilota riguardante le unità di produzione rilevanti (UPR) non già abilitate a MSD, uno dei progetti più importanti e attesi in chiave riforma del dispacciamento. Le unità che potranno partecipare a questo progetto appartengono sostanzialmente a due categorie:

- unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili
- unità di produzione rilevanti programmabili che non rispettano i requisiti tecnici minimi di abilitazione descritti nel Capitolo 4 del Codice di Rete, ma che rispettano le caratteristiche tecniche minime definite nell'ambito del progetto pilota.

Queste unità saranno soggette ad abilitazione volontaria per la fornitura (anche asimmetrica) di servizi a salire e a scendere per riserva terziaria, bilanciamento e risoluzione delle congestioni. Sono previsti inoltre casi in cui sarà possibile presentare anche offerte di minimo e spegnimento, mentre sono esclusi, anche per le unità termoelettriche, i servizi di accensione e cambio assetto. I requisiti tecnici da rispettare per la fornitura dei servizi, al pari di quanto già visto nei progetti pilota finora approvati e implementati, saranno ovviamente più accomodanti rispetto a quanto previsto attualmente per le unità normalmente abilitate (**Tabella 1**), mentre la remunerazione delle quantità accettate rimarrà analoga a quella disciplinata dal meccanismo ordinario descritto nel Capitolo 4 del Codice di Rete. Il periodo rilevante rimarrà quartorario per tutte le unità, mentre il regime di valorizzazione degli sbilanciamenti applicato sarà quello del *single pricing*. Limitatamente alla quantità di energia non fornita dopo la ricezione di un ordine di dispacciamento, le penali da corrispondere a Terna saranno valorizzate: in caso di quantità a salire, come la differenza (se positiva) tra i prezzi legati alle offerte a salire presentate dall'UPR nel quarto d'ora oggetto di verifica e il prezzo di sbilanciamento applicato alla singola UPR; in caso di quantità a scendere,

TABELLA 1. REQUISITI PREVISTI DAL CODICE DI RETE E REQUISITI PREVISTI PER IL PROGETTO PILOTA SULLE UPR

Tipologia di servizio	Requisiti indicati nel Codice di Rete	Requisiti stabiliti per il progetto pilota
Risoluzione delle congestioni	10 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	5 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)
Bilanciamento	3 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 4 ore)	2 MW in 15 minuti (le unità idroelettriche devono garantire continuità del servizio per almeno 2 ore)
Riserva terziaria rotante	10 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore	5 MW in 15 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 2 ore
Riserva terziaria di sostituzione	10 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità senza limitazioni di durata	5 MW in 120 minuti, servizio sostenuto da tutte le unità per almeno 8 ore

Fonte: Terna

come la differenza (se positiva) tra i prezzi legati alle offerte a scendere presentate dall'UPR nel quarto d'ora oggetto di verifica e, in più, i prezzi legati alle offerte a scendere presentate complessivamente nella macro-zona in cui questa è ubicata e il prezzo di sbilanciamento applicato alla singola UPR.

Il progetto relativo all'abilitazione volontaria delle UPR, consultato da Terna nel mese di marzo, è ancora in attesa di approvazione da parte dell'Autorità, che, secondo quanto dichiarato da Terna, dovrebbe arrivare a breve.

NUOVO PROGETTO UVAM PER L'AGGREGAZIONE MISTA

NUOVE OPPORTUNITÀ E OBBLIGHI PER GLI OPERATORI

Il regolamento proposto da Terna per le unità aggregate miste presenta importanti differenze e aggiornamenti rispetto ai riferimenti anticipati dalla delibera 300/2017³, in parte dovuti anche all'esperienza accumulata "sul campo" attraverso l'implementazione dei progetti UVAC e UVAP.

Le prime importanti specificazioni riguardano le tipologie di unità che possono entrare a far parte di una UVAM. Terna distingue infatti tra due tipi di UVAM, ovvero una UVAM di tipo A e una UVAM di tipo B. All'interno delle UVAM di tipo A potranno essere comprese:

- unità di consumo
- unità di accumulo e tecnologie *vehicle-to-grid* (V2G)
- unità di produzione non rilevanti
- unità di produzione rilevanti (UPR) non ancora abilitate a MSD che condividono il punto di connessione con una o più unità di consumo e/o produzione non rilevanti e/o stoccaggi, tali per cui la potenza attiva immessa nel punto di connessione risulti sempre inferiore al limite di 10 MVA (ad esempio un sistema semplice di produzione e consumo (SSPC) il cui contributo complessivo in potenza risulta non rilevante).

Le UVAM di tipo B, invece, si configureranno come aggregati misti rilevanti naturali configurati esattamente allo stesso modo dei sistemi descritti al quarto punto delle UVAM di tipo A, ma differenti in quanto la potenza attiva immessa nel punto di connessione condiviso supera la soglia dei 10 MVA. In quest'ultimo caso, Terna specifica inoltre che l'energia assorbita dalle unità di consumo dovrà essere almeno pari al 50% dell'energia totale prodotta dalle unità di produzione e che tali aggregati misti rilevanti naturali non potranno essere accorpate a nessun'altra unità.

Con questa precisazione sul diverso trattamento riservato ai sistemi configurabili come aggregati misti naturali rilevanti rispetto ai non rilevanti, Terna non consente, per il momento, la possibilità di aggregare UPR in unità virtuali, ammettendo soltanto nello specifico caso identificato la possibilità di dar luogo a un aggregato.

SI DIFFERENZIANO I RUOLI DI BRP E BSP

Un'altra novità importante presentata dal gestore della rete riguarda i ruoli di *Balance Responsible Party* (BRP), coincidente con l'utente del dispacciamento (UdD), e di *Balancing Service Provider* (BSP), ovvero il soggetto responsabile della fornitura di servizi di dispacciamento al gestore di rete tramite l'UVAM (anche detto soggetto aggregatore). Nella delibera 300/2017 era stato inizialmente previsto che per le unità miste i due ruoli dovessero coincidere nello stesso soggetto, in virtù della dotazione di un nuovo e unico punto di dispacciamento, valido sia ai fini dei mercati dell'energia, sia ai fini del mercato dei servizi ancillari. Col nuovo regolamento, invece, questi vincoli sono stati rimossi: BRP e BSP (ruolo che non potrà essere ricoperto in nessun caso né dal GSE né dall'Acquirente Unico) non dovranno necessariamente essere rappresentati

³ Delibera 300/2017 del 5 maggio 2017, Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il *balancing code* europeo.

dallo stesso soggetto e i punti del dispacciamento legati alle unità comprese nell'aggregato continueranno a esistere e a rilevare ai fini dei mercati dell'energia, mentre il punto di nuova creazione servirà ad identificare l'UVAM nel suo complesso ai fini di MSD. Questo rappresenta sicuramente una semplificazione allo sviluppo della figura dell'aggregatore come soggetto terzo e indipendente, ma porta inevitabilmente ad alcune complicità: per fornire servizi al TSO, il BSP dovrà ottenere il consenso di tutti i BRP (o UdD) relativi alle unità sottese dall'UVAM tramite cui si intende fornire servizi di rete. La UVAM, come già detto, rileva solo ai fini di MSD, pertanto i soggetti BRP potrebbero dirigere indipendentemente una propria attività sui mercati dell'energia. La mobilitazione di energia per la fornitura di servizi ancillari operata dal BSP potrebbe, in questo caso, modificare il profilo di immissione/prelievo delle unità utilizzate, causando una variazione rispetto al programma vincolante dei vari soggetti BRP coinvolti. La logica del consenso è dunque funzionale allo scopo di mantenere i BRP indenni dalle attività di fornitura di servizi alla rete operate dal BSP e a quello di favorire la cooperazione tra questi soggetti. Il BSP sarà poi tenuto a comunicare in quale proporzione gli ordini di dispacciamento ricevuti sono stati eseguiti dalle unità comprese nell'UVAM, così che Terna possa tenere conto del contributo di ciascuna unità e modificare i relativi programmi vincolanti di immissione/prelievo in esito alle fasi precedenti del mercato, così da non contabilizzare la variazione al programma come sbilanciamento.

Inoltre, essendo l'aggregato rilevante solo ai fini di MSD, questo non disporrà di un programma vincolante di immissione/prelievo iniziale su cui Terna possa basarsi per valutare la possibilità di approvvigionare servizi. Perciò il BSP sarà tenuto a comunicare a Terna un profilo in termini di immissione/prelievo standard, detto *Baseline*, che identifichi il comportamento dell'intero aggregato, che sarà valido come programma nel caso in cui non sia richiesto di fornire nessun servizio. La *Baseline* (che è già stata introdotta nel progetto pilota sulle UVAP) andrà comunicata il giorno prima per ogni periodo quartorario del giorno seguente. Il mancato rispetto della *Baseline* potrà comportare delle penalità per il BSP.

Terna potrà verificare la misura (o stima) dell'energia immessa/prelevata dell'intero aggregato in maniera indiretta interfacciando i propri sistemi con il cosiddetto sistema concentratore dell'UVAM. Questo sistema dovrà essere in grado di ricevere a sua volta una misura (o stima) dei quantitativi immessi/prelevati da ogni unità sottesa all'aggregato secondo tempi tecnici prestabiliti: 4 secondi nel caso di unità di produzione con potenza modulabile superiore ai 250 kW e di unità di consumo con potenza modulabile superiore a 1 MW; 60 secondi nel caso di unità di produzione e unità di consumo con potenza modulabile inferiore ai limiti precedentemente descritti. Questo significa che ogni unità compresa nell'UVAM dovrà disporre di un dispositivo, detto unità periferica di monitoraggio (UPM), in grado di dialogare con il dispositivo concentratore rispettando gli stessi vincoli tecnico-temporali. I costi di approvvigionamento o aggiornamento tecnico delle UPM saranno a carico del soggetto aggregatore piuttosto che dei singoli utenti del dispacciamento.

UN UNICO REGOLAMENTO PER TUTTE LE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE

Il regolamento UVAM diventerà il regolamento di riferimento per tutte le unità virtuali: l'articolo 22 del regolamento proposto impone infatti che, dal momento dell'avvio del progetto pilota, le UVAC e le UVAP già esistenti si conformino agli obblighi tecnici di configurazione e alle garanzie economiche descritte da Terna nel documento, pena la decadenza dell'abilitazione a MSD.

L'UVAM rappresenterà dunque l'insieme di riferimento per le UVA in generale, mentre tutti i casi che non siano definibili come aggregazione mista a tutti gli effetti (solo consumo, solo produzione o, possibilmente, solo accumulo) verranno considerati come semplici sotto-casi che dovranno comunque risultare conformi al regolamento generale.

Mentre per i BSP delle UVAP già esistenti questo significa adeguarsi alle sole garanzie economiche (copertura per 2 mesi, 30 ore/mese), per i gestori delle UVAC già esistenti l'adeguamento riguarderà anche il sostenimento delle prove tecniche descritte nell'Allegato 3 al regolamento e la conformazione a tutti i requisiti tecnici per la fornitura dei servizi, qualora ce ne fosse la necessità.

In virtù dell'unificazione dei regolamenti, i servizi che gli aggregati potranno offrire (compatibilmente alle loro potenzialità e configurazioni) riguarderanno: risoluzione

TABELLA 2. REQUISITI PREVISTI DAL CODICE DI RETE E REQUISITI PREVISTI PER IL PROGETTO PILOTA SULLE UVAM

Servizio	Tempo di reazione	Durata minima (progetto pilota)	Durata minima (Codice di Rete)
Risoluzione delle congestioni	15 minuti dalla ricezione dell'ordine	2 ore	4 ore per le unità idroelettriche, illimitato per le altre unità
Riserva terziaria rotante	15 minuti dalla ricezione dell'ordine	2 ore	2 ore
Riserva terziaria di sostituzione	15 minuti dalla ricezione dell'ordine	8 ore	Tempo illimitato
Bilanciamento	15 minuti dalla ricezione dell'ordine	2 ore	4 ore per le unità idroelettriche, illimitato per le altre unità

Fonte: Terna

delle congestioni, regolazione terziaria (nelle modalità “sostituzione” e “rotante”) e servizi di bilanciamento. Sarà possibile abilitarsi anche per la fornitura asimmetrica (solo a salire o solo a scendere) dei servizi elencati, nonostante normalmente sia prevista la presentazione di offerte in entrambe le direzioni. I requisiti previsti per la fornitura dei servizi sono elencati nella **Tabella 2**.

Per quanto riguarda la fornitura di servizi a salire inerenti la risoluzione delle congestioni e la riserva terziaria, Terna ha previsto per l’abilitazione un tetto massimo del 40% della Potenza Massima Abilitata (ovvero la Potenza di Controllo utilizzata per effettuare modulazione a salire) costituito da unità non programmabili. Di fatto questo vincolo potrebbe rappresentare un ostacolo alla formazione

di unità virtuali con l’obiettivo di fornire anche servizi a salire, vista l’imposizione di una forte componente non rilevante ma programmabile.

Come già accade nei progetti pilota in corso d’opera, gli sbilanciamenti delle unità virtuali saranno valorizzati col meccanismo del *single pricing*. La mancata fornitura di un servizio richiesto dal gestore della rete comporterà invece una penalità aggiuntiva per il BSP che sarà equivalente alla quantità di energia non fornita moltiplicata per il prezzo marginale registrato su MSD nella macro-zona di riferimento e per il relativo servizio. Nel regolamento, Terna definisce che il conteggio dell’energia e della potenza relativa ai carichi interrompibili sottesi alle unità di consumo incluse all’interno dell’UVAM, verrà gestito attraverso la definizione della già nota Potenza di Franchigia⁴ e che eventuali movimentazioni dei carichi interrompibili in direzione discorde a quella delle quantità accettate saranno penalizzate attraverso un ulteriore corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate valorizzato analogamente alla mancata fornitura di un servizio. L’unico (improbabile) caso in cui una movimentazione dei carichi interrompibili in direzione opposta a quella di una quantità accettata non sarà penalizzata, corrisponderà alla presenza di un esplicito ordine di interruzione del carico da parte del gestore della rete.

MERCATO A TERMINE

Assieme alla proposta di regolamento, Terna ha previsto anche l’introduzione di una procedura per la contrattualizzazione a termine degli aggregati relativamente ai soli servizi a salire. Sulla scorta del mercato ad aste organizzato per le UVAC (aste al ribasso valorizzate *pay-as-bid* con premio fisso annuale per la capacità resa disponibile e rispetto dello *strike price* in fase di presentazione delle offerte sui mercati spot), le unità aggregate dovranno garantire la offerte per almeno 4 ore consecutive tra le ore 14 e le ore 20, dal lunedì al venerdì. Terna potrà opzionare le offerte rese disponibili su MSD ex-ante dalle unità aggregate partecipanti e decidere se effettivamente selezionarle al momento del bisogno tramite l’invio di un ordine di dispacciamento. Il premio fisso annuale, lo *strike price*, i periodi in cui verranno svolte le aste e i volumi resi disponibili in ciascuna asta verranno definiti prossimamente, sulla base di esperienze europee e di come verrà effettivamente implementato il mercato della capacità. Il possibile *go-live* delle aste, e del progetto pilota, è previsto per il prossimo autunno, una volta che si sarà concluso (il 30 settembre) l’ultimo periodo trimestrale contrattualizzato ad asta per la fornitura a termine di servizi nell’ambito del progetto pilota delle UVAC.

Terna ha inoltre esplicitato all’interno del regolamento UVAM che nessuna unità di consumo qualificata come UCMC (e cioè abilitata a partecipare al futuro *Capacity Market*) potrà essere inclusa in un’unità virtuale e che l’eventuale partecipazione al futuro *Capacity Market* da parte di unità di produzione facenti parte di un’UVAM, sancisce automaticamente l’impossibilità per l’aggregato virtuale a partecipare al mercato dedicato alla fornitura a termine di servizi a salire. Questo provvedimento è ovviamente volto a prevenire che una stessa unità possa partecipare parallelamente a due mercati gemelli ricevendo così una doppia remunerazione per la fornitura di un singolo servizio.

⁴ La Potenza di Franchigia risulta pari al maggior valore tra la potenza interrompibile istantanea e/o di emergenza e/o riduzione istantanea dei prelievi contrattualizzata e il valore di potenza dei carichi interrompibili misurato nell’ultimo quarto d’ora precedente l’invio dell’ordine di dispacciamento.

IMPRESE E ISTITUZIONI

FINE DELLA TUTELA DI PREZZO: IL PUNTO SULL'EVOLUZIONE DEI MERCATI AL DETTAGLIO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 191/2018/R/com](#)
- [Delibera 848/2017/R/com](#)
- [Delibera 555/2017/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Il superamento della tutela di prezzo nel 2019 è legge: come ci stiamo preparando?](#) (Newsletter 213)

I complessi adempimenti previsti dalla normativa per garantire trasparenza e sicurezza del mercato in vista del superamento della maggior tutela ottengono i primi risultati: avviata la definizione delle offerte PLACET e il portale per la loro raccolta e comparazione, in via di miglioramento; in corso di definizione anche le regole per il monitoraggio dei gruppi di acquisto e per la selezione dei venditori, alla ricerca di un delicato equilibrio tra garanzie dei clienti e flessibilità e contenimento dei costi per i venditori. Un processo avviato da cui pare difficile tornare indietro ma a cui manca ancora un tassello fondamentale, ossia la modalità di gestione dei clienti inermi.

La legge 124/2017, “Legge Concorrenza”, ha stabilito dal 1 luglio 2019 la fine della tutela di prezzo fornita dall’Autorità per piccoli consumatori dei settori energia elettrica e gas. Fra meno di 12 mesi dunque l’Autorità terminerà di aggiornare ogni 3 mesi le condizioni economiche dei servizi di tutela e i consumatori che oggi ne hanno diritto, di fatto i clienti domestici e alcuni consumatori non domestici di piccole dimensioni, dovranno cercare il proprio fornitore tra i partecipanti del cosiddetto mercato libero. La scelta del fornitore sul mercato libero è possibile per tutti i clienti a partire dal 2007, ma nel caso dei clienti che possono aderire ai servizi tutelati il ricorso al mercato libero è ancora oggi minoritario, in particolare tra i clienti domestici. Secondo i dati presentati dall’Autorità (**Figure 1 e 2**) nella relazione annuale i consumatori che nel 2017 erano serviti dal regime tutelato ammontavano a 22 milioni nel caso dell’energia elettrica e circa 11 milioni nel caso del gas naturale. Tra i clienti domestici l’utilizzo dei servizi tutelati è pari al 61% nel caso dell’elettricità e del 55% nel caso del gas.

La “Legge Concorrenza” ha previsto un percorso di avvicinamento alla completa liberalizzazione con lo sviluppo e l’attuazione di una serie di strumenti che aumentino la comprensione del mercato libero e una conseguente partecipazione più attiva da parte dei consumatori. L’efficacia di questo percorso e degli strumenti previsti è monitorata e valutata dal Ministero dello Sviluppo Economico che può intervenire¹ adottando una serie di ulteriori provvedimenti che garantiscano “l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato” e nel dibattito politico dell’ultimo periodo sembra farsi strada la possibilità di un rinvio della data di fine tutela proprio al fine di garantire una maggiore consapevolezza da parte dei clienti finali considerando l’alto numero che ancora si rifornisce attraverso il mercato tutelato.

Tuttavia negli ultimi mesi il percorso previsto dalla “Legge Concorrenza” ha visto l’approvazione e l’avvio di importanti e complessi strumenti, tra i quali le principali novità riguardano l’attivazione delle offerte PLACET, l’attivazione del nuovo portale web di comparazione delle offerte, la promozione di offerte commerciali a favore di gruppi d’acquisto e l’istituzione dell’elenco dei venditori di energia elettrica.

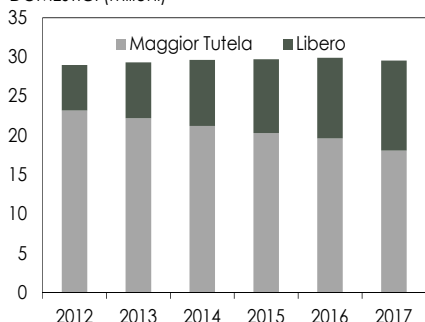
LE OFFERTE PLACET E L’AVVIO DEL PORTALE OFFERTE

Da gennaio 2018 tutti i fornitori di energia elettrica e gas devono inserire nel proprio pacchetto di proposte commerciali le offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, si veda anche *Newsletter 213*) che sono caratterizzate da prezzi della materia prima e costi di commercializzazione² determinati liberamente dai venditori ma con condizioni contrattuali definite dall’Autorità. Le offerte PLACET devono essere di due tipologie: una a prezzo fisso per un anno, l’altra a prezzo variabile indicizzato al PUN mensile nel caso di offerta per l’energia elettrica e al TTF trimestrale nel caso di offerta per il gas. La struttura di queste offerte prevede due componenti, PFI e PVOL, rispettivamente la quota punto (espressa in €/POD/anno o €/PDR/anno) e la quota energia (€/KWh o €/Smc). L’obiettivo dell’Autorità è permettere ai piccoli

¹ Art. 1 comma 67.

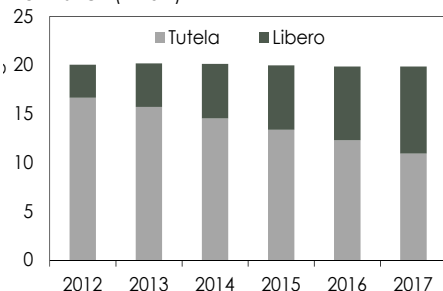
² In un primo momento la formulazione delle componenti passanti e di quelle a discrezione del venditore aveva creato un po’ di confusione tra gli operatori per quanto riguarda la commercializzazione della materia prima (componenti QVD per il gas e PCV per l’elettrico). Questo e altri aspetti sono stati chiariti successivamente nella delibera 848/2017/R/COM che ha spiegato che “i venditori determinano liberamente il valore delle componenti Pfi e Pvol per coprire tutti i costi non già compresi nelle componenti di prezzo di natura passante siano essi costi di commercializzazione ovvero ogni ulteriore costo legato all’approvvigionamento”.

FIGURA 1. PUNTI DI PRELIEVO ELETTRICITÀ DI CLIENTI DOMESTICI (milioni)



Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

FIGURA 2. PUNTI DI RICONSEGNA GAS DI CLIENTI DOMESTICI* (milioni)



* Inclusi condomini uso domestico

Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

TAG

consumers, network regulation, retail elettrico, retail market

consumatori, in particolare quelli domestici, un facile confronto tra i diversi fornitori, almeno per queste tipologie di offerte.

Un ulteriore strumento per la capacitazione dei clienti finali in vista del superamento delle tariffe tutelate è la creazione e lo sviluppo da parte di Acquirente Unico, gestore del Sistema Informativo Integrato (SII), del nuovo portale web per la raccolta e la pubblicazione in modalità open data di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas. Lo scopo del portale è nuovamente quello di permettere un più facile e diretto confronto tra le numerose offerte messe a disposizione degli utenti finali.

A inizio luglio è stato attivato il c.d. Portale Offerte³: al momento raccoglie solo le offerte PLACET presentate dagli operatori, ma a tendere dovrà contenere tutte le offerte proposte diventando quindi uno strumento completo e comodo per la comparazione delle offerte, facilitando e rendendo più consapevole la scelta del fornitore più vantaggioso. Inoltre la pubblicazione delle informazioni disponibili in modalità open data permetterà lo sviluppo, anche da parte di altri operatori, di strumenti che rendano ancora più fruibile e semplice la comparazione delle offerte da parte del cliente finale.

Ordinando secondo la spesa annua le offerte a prezzo fisso valide su Milano per un cliente tipo tra quelli analizzati solitamente da Arera⁴, si osserva che, rispetto alle condizioni delle tariffe tutelate previste nell'aggiornamento per il terzo trimestre 2018, le cinque offerte più economiche risultano essere migliori della previsione di spesa della tutela con sconti compresi tra il 10% e il 15% in base al livello dei consumi. Si osserva però che la comparazione non è immediata dato che il portale non riporta i prezzi delle tariffe tutelate e la stima della spesa comprende le accise e imposte mentre le stime di spesa annua dei servizi tutelati riportate dall'Autorità⁵ riguardano il totale al netto delle imposte. Inoltre consultando il dettaglio delle offerte visualizzate nel portale si è osservato che le componenti della materia energia riguardanti il dispacciamento non sono allineate all'ultimo aggiornamento della relativa componente di dispacciamento PD pubblicata dall'Autorità che è di natura passante per quanto riguarda le PLACET.

Il numero di offerte PLACET più convenienti rispetto alle condizioni attuali previste dalla maggior tutela è molto più alto nel caso dell'elettricità rispetto al gas (circa 50 offerte contro 10): una situazione probabilmente temporanea e legata al forte aumento (+44%) della componente elettrica PE dell'ultimo aggiornamento trimestrale che ha contribuito a rendere più competitive molte delle offerte a prezzo fisso sul mercato libero. Inoltre, essendo la componente materia prima gas della maggior tutela stabilita sulla base degli andamenti delle quotazioni a termine, incorpora in ritardo gli eventuali andamenti rialzisti e volatili dei prezzi di mercato: è presumibile tuttavia un ulteriore rialzo della componente Pfor nel prossimo aggiornamento tariffario dell'Autorità, a seguito dei più recenti rialzi di prezzo che hanno caratterizzato i mercati europei del gas naturale⁶.

Alcune delle offerte PLACET con la spesa annua più bassa, risultano più economiche principalmente grazie a una forte riduzione, fino all'azzeramento, della componente fissa (PFIX) che sostituisce la componente di commercializzazione che per il servizio tutelato è al momento di 57.7884 €/POD/anno per l'energia elettrica e di 60.01 €/PDR/anno per il gas. Nel caso delle offerte per l'energia elettrica la componente DISPbt⁷ è di natura passante, ma probabilmente verrà azzerata con il superamento della tutela.

I GRUPPI DI ACQUISTO: LINEE GUIDA VOLONTARIE PER LA DIFFUSIONE DI BEST PRACTICE

I gruppi di acquisto costituiscono un potenziale strumento di transizione al mercato libero perché, essendo degli intermediari qualificati tra domanda e offerta nei mercati energetici, risultano d'aiuto per quei clienti più restii ad abbandonare il regime di maggior tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. I gruppi di acquisto infatti possono semplificare la ricerca e scelta del fornitore da

³ Il Portale Offerte è consultabile sul sito web <https://www.prezzoenergia.it/portaleOfferte/>

⁴ Il portale offerte è stato consultato in data 26 luglio 2018.

⁵ Ci si riferisce ai dati consultabili alle pagine https://www.arera.it/it/elettricit%C3%A0/stimaspesa_ele.htm e https://www.arera.it/it/gas/stimaspesa_gas.htm nelle quali la spesa annua è calcolata mantenendo fisse per un anno le componenti dell'ultimo aggiornamento trimestrale disponibile.

⁶ Per approfondimenti consultare la rubrica "Indicatori" di questa Newsletter.

⁷ Questa componente serve a compensare la differenza tra gli importi complessivamente versati tramite la componente di commercializzazione (PCV) e i costi di gestione commerciale riconosciuti alle imprese di vendita in regime di tutela. Attualmente per i clienti domestici è composta da una quota fissa pari a -22.9886 €/anno (quindi corrisponde ad un'entrata per i clienti domestici) e da una quota variabile (0.247 c€/KWh e 0.663 c€/KWh) in base ai livelli di consumo.

parte dei clienti e allo stesso tempo rassicurarli anche sull'affidabilità dei venditori selezionati; inoltre, grazie all'aggregazione di numerosi clienti, acquistano posizione contrattuale nei confronti degli operatori di mercato potendo ottenere offerte di mercato economicamente vantaggiose.

L'Arera ha affrontato il tema dei gruppi di acquisto (consultazione 191/2018 pubblicata nel mese di aprile, ma alla quale non è ancora seguita nessuna delibera) proponendo la realizzazione di linee guida di natura volontaria volte all'istituzione e diffusione di *best practice* nella promozione e svolgimento delle campagne di acquisto collettivo di energia elettrica e/o gas, finalizzate a garantire ai clienti finali da un lato un'adeguata conoscenza e comprensione delle iniziative in questione e, dall'altro, un'apposita assistenza sia durante il processo di adesione al gruppo e di selezione del fornitore sia in fase di sottoscrizione dell'offerta proposta per il tramite del gruppo.

Le linee guida presentate dall'Autorità sono valide per i gruppi di acquisto che si rivolgono ai clienti di piccole dimensioni e in particolare:

- per il settore elettrico, tutti i clienti finali (domestici e non domestici) connessi in bassa tensione
- per il settore del gas naturale, i clienti finali (domestici e non domestici) con consumi annui inferiori ai 200 mila metri cubi.

Le linee guida proposte sono riferite solo a promotori di campagne che svolgano il ruolo di intermediario puro e indipendente escludendo di conseguenza quei gruppi di acquisto che vendono l'energia direttamente ai membri del gruppo in quanto, essendo qualificabili come esercenti l'attività di vendita, sono già soggetti alla regolazione dell'Autorità e i gruppi di acquisto organizzati da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas.

In questo primo stadio l'Autorità ha scelto di proporre delle misure ad adesione volontaria per evitare di introdurre nella prima fase di sperimentazione e sviluppo delle rigidità nei modelli organizzativi che potessero scoraggiare e ridurre i soggetti che propongono questi strumenti. D'altra parte l'Autorità vorrebbe garantire un adeguato livello di tutela per i clienti finali considerando il grado di fiducia che questi strumenti devono ispirare verso i clienti finali per raggiungere l'obiettivo di favorire il passaggio al mercato libero.

Di conseguenza, le linee guida proposte nella consultazione prevedono una serie di requisiti minimi informativi da garantire ai clienti finali e le tempistiche con le quali devono essere fornite tali informazioni. In generale sono previsti:

- l'istituzione e la pubblicazione sul sito dell'Autorità di un elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle stesse al fine di dare adeguata pubblicità alle iniziative di acquisto collettivo a beneficio, in particolare, dei clienti finali più restii a cambiare fornitore
- regole generali di correttezza e trasparenza da osservare nella promozione e nello svolgimento delle iniziative in questione per non fuorviare i clienti
- i servizi minimi che devono essere messi a disposizione dei partecipanti al gruppo di acquisto per assisterli nella eventuale decisione di sottoscrivere l'offerta commerciale proposta per il tramite del gruppo
- il contenuto minimo delle informazioni da rendere note ai clienti finali prima dell'adesione al gruppo di acquisto e, in ogni caso, preventivamente a qualunque impegno assunto dai primi per soddisfare le loro esigenze informative (in particolare in merito alle condizioni economiche delle offerte proposte) e consentire loro di effettuare valutazioni e confronti anche in relazione a eventuali offerte alternative presenti sul mercato
- i requisiti prestazionali che le piattaforme informatiche per l'aggregazione dei clienti finali aderenti ai gruppi di acquisto (ove presenti) devono avere per garantire la massima fruibilità e usabilità da parte degli utenti finali, in coerenza con gli altri strumenti di confrontabilità di cui alla "Legge Concorrenza".

L'ELENCO VENDITORI, UNA MISURA IMPLICITA DI CONTROLLO DEL RISCHIO SISTEMICO

Rientra tra le misure a sostegno dell'evoluzione dei mercati l'istituzione di un Elenco dei venditori di energia elettrica, una lista di soggetti autorizzati a effettuare le attività di vendita di elettricità sul mercato. Al fine di garantire una maggiore stabilità alla filiera della vendita del settore elettrico, la controparte commerciale che voglia esercitare l'attività di vendita di elettricità ai clienti finali dovrà risultare presente all'interno di un apposito elenco istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico che sarà aggiornato con cadenza mensile. La misura discussa riguarda esclusivamente l'energia elettrica: l'esercizio dell'attività di vendita di gas naturale è infatti già sottoposta a regole specifiche: dal 2003 al 2011 poteva essere esercitato mediante autorizzazione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico (precedentemente al 2006, Ministero delle attività produttive), e dal 2012 attraverso la necessaria iscrizione nel cosiddetto "Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali".

I primi cenni relativi all'istituzione di un elenco venditori dell'energia elettrica erano stati inseriti nella Legge Concorrenza al fine di "garantire la stabilità e la certezza del mercato dell'energia elettrica", con un iter di definizione delle regole da attivare mediante proposta dell'Autorità e stabilita con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico. L'Autorità, dopo aver messo in consultazione i primi orientamenti relativi alle modalità implementative dell'Elenco, ha approvato a novembre 2017 la proposta al Ministero dello Sviluppo Economico in merito alle regole di ammissione e permanenza dei soggetti esercenti l'attività di vendita di energia elettrica. Tuttavia, il Ministero non ha direttamente recepito la proposta e, prima dell'emanazione del decreto definitivo, ha richiesto a marzo 2018 parere al Consiglio di Stato, pubblicato poi a fine giugno e che sottolinea diverse modifiche intervenute rispetto alla proposta iniziale.

DALLA PROPOSTA DALL'ARERA AL PARERE DEL CONSIGLIO DI STATO

La proposta dell'Autorità in merito all'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali è stata costruita con il duplice scopo di ridurre il rischio sistemico a seguito di eventuale inadempienza delle imprese operanti nella vendita, e fornire ai clienti finali uno strumento di valutazione dell'affidabilità delle imprese stesse. Per far ciò, l'Autorità ha proposto una serie di requisiti per l'ammissibilità e la permanenza nell'elenco, suddivisibili nelle tipologie "imprescindibili" e "*alert*". Sono requisiti imprescindibili le condizioni minime necessarie per l'ammissione iniziale nell'elenco, tenendo conto di regole differenziate per chi già è iscritto al SII che si troverebbe inserito d'ufficio. I requisiti minimi riguardano, oltre che quelli di onorabilità *Stricto Sensu* previsti anche dal Codice Civile, l'adeguatezza della forma societaria dell'azienda controparte commerciale, un valore minimo di capitale sociale di euro 50,000 e la specifica dell'attività di vendita di energia elettrica inclusa tra le attività di impresa risultanti dal certificato camerale. I requisiti *alert*, da rispettare ai fini della permanenza dell'elenco hanno invece natura prettamente finanziaria e legata alle *performance* o della stessa impresa di vendita, qualora anche utente del dispacciamento e del trasporto, oppure del soggetto terzo affidatario del mandato di sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento. Tra le procedure per la permanenza nell'elenco, rientrano due principali attività:

- la verifica periodica del rispetto dei requisiti, sia imprescindibili che *alert*
- l'istituzione di quattro classi di affidabilità sulla base della soddisfazione dei requisiti, dalla classe di piena e corretta attività fino a quella di inaffidabilità che prevede l'esclusione dall'Elenco.

Il recepimento della proposta da parte del Ministero si è tradotto in una bozza di decreto, trasferita tuttavia direttamente al Consiglio di Stato per una richiesta di parere. Da quanto espresso dal Consiglio di Stato, si evince che gran parte dello schema di decreto sia stato approvato senza alcuna osservazione, ma allo stesso tempo che alcuni tratti della proposta dell'Autorità sono stati integrati o rimossi. Il parere include una serie di commenti riguardo la differente impostazione che il Ministero ha adottato rispetto alla proposta dell'Autorità, oltre che commenti tecnico-formali su modifiche richieste allo schema di decreto.

Una prima differenza rispetto alla proposta dell'Autorità riguarda l'iter verso l'esclusione dall'Elenco, che avverrà solo in caso di situazioni oggettivamente

verificabili, e per cui è previsto un periodo di dodici mesi nei quali l'impresa è posta sotto osservazione prima dell'avvio dell'istruttoria di esclusione. È stata invece rimossa l'ipotesi di pubblicazione del mancato soddisfacimento dei requisiti sia nell'Elenco sia nel sito internet del Ministero, anche a causa del fatto che un eventuale inadempimento è imputabile anche a soggetti o cause non direttamente controllabili dal venditore. Altra differenza rispetto alla proposta dell'Autorità è l'eliminazione dell'obbligo di comunicazione annuale riguardo il permanere del rispetto dei requisiti imprescindibili, che sarà implicitamente effettuata mediante controlli a campione, mentre sono rimaste invariate le regole di informazione nei confronti del Ministero riguardo la perdita dei requisiti imprescindibili. Si rileva infine che la proposta dell'Autorità riguardo le classi di affidabilità è stata completamente cancellata: il Consiglio di Stato ha infatti sottolineato che la Legge Concorrenza non prevedeva l'esistenza di tali classi, che diventavano inoltre motivo di discrezionalità della procedura di valutazione dell'affidabilità.

Nonostante la bozza di decreto appaia essere più blanda rispetto alla prima proposta dell'Autorità, rimane in generale l'impostazione esplicitamente contenuta nella Legge Concorrenza relativamente alla volontà di garantire stabilità e certezza al mercato elettrico e alla filiera della vendita attraverso oggettive fasi di controllo. Il Ministero, attraverso le attività di verifica di soddisfacimento dei requisiti tecnici e finanziari, assume in via diretta un ruolo di controllore del rischio sistemico, e fa sì che a loro volta le imprese esercenti la vendita ai clienti finali debbano adottare sistemi interni di verifica del rischio controparte tali per cui possa essere minimizzato il rischio di penalizzazioni e di permanenza nell'Elenco. Un cambio di punto di vista del Ministero rispetto a quello prospettato dall'Autorità, orientata certamente alla stabilizzazione del mercato ma anche alla tutela di quei venditori che, pur non rispettando temporaneamente i requisiti da soddisfare, si vedranno addebitate le conseguenze solo al termine dell'iter istruttorio del Ministero. Rimangono tuttavia da chiarire le modalità attraverso cui il Ministero effettuerà i controlli a campione, anche al fine di garantire una maggiore oggettività della disciplina ed imparzialità nelle modalità di controllo nei confronti dei fornitori.

MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

DOMANDA

Nel mese di giugno, i volumi di GNL scambiati a livello mondiale sono risultati complessivamente in aumento (+3.8%) rispetto ai livelli registrati a maggio. L'estremo oriente conferma il ruolo di *leader* della domanda mondiale, con una richiesta mensile complessiva (trainata in modo particolare dalla Cina) che è tornata a superare i 20 Gmc (+3.4%) nonostante il calo delle importazioni giapponesi (7.5 Gmc circa, minimo mensile in oltre due anni) seguito alla riattivazione di alcune centrali nucleari.

L'arrivo dell'inverno nei paesi del Sud America ha determinato anche un nuovo significativo aumento della domanda dei paesi dell'area (+31.7%), dopo quello fatto registrare durante il mese di maggio.

Sono diminuite, nel complesso, le importazioni europee (-3.5%), mentre un leggero aumento dell'import si è registrato sia nei paesi del Centro America sia in quelli del Sud e Sud Est Asiatico (+3.3% e +3.8% rispettivamente).

ESPORTAZIONI

La forte ripresa dell'export qatariiano (+21% rispetto al mese precedente e volume totale di circa 11 Gmc) si è diretta sui mercati estremo orientali (circa 5.4 Gmc), dove, complice il calo delle esportazioni provenienti dai paesi dell'area sud est asiatica, sono stati recuperati cinque punti percentuali in termini di *market share* (27%). La ripresa delle esportazioni ha consentito un significativo aumento dei volumi inviati dal primo produttore mondiale verso i paesi sud-americani, dove è stato coperto oltre il 60% dell'aumento di domanda proveniente dalla zona (equivalente a circa 400 Mmc nel complesso).

I volumi di GNL australiano scambiati sono rimasti sostanzialmente sugli stessi livelli di maggio (circa 7.6 Gmc), con oltre 7 Gmc destinati ai paesi dell'Estremo Oriente e una quota di mercato nella zona rimasta invariata (35% circa).

In lieve aumento (+4% circa) la produzione statunitense, destinata nel mese di giugno, oltre che ai paesi del vicino Centro America (Messico in primis) e dei più attrattivi mercati dell'Asia estremo orientale, anche in Medioriente (Giordania e Kuwait), dove sono stati consegnati circa 0.5 Gmc.

NUOVI PROGETTI DI LIQUEFAZIONE ...

In Nigeria sembrano concretizzarsi le possibilità di realizzazione del settimo train presso l'unico liquefattore nazionale, gestito dalla compagnia statale Nigeria LNG. La stipula, durante la scorsa settimana, del contratto di ingegnerizzazione (in cui è coinvolta anche l'italiana Saipem) e il forte supporto delle *major* coinvolte nel progetto (Total, Shell ed Eni), hanno fornito un importante segnale sulla direzione presa dal progetto (la cui idea risale a 10 anni fa), che garantirebbe una capacità produttiva aggiuntiva di quasi 10 Gmc/anno a partire dal 2025 (per un totale di circa 40 Gmc/anno). I principali sostenitori del progetto non si dicono preoccupati dall'eccesso di capacità non contrattualizzata che si verrebbe a creare (oltre 10 Gmc/anno) e puntano sulla definizione di contratti più flessibili e vantaggiosi per i compratori, dimostrandosi disponibili a venire incontro alle nuove esigenze e tendenze manifestate dal mercato. Numerosi analisti precisano però che difficilmente una decisione verrà presa prima del termine delle elezioni nazionali (febbraio 2019), a cui è legato anche il destino di due importanti provvedimenti fiscali in materia di idrocarburi, e del completamento dello studio ingegneristico (giugno 2019).

... E RIGASSIFICAZIONE

Le autorità colombiane sono in trattativa per la realizzazione del rigassificatore di Buenaventura, situato sulla costa ovest del paese e la cui entrata in funzione è ottimisticamente prevista per il 2021. La Colombia è attualmente un modesto importatore di GNL, i cui acquisti sono andati intensificandosi a partire dal 2017 grazie all'attività del consorzio Calamari LNG, il cui scopo è attualmente quello di rifornire tre centrali elettriche situate nel nord del paese per mezzo dell'unità di rigassificazione flottante Hoegh Grace (5 Gmc/anno), collocata nel porto di Cartagena. Come per Panama e il Cile, l'avvicinamento della Colombia al mercato del GNL è stato determinato dalle esigenze del settore elettrico nazionale, anche se la spinta verso la realizzazione di un secondo terminale sembra essere più legata all'atteso aumento di domanda di gas proveniente dai settori industriale e residenziale. Il maggiore ostacolo alla realizzazione di questo secondo terminale è dato dagli investimenti che sarebbero necessari a completare la rete di gasdotti necessaria a connettere l'infrastruttura costiera all'entroterra.

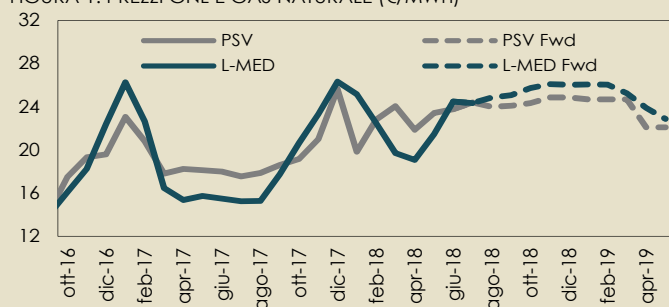
PREZZI

La necessità da parte delle autorità cinesi di rispondere all'incipiente guerra dei dazi avviata dagli Stati Uniti per ridurre lo sbilancio commerciale tra i due paesi, potrebbe finire col coinvolgere anche il mercato del GNL. Nonostante l'apporto del GNL sia fondamentale per ridisegnare il *mix* energetico nazionale e ridurre l'inquinamento, esiste un'effettiva possibilità che gli acquisti cinesi di GNL americano (la Cina rappresenta il terzo mercato di sbocco per i produttori statunitensi) possano essere penalizzati: per i compratori cinesi, a causa degli elevati costi di trasporto, i carichi *spot* provenienti dagli Stati Uniti

diventano davvero convenienti solo in presenza di prezzi del petrolio vicini o superiori agli 80\$/barile, il che potrebbe rendere, quantomeno a livello teorico e in vista di un ridimensionamento dei prezzi del greggio, il GNL americano economicamente sacrificabile e sostituibile attraverso l'acquisto di gas liquido a pronti prodotto altrove. Dal punto di vista pratico però, considerando anche il *trend* crescente della domanda cinese di gas, appare difficile che la Cina possa rinunciare ai volumi importati dagli Stati Uniti nel breve e medio periodo, il che spinge gli analisti a pronosticare una tregua tra le due potenze mondiali almeno su questo fronte.

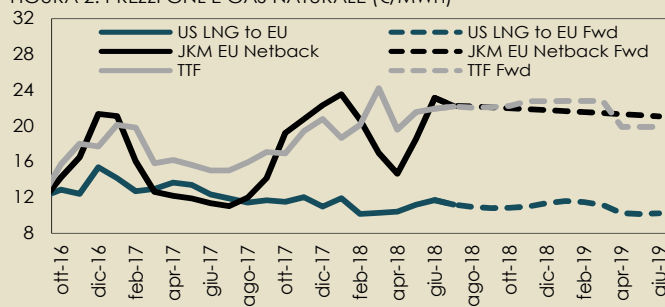
Nel mese di giugno, le quotazioni *spot* del GNL sui mercati asiatici, sospinte da una florida domanda e dagli alti prezzi del petrolio, hanno raggiunto picchi di oltre 30 €/MWh, superiori addirittura a quelli registrati durante lo scorso inverno. Le quotazioni dell'indice L-MED, influenzate dalle dinamiche rialziste del mercato asiatico, hanno così superato quelle del gas al PSV (non succedeva da gennaio), perdendo ulteriormente competitività rispetto al mese di maggio (Figura 1). Nelle previsioni di breve termine, i prezzi all'*hub* olandese TTF risultano in forte competizione con le quotazioni del JKM *netback*, indice di riferimento per i prezzi dei carichi *spot* di GNL in arrivo sui mercati asiatici. Il differenziale tra le quotazioni del gas scambiato presso l'Henry Hub statunitense e quelle dei *benchmark* europeo e asiatico, evidenzia così una maggiore convenienza teorica per gli esportatori americani ad inviare i propri carichi in Europa a partire dall'inizio della prossima anno termico (Figura 2), complici le alte quotazioni dei prodotti per l'inverno derivanti dalle attuali condizioni degli stoccaggi nord europei.

FIGURA 1. PREZZI GNL E GAS NATURALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. PREZZI GNL E GAS NATURALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

VOLUMI DI GNL SCAMBIATI PER AREA GEOGRAFICA - GIUGNO 2018 (Mmc)

Destinazione	Provenienza											Totale
	Oceania	Africa del Nord	Africa dell'Ovest	Africa del Sud	Nord America	Centro America	Sud America	Europa	Medioriente	Sud e Sud Est Asiatico	Estremo Oriente	
Nord Europa	0	81	253	0	0	91	0	427	835	0	0	1 687
Sud Europa	0	938	490	0	0	310	150	271	1 198	0	0	3 357
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	167	255	0	0	422
Nord America	0	0	0	0	0	78	0	0	0	0	0	78
Centro America	0	0	99	0	588	351	0	0	0	90	0	1 128
Sud America	0	0	330	76	291	374	0	80	528	0	0	1 679
Medioriente	0	84	0	0	474	0	0	80	300	0	0	938
Sud e Sud Est Asiatico	500	86	889	462	190	82	0	0	2 015	693	0	4 917
Estremo Oriente	7 096	88	101	0	944	0	257	1 578	5 411	4 549	17	20 041
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0	69
Africa	0	0	0	0	0	0	0	0	466	0	0	466
Totale	7 596	1 277	2 162	538	2 487	1 286	407	2 672	11 008	5 332	17	34 782

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

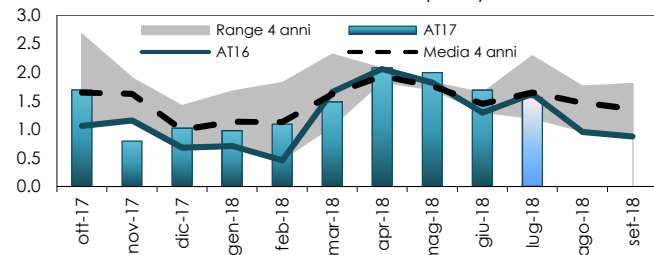


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

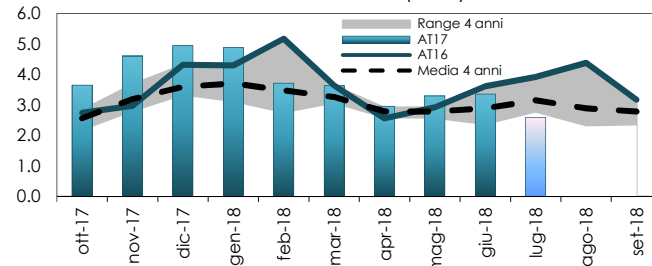


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

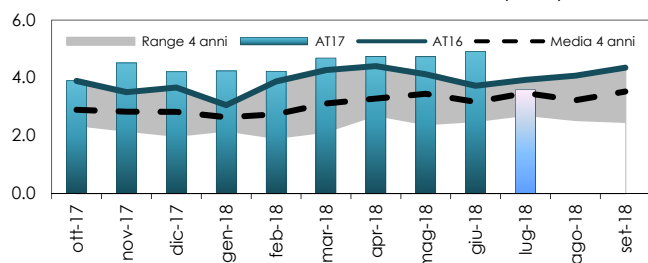
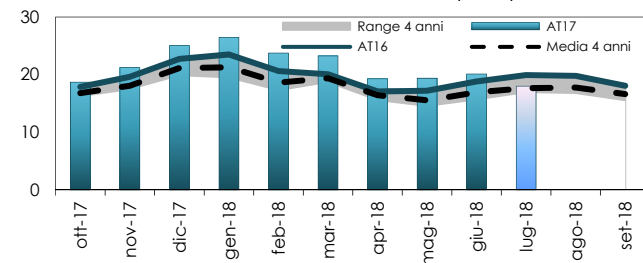


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

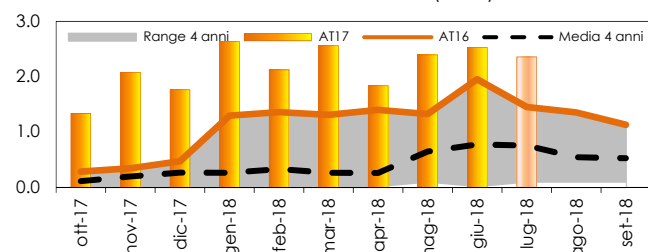


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

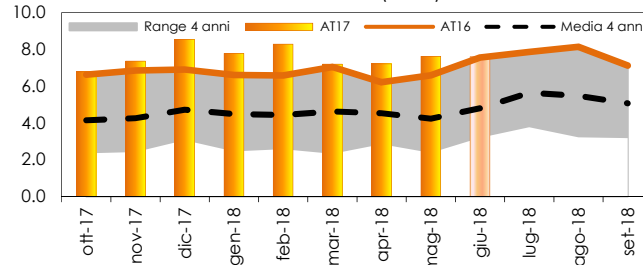


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

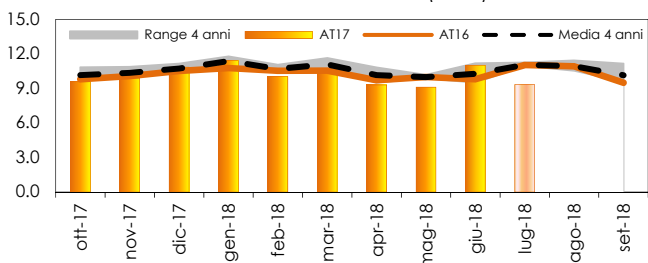
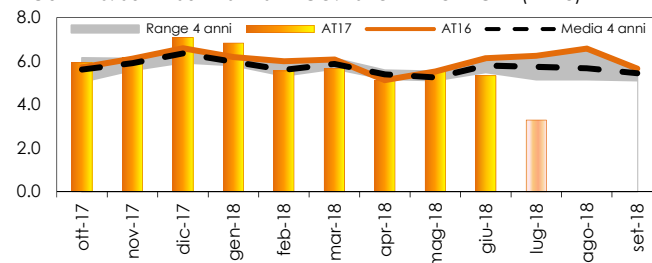


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



* Luglio 2018: dati parziali - Fonte: elaborazioni REF-E

AREE GEOGRAFICHE

Nord Europa: Belgio, Finlandia, Francia-Pegnord, Olanda, Norvegia, Svezia, UK / **Sud Europa:** Cipro, Francia-TRS, Portogallo, Spagna, Turchia, Italia / **Est Europa:** Lituania, Polonia, Russia

Nord America: Canada, Stati Uniti / **Centro America:** Repubblica Dominicana, Giamaica, Messico, Porto Rico, Trinidad e Tobago / **Sud America:** Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Perù

Medioriente: Israele, Giordania, Kuwait, Oman, Qatar, Emirati Arabi Uniti, Yemen / **Sud e Sud Est Asiatico:** Brunei, India, Indonesia, Malesia, Pakistan, Repubblica di Singapore, Thailandia

Estremo Oriente: Cina, Giappone, Sud Corea, Taiwan / **Oceania:** Australia, Papua Nuova Guinea / **Africa:** Africa del Nord, Africa dell'Ovest, Africa del Sud

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

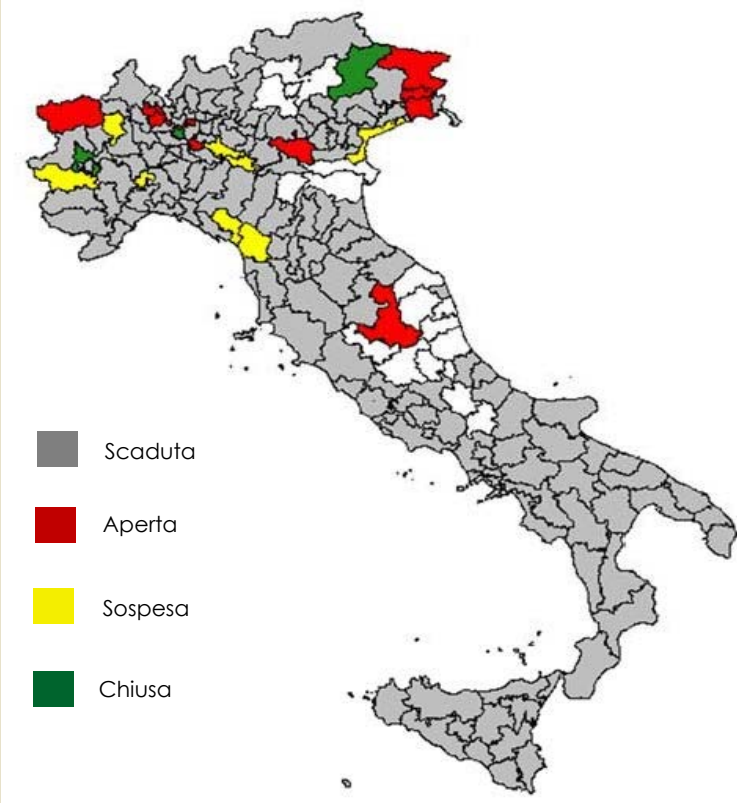
M&A

- Il 1 luglio scorso è diventato efficace l'accordo per la costituzione della *multiutility* lombarda a guida A2A. L'operazione aumenta la quota di mercato di A2A a livello nazionale dal 7.2% all'8.4% ([Newsletter 219](#) e [222](#)).
- Estra, tramite la propria controllata Centria, si è aggiudicata per 42 milioni di euro i 66 mila PDR negli ATEM di BARI 2 e FOGGIA 1 che 2i Rete Gas si era impegnata ad alienare in ottemperanza alle richieste che l'Antitrust aveva imposto per approvare l'operazione d'acquisizione di Nedgia dal gruppo Gas Natural Fenosa ([Newsletter 220](#)).

BANDI DI GARA

- Nel proprio parere sul bando per l'ATEM ALESSANDRIA 2, l'Antitrust ha rimarcato che un'eccessiva valorizzazione del VIR, da corrispondere agli operatori uscenti, comporta un rischio di riduzione della concorrenza nelle gare d'appalto. La valutazione di questi effetti ha carattere generale. Infatti, una sopravvalutazione del valore del VIR rischia di rappresentare una barriera all'entrata per gli operatori diversi dall'uscente e avere, quindi, effetti contrari alle dinamiche competitive. La stessa Autorità ha, poi, sottolineato che nel caso specifico il rischio di sopravvalutazione del VIR è rinforzato dal conflitto d'interesse in cui si trova l'ente concedente l'appalto, il Comune d'Alessandria. Gli interessi economici del Comune convergono, infatti, con quelli dell'attuale gestore del servizio di distribuzione del gas, Amag Spa, di cui il Comune detiene l'86% del capitale sociale.
- L'ATEM di Alessandria 2 ospita 13 comuni, per circa 51 mila PDR, una rete di circa 580 chilometri e un valore di RAB pari a circa 45 milioni di euro.
- Amag Spa è l'operatore principale con oltre l'80% del mercato calcolato come valore della RAB e numero di PDR. 2i Rete Gas controlla circa il 10% dei PDR e Metanprogetti il 3%.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015		16/01/2017	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015		28/06/2017	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016		01/09/2017	BASSA	●	●	●	●	●

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016		BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016		BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017		BASSA	●	●	●	●	●
VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018		01/10/2018	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/10/2018		ALTA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		20/12/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019		MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019		BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019		MEDIA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2018	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●

BANDI INVIATI ARERA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas		NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 23/07/2018

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

Scadenza: termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione (EOI) in caso di procedura ristretta.

Iter procedurale: riporta se al momento esistono impedimenti al regolare rispetto delle tempistiche dettate dal bando.

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m.

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un grado di concorrenzialità da minimo (rosso) a massimo (verde). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale.

Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

Post Letta: rileva la presenza di *enclave* con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

DATI DI MERCATO

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

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	158 622	154 482	2.7%
Produzione netta	136 115	140 404	-3.1%
- Termoelettrico	86 181	96 879	-11.0%
- Rinnovabili**	49 934	43 525	34.0%
Saldo estero	23 841	18 314	30.2%

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

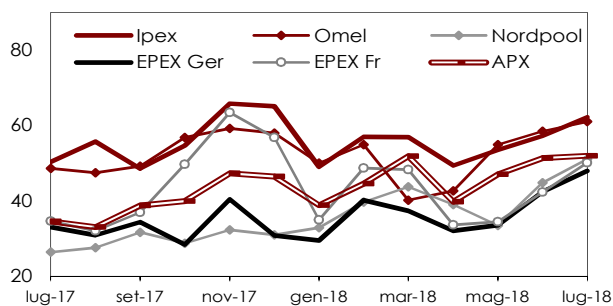
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	8.2	8.0	1.4%	9.6	11.8	-18.9%
Termoelettrico	12.0	13.7	-12.0%	15.5	21.4	-27.8%
Distribuzione	20.2	19.2	5.4%	29.3	28.9	1.3%
Altro	1.0	0.9	3.3%	1.3	1.4	-3.3%
Totale	41.4	41.8	-1.1%	55.7	63.6	-12.3%

Valori cumulati al 22/07/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

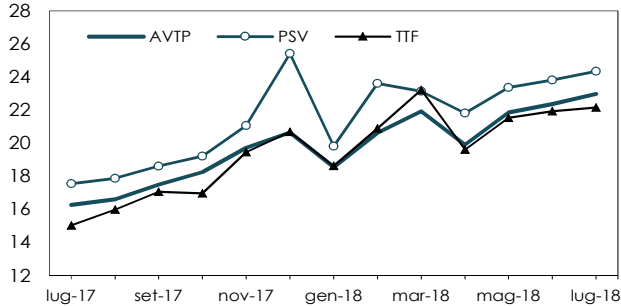
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/07/2018

Fonte: Borse Europee

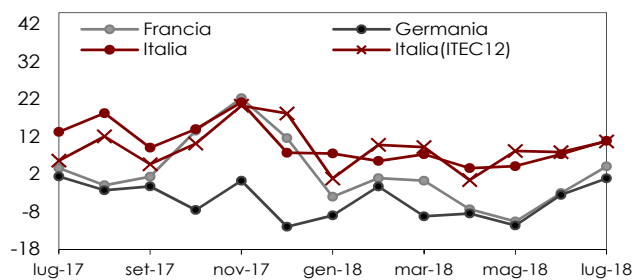
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/07/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

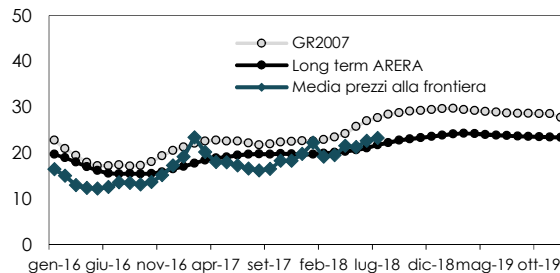
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

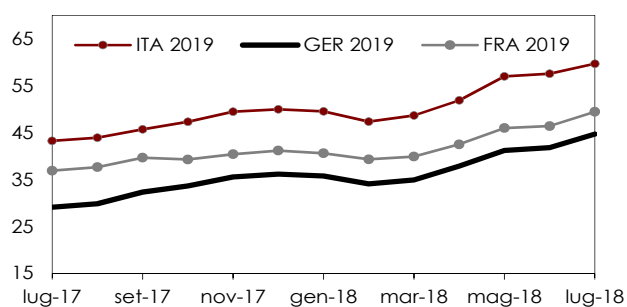
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 23/07/2018

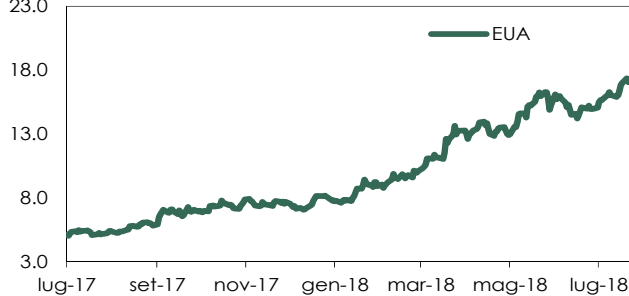
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/06/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



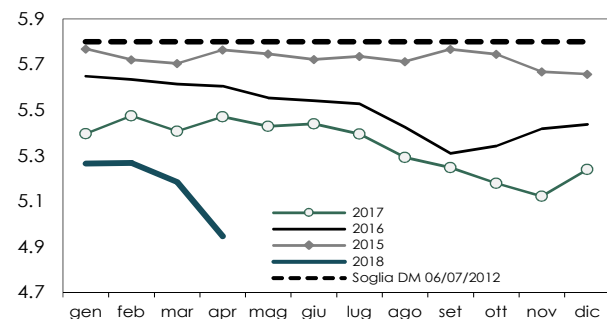
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 26/07/2018

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

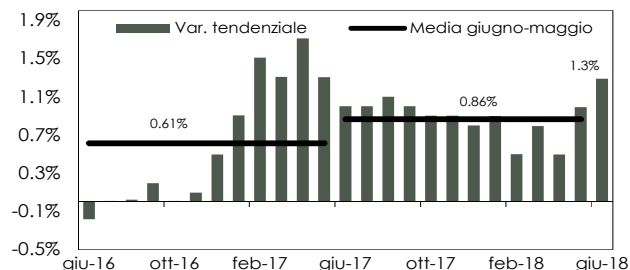
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

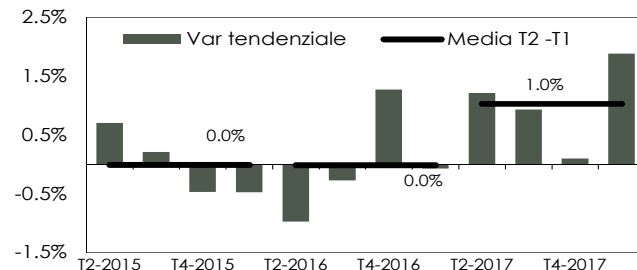


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato giugno 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2018
Edizione dati Istat: giugno 2018

Fonte: Istat

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

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.33	10.02	8.32	10.49
Costi infrastrutture e UC	4.31	3.87	3.87	3.87
Oneri generali di sistema	3.36	4.05	4.26	3.22
Totale - tasse escluse	17.00	17.94	16.45	17.58

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)

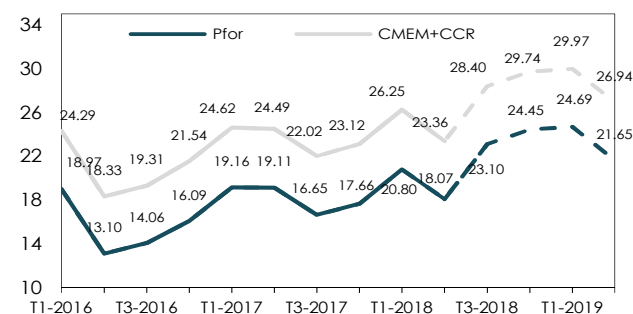
Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.47	7.51	6.47	8.82
Costi infrastrutture e UC	3.29	2.76	2.76	2.76
Oneri generali di sistema	6.86	7.16	7.47	6.61
Totale - tasse escluse	18.63	17.44	16.71	18.19

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 25/07/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	IV 2017	I 2018	II 2018	III 2018
Approvvig. e vendita	28.74	31.33	28.44	33.49
Costi di trasporto	4.12	4.55	3.73	4.02
Costi di distribuzione	8.99	9.21	9.21	9.21
Oneri generali di sistema	2.73	2.62	2.62	2.36
Totale - tasse escluse	44.58	47.71	44.01	49.08

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

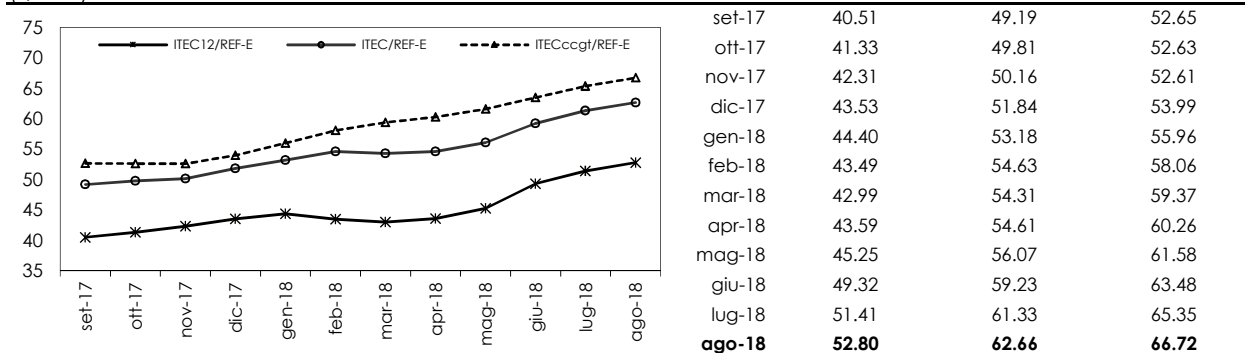
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di luglio è pari a 51.41 €/MWh, in aumento del 4.2% sul dato di giugno (49.32 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di giugno, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 61.33 €/MWh, in aumento del 3.5% sul valore consuntivo di giugno (pari a 59.23 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** si attesta a 65.35 €/MWh, in rialzo del 2.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (63.48 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto della riduzione del tasso di cambio €/€ registrata durante il mese di giugno.

Il valore *forward* per il mese di agosto dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 25 luglio, è pari a 52.80 €/MWh, in aumento del 2.7% rispetto al consuntivo di luglio. I valori *forward* per il mese di agosto di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 25 luglio, sono pari a 62.66 €/MWh e 66.72 €/MWh, il primo in aumento del 2.2%, mentre il secondo del 2.1% rispetto al consuntivo di luglio.

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 agosto sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 25/07/2018. 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 2018.

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.

PERCHÈ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

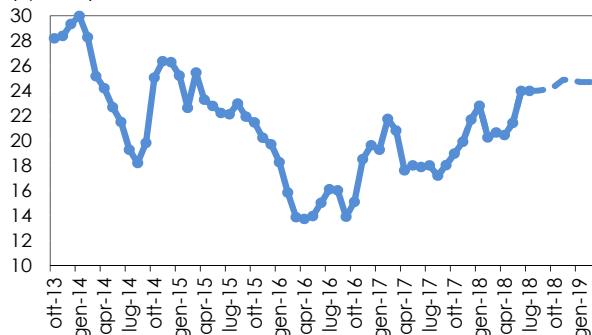
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per luglio 2018 è pari a 23.98 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 24.01 €/MWh e 23.94 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a luglio 2018 è rimasta in linea rispetto a quella per le consegne di giugno 2018 e risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.02 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,394 MW) è diminuito del 17% rispetto al giugno scorso, così come il numero di transazioni registrate (240 contro 358).

Al 20 luglio, gli scambi del prodotto con consegna ad agosto 2018, relativi a un campione di 150 operazioni e un volume totale scambiato di 4,670 MW, indicano un prezzo di 24.18 €/MWh, in leggero aumento al valore consuntivo del prodotto con consegna a luglio (+0.8%).

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