



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

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

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

● Al via la regolazione del teleriscaldamento

A giugno diventerà effettiva la regolazione del teleriscaldamento, con l'entrata in vigore delle norme sui prezzi di connessione alla rete: la regolazione di tipo soft si sta progressivamente trasformando in una regolazione piuttosto demanding in termini di incombenze e prescrizioni, ma la maggior parte degli operatori di dimensioni ridotte dovrebbe, per il momento, risentirne solo in parte.

pag. 3

● Correttivi in vista per il mercato dei certificati bianchi

Le misure di emergenza previste a breve avvicinano il sistema per l'incentivazione all'efficienza energetica a un meccanismo di prezzo amministrato, tentando di stimolare l'offerta con l'aumento della platea dei progetti ammessi. Permane un rischio sia sui soggetti obbligati, se il mercato non tornerà presto in equilibrio, sia sugli investitori, data l'elevata incertezza regolatoria.

pag. 5

GAS NATURALE

● Le nuove modalità per il conferimento di capacità di rigassificazione

Facilità di accesso al mercato, incremento della concorrenzialità e della diversificazione delle risorse di import, riduzione del fattore di garanzia dei ricavi da socializzare: molti i benefici attesi dall'introduzione del mercato. Il prezzi indicano un momento favorevole per le importazioni di GNL, ma le allocazioni sono ancora basse nei primi procedimenti, complice probabilmente un prezzo di riserva ancora troppo elevato per il mercato.

pag. 7

MERCATO ELETTRICO

● Avviato il processo di revisione delle zone di mercato

Le analisi presentate a supporto della revisione mostrano benefici per il sistema, ma con elementi di soggettività nella valutazione delle ipotesi. Nel mutato scenario di mercato una riflessione più ampia riguarda il ruolo delle zone e la loro capacità di dare al mercato segnali corretti per la localizzazione degli investimenti.

pag. 12

MERCATO GNL

● Monitoraggio mercato globale

pag. 17

GARE GAS

● Monitoraggio gare gas

pag. 19

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,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Paolo Cilento, Federico Clementi,
Federica Davò, Guido Gatti,
Tommaso Franci, Ana Georgieva,
Marco Pellegrino, Giorgio Perico

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

- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018
- *Energy Outlook* n. 7, Marzo 2018

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

AL VIA LA REGOLAZIONE DEL TELERISCALDAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [TIC 2016-2019](#)
- [Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale](#)
- [DCO 725/2017/R/TLR](#)
- [Delibera 24/2018/R/TLR](#)
- [Delibera 23/2018/R/TLR](#)
- [Delibera 339/2015/R/TLR](#)
- [Delibera 574/2016/E/TLR](#)
- [Delibera ARG/gas 42/2011](#)
- [Dlgs 141/2016](#)
- [Dlgs 102/2014](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Primi passi per la regolazione del teleriscaldamento](#) (Newsletter 208)

TAG

district heating, energy efficiency, heating & cooling, market design

A giugno diventerà effettiva la regolazione del teleriscaldamento, con l'entrata in vigore delle norme sui prezzi di connessione alla rete: la regolazione di tipo soft si sta progressivamente trasformando in una regolazione piuttosto demanding in termini di incombenze e prescrizioni, ma la maggior parte degli operatori di dimensioni ridotte dovrebbe, per il momento, risentirne solo in parte.

UNA SOFT REGULATION PER IL TELERISCALDAMENTO

A quattro anni dal Dlgs 102/2014 e dopo quasi tre anni di istruttoria sembra infine prendere il via la regolazione del teleriscaldamento. Le prime norme inizieranno a produrre i loro effetti, infatti, a partire dal prossimo giugno. I provvedimenti di inizio anno hanno delineato in maniera più precisa il quadro degli interventi e la tipologia della regolazione che l'ARERA sembra intenzionata a mettere in piedi, in parte confermando i timori espressi dagli *stakeholder* all'inizio del procedimento, e basati sul fatto che per quanto la legislazione limiti il campo di intervento dell'Autorità su un modello che è stato definito di *soft regulation*, non di meno la regolazione inciderà in modo determinante sugli operatori del settore, e difficilmente potrà mantenersi su un piano di mero monitoraggio e indirizzo.

I primi sforzi della regolazione sono stati dedicati al censimento degli operatori e dei modelli. A complicare il quadro è intervenuto il Dlgs 141/2016, che ha dettagliato la definizione di rete di teleriscaldamento, che da un *sistema di trasporto di energia termica* è divenuto una *infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici* (art. 1 comma 1 lettera i), perfezionando quindi l'idea della rete di teleriscaldamento come infrastruttura potenzialmente aperta all'accesso di terzi, nonostante il modello sia, nella quasi totalità dei casi effettivi, quello dell'integrazione tra produttore del calore e trasportatore e la maggioranza delle reti sia costruita per collegare specifici impianti di produzione del calore a determinati centri di consumo. Le altre – confermate – indicazioni della normativa richiedono, perché si possa parlare di rete di teleriscaldamento, il rispetto di due requisiti, ossia che la rete:

- sia realizzata prevalentemente su suolo pubblico (almeno per il 50%)
- sia finalizzata all'approvvigionamento da parte di terzi dell'energia termica.

Dopo aver istituito nel 2015 l'anagrafica operatori (Delibera 339/2015), con l'intento di censire le reti e gli operatori esistenti, prevedendo anche regole specifiche per i gestori di rete, l'Autorità ha successivamente rinunciato a criteri pre-definiti per l'ammissione o meno alla regolazione, ammettendo che esiste una casistica troppo ampia per poter stabilire dei criteri univoci. Gli operatori hanno dunque avuto (per 30 giorni lavorativi a partire da gennaio) la possibilità di richiedere l'esclusione dalla regolazione, autocertificando all'Autorità la mancanza di uno dei due requisiti identificati dalla normativa primaria, possibilità accordata anche ai nuovi entranti al momento del loro ingresso su mercato (Delibera 23/2018).

Il primo atto di regolazione effettiva del settore è stato approvato subito a valle della definizione (seppur generica) dell'ambito della regolazione e riguarda i contributi di allacciamento e la definizione delle condizioni di recesso (Delibera 24/2018). Sebbene la normativa dia esplicitamente la possibilità di regolare i livelli delle tariffe di allacciamento (Newsletter 208), l'ARERA ha saggiamente deciso di non definire esplicitamente i costi di connessione, almeno per un primo periodo regolatorio che andrà da giugno 2018 a dicembre 2020. In effetti, una regolazione esplicita dei costi di connessione in assenza di una, altrettanto esplicita, regolazione delle tariffe di rete (non prevista dalla normativa) avrebbe poco senso, in quanto lascerebbe liberi gli operatori di recuperare eventuali costi non coperti dalle tariffe di connessione nelle tariffe di rete e definire comunque un livello di spesa complessivo non regolato. L'Autorità si limita, dunque, a definire una serie di criteri per la definizione delle tariffe di connessione, a cui seguono una serie di incombenze e comunicazioni. Il requisito più rilevante da rispettare è quello che le tariffe di connessione non siano superiori ai costi sostenuti per l'allacciamento degli utenti e non includano, in nessun caso, i costi di realizzazione della rete. Possono, tuttavia, essere inclusi costi indiretti, come definiti dalla normativa della separazione contabile. In attesa che siano definiti i dettagli dell'estensione della

normativa sulla separazione contabile anche al settore del teleriscaldamento (DCO 725/2017), ne vengono dunque di fatto anticipati gli effetti, chiamando gli operatori a dimostrare di aver correttamente escluso i costi non afferenti a quella fase nel calcolo delle tariffe di allacciamento e di seguire gli stessi criteri, già previsti per gli altri settori regolati per il computo dei costi indiretti.

D'altro canto, la separazione contabile risulta un elemento imprescindibile alla base della regolazione di ogni settore. Infatti, prima di definire i livelli tariffari è sempre necessario individuare i costi, quanto più possibile suddivisi in base alle diverse fasi della filiera. E in effetti la possibilità che in futuro vengano definiti livelli specifici per i costi di connessione, basati su criteri *cost-reflective*, viene comunque lasciata aperta, ma vincolata per l'appunto ai risultati dell'implementazione della separazione contabile. In altri termini, si dovrà verificare se esiste una coerenza e una qualche possibile sintesi tra i diversi operatori e le modalità con cui fino a oggi hanno impostato le tariffe. Vale ricordare che la regolazione esplicita dei costi di connessione è stata implementata nel caso della distribuzione elettrica (TIC 2016-2019), ma non per la distribuzione gas: nonostante un avvio di procedimento dedicato proprio a questo tema risalente oramai al 2011 (Delibera 42/11), a oggi la regolazione dei costi di connessione è demandata ai singoli codici di rete delle imprese, sulla base di criteri comuni.

Uno dei punti di maggiore attenzione riguarda le condizioni e i costi di recesso: la presenza sul mercato di contratti che di fatto vincolerebbero i clienti a rimanere allacciati o che penalizzano fortemente la disconnessione è uno dei motivi che ha portato all'implementazione della regolazione, comunque in grado di lasciare al gestore del calore una certa dose di potere di mercato. La possibilità che siano previsti costi di recesso o sconnessione, sotto il nome di contributi di salvaguardia, è al momento mantenuta ma ad alcune, stringenti, condizioni: in particolare eventuali contributi possono essere improntati solamente alla copertura di costi di connessione non coperti (facendo così salva la possibilità per le imprese di incentivare l'allaccio alla rete attraverso prezzi di connessione inferiori ai costi), che devono risultare decrescenti nel tempo e saranno applicabili in ogni caso solamente per i tre anni successivi all'allaccio. Tutti i contratti attuali che prevedono costi di connessione sono fatti salvi, ma possono rimanere in vigore solamente fino al 2020, dopodiché saranno nulli.

Di conseguenza, sono numerose le incombenze che vanno a ricadere sui soggetti regolati sebbene numerose semplificazioni siano previste per i soggetti minori, ossia quelli che gestiscono complessivamente meno di 750 clienti e contratti per meno di 12 MW. Per questi operatori risultano ridotti sia gli obblighi informativi verso i clienti finali (come la richiesta di avere un sito Internet riportante le condizioni tariffarie), sia verso l'Autorità (in particolare sono esentati dall'obbligo di invio della relazione sui costi e i ricavi afferenti il servizio di connessione, nonché del rapporto sugli allacciamenti effettuati).

Il mondo del teleriscaldamento è piuttosto complesso e variegato, e racchiude numerosi modelli ed esperienze anche molto diverse tra loro. Nel 2016 risultano dal censimento AIRU 236 reti in esercizio, che alimentano 193 città, per un totale di quasi 4,300 Km di rete (+3.8% rispetto al 2015) e una volumetria riscaldata di 340 milioni di metri cubi. Le reti sono alimentate da centrali che possono utilizzare una varietà di fonti energetiche – gas naturale nella maggioranza dei casi (poco più del 70%), ma anche rifiuti, biomassa, carbone, energia elettrica, biogas e bioliquidi, gasolio e in un caso anche energia solare – e numerose tecnologie, sia cogenerative che non. Dai dati dell'anagrafica istituita dall'Autorità risultano attivi circa 250 operatori, e un mercato moderatamente concentrato, caratterizzato da pochi operatori di grandi dimensioni – A2A e Iren da sole coprono più del 50% del mercato – e numerosi operatori minori. È dunque prevedibile che la stragrande maggioranza degli operatori (almeno quelli già censiti) rientrerà nell'ambito regolato, ma sarà classificato come operatore minore. Se dunque la regolazione di tipo *soft* si sta progressivamente e lentamente trasformando in una regolazione piuttosto *demanding* in termini di incombenze e prescrizioni, la maggior parte degli operatori di dimensioni ridotte dovrebbe risentirne solo in parte. Fondamentale per comprendere i prossimi passi saranno anche le risultanze dell'indagine conoscitiva sulla qualità (Delibera 574/2016) condotta nel 2016 e di cui non sono ancora state pubblicate le risultanze.

CORRETTIVI IN VISTA PER IL MERCATO DEI CERTIFICATI BIANCHI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Parere 265/2018/II/EFER](#)
- [Decreto interministeriale 11/01/2017](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [TEE: la riforma del contributo tariffario punta sulla responsabilizzazione dei soggetti obbligati](#) (Newsletter 211)

Le misure di emergenza previste a breve avvicinano il sistema per l'incentivazione all'efficienza energetica a un meccanismo di prezzo amministrato, tentando di stimolare l'offerta con l'aumento della platea dei progetti ammessi. Permane un rischio sia sui soggetti obbligati, se il mercato non tornerà presto in equilibrio, sia sugli investitori, data l'elevata incertezza regolatoria.

È prevista a giorni la pubblicazione di un provvedimento per far fronte alla situazione, ormai emergenziale, che ha caratterizzato il mercato dei certificati bianchi negli ultimi mesi e che si muove su due linee principali: il contenimento del prezzo entro un livello predefinito e lo stimolo alla crescita dell'offerta dei certificati.

Il provvedimento, per quanto possibile ricostruire al momento, prevede come prima misura il ritorno a un contributo tariffario definito in forma fissa, aumentato rispetto ai 100 €/TEE previsti fino al 2011, anno in cui era stato introdotto il criterio del contributo legato all'andamento del mercato, e portato a 250 €/TEE. Accanto a questa previsione vi è l'introduzione del GSE come venditore di ultima istanza a cui i soggetti obbligati possono fare ricorso nel caso in cui, nonostante la maggiore flessibilità concessa (la quota minima di assolvimento dell'obbligo rimane pari al 60% del totale annuale, ma la compensazione può avvenire in due anni invece che in uno), non si riesca a ottemperare agli obblighi previsti. I certificati emessi dal GSE non corrisponderebbero in questo caso alla realizzazione di progetti di efficienza, ma sarebbero emessi a un prezzo maggiorato rispetto al contributo (260 €/TEE), con la possibilità per i distributori di essere "rimborsati" allo stesso prezzo in un periodo futuro in caso di restituzione dei corrispondenti certificati, nel qual caso la cessione si configurerebbe come un'emissione anticipata. Queste regole produrranno naturalmente una convergenza dei prezzi di mercato attorno al valore del prezzo a cui il GSE emette i certificati: nessun soggetto obbligato sarà infatti disponibile ad acquistare a un prezzo più alto avendo a disposizione la possibilità di acquistare dal GSE come ultima istanza. Si introducono così nel disegno del mercato elementi tipici dei meccanismi non di mercato, con un livello di incentivo di fatto definito amministrativamente, e una ammissione implicita del fallimento del meccanismo di mercato così come disegnato.

Per stimolare l'offerta, sono stati invece rivisti i criteri per l'ammissione dei progetti al programma. Viene innanzitutto rimodulato il concetto di *baseline* per cui per gli interventi su impianti esistenti questa viene identificata nel consumo antecedente all'intervento e non già nel consumo di riferimento. L'introduzione del consumo di riferimento per la valutazione dei progetti ammissibili, avvenuta nel 2017, è infatti additata come uno degli elementi che ha contribuito alla riduzione dell'offerta. Questa implica che i certificati bianchi vengano concessi non già (o non solo) migliorando l'efficienza energetica rispetto alla situazione precedente, ma che sia necessario dimostrare di superare un livello di efficienza di riferimento, normalmente la media di mercato. Nella definizione attuale dunque solamente le eccellenze, o i progetti con una efficienza superiore alla media, hanno accesso all'incentivo, mentre nella formulazione proposta, simile a quella vigente prima del 2017, basterà superare i livelli preesistenti, anche se non con le tecnologie più innovative. Vengono inoltre ammessi una serie di nuovi interventi, tra cui quelli che prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per usi non energetici.

Le nuove regole, per quanto necessarie e utili a gestire l'emergenza creata dall'esplosione dei prezzi di inizio 2018, hanno ricevuto parere positivo, ma condizionato, da parte dell'ARERA (Parere 265/2018), tuttavia non garantiscono l'efficienza del meccanismo.

Il sistema espone i soggetti obbligati a rischi elevati e non giustificati. In termini generali la rigidità della domanda obbligata a fronte di un'offerta variabile limita naturalmente la possibilità dei soggetti obbligati di attuare strategie di prezzo e suggerisce un comportamento degli acquirenti sul mercato da puri *price taker*. I meccanismi incentivanti introdotti nel tempo non sono risultati efficaci, ma anzi hanno avuto come unico effetto quello di aumentare i rischi di mercato per i soggetti obbligati, peraltro soggetti regolati e non preposti istituzionalmente a partecipare al mercato. Inoltre, l'aumento dei prezzi porta anche a una maggiore esposizione finanziaria per i soggetti obbligati, che si traduce in un costo aggiuntivo, mentre, come anche

TAG

energy efficiency, energy policy

sottolineato nel parere ARERA, il mercato dei bilaterali continua a non rappresentare il valore di mercato dei TEE, (e dunque non devono essere tenuti in considerazione nella definizione del contributo tariffario) segno evidente di una distorsione del meccanismo, che tende a privilegiare i soggetti verticalmente integrati. Le correzioni in discussione puntano principalmente sull'aumento della flessibilità della domanda come strumento per fronteggiare una scarsità di offerta che si spera temporanea. In proposito è intervenuta anche l'ARERA, ricordando che è necessario, nel valutare la flessibilità, tenere in conto anche l'esigenza di recuperare gli obblighi rimandati dagli anni precedenti (citando gli obblighi aggiornati), ma anche di delimitare la possibilità per il GSE di emettere certificati, fissando un tetto massimo, nonché le modalità per il recupero. In effetti, anche una eccessiva flessibilità può avere controindicazioni. Uno dei rischi è che gli investimenti si concentrino alla fine del periodo, e dunque su un set di soluzioni tecnologiche limitato, senza una crescita lineare degli investimenti e dell'efficienza delle tecnologie. Nel complesso, non sembrano adeguatamente temperate le conseguenze nel caso in cui lo stimolo sull'offerta non fosse efficace come sperato. L'emissione di certificati non coperti da investimenti da parte del GSE diverrebbe una spesa netta per il sistema, parzialmente coperta dai soggetti obbligati, che di nuovo si vedono dunque allocati costi (anche finanziari) e rischi che non corrispondono a un effettiva promozione dell'efficacia ed efficienza del meccanismo.

L'eliminazione del fattore moltiplicativo ha creato rendite per gli investimenti passati. La variazione delle regole di quantificazione dei risparmi riconosciuti, attraverso l'eliminazione del moltiplicatore, ha causato una riduzione dell'offerta che non sembra essere stata sufficientemente compensata dalla conseguente riduzione della domanda o dall'aumento della vita utile, elementi che avrebbero dovuto compensarne gli effetti. In effetti, i moltiplicatori arrivavano anche fino a un fattore di tre, mentre la vita utile è stata aumentata di due o cinque anni a seconda degli interventi. Un aumento dei prezzi conseguente era dunque fisiologico: a parità di condizioni, la parte del costo non recuperabile dal mercato che necessita dell'incentivo deve essere ottenuta dai singoli progetti con un numero di TEE minore rispetto al passato. Tuttavia, poiché il mercato è unico, per alcuni anni si troveranno sul mercato sia progetti che hanno diritto ai TEE in base al moltiplicatore, sia progetti che non ne hanno diritto. Per i primi l'aumento dei prezzi si tramuta quindi in una rendita netta.

Il meccanismo non dà certezza della remunerazione degli investimenti. A detta dei regolatori stessi, non tutti gli effetti delle norme in discussione sono prevedibili: nuovi correttivi sono possibili e andranno gestiti di volta in volta in base alla risposta del mercato. Inoltre, il livello del contributo, a cui prevedibilmente convergeranno i prezzi nei prossimi mesi, non sembra essere stato fissato in base a un'analisi dei costi degli investimenti che si intende sviluppare, e l'ARERA ha invitato il Ministero a specificare le modalità con cui è stato definito il valore di 260 €/TEE per l'emissione da parte del GSE. Il quadro non sembra in sintesi dei più favorevoli a stimolare gli investimenti e dunque per favorire la ripresa dell'offerta e il riequilibrio del sistema. La stabilità degli incentivi è un elemento fondamentale per gli investitori, mentre il rischio regolatorio disincentiva i finanziamenti e può anche aumentare i costi, peggiorando le condizioni di accesso ai finanziamenti e portando a includere nel prezzo dei TEE un premio al rischio: dato l'eccesso di domanda attuale è difficile immaginare nel giro di pochi anni una discesa dei livelli di incentivazione, tuttavia, in un'ottica di medio periodo, il quadro regolatorio per i nuovi progetti rimane incerto, rischiando di vanificare, almeno in parte, gli sforzi di stimolo ai nuovi investimenti.

GAS NATURALE

LE NUOVE MODALITÀ PER IL CONFERIMENTO DI CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 111/2018/R/gas](#)
- [Delibera 660/2017/R/gas](#)
- [DCO 714/2016/R/gas](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Energy Outlook n. 6](#)
- [Rigassificazione in Italia: limiti e opportunità dell'attuale proposta regolatoria](#)
(Newsletter 206)

Facilità di accesso al mercato, incremento della concorrenzialità e della diversificazione delle risorse di import, riduzione del fattore di garanzia dei ricavi da socializzare: molti i benefici attesi dall'introduzione del mercato. Il prezzi indicano un momento favorevole per le importazioni di GNL, ma le allocazioni sono ancora basse nei primi procedimenti, complice probabilmente un prezzo di riserva ancora troppo elevato per il mercato.

A partire da aprile 2018 sono state introdotte le aste per la negoziazione della capacità di rigassificazione per i terminali italiani. Il procedimento verso l'introduzione della modalità di negoziazione di capacità secondo regole di mercato, avviatosi con il documento per la consultazione 714/2016, si è concluso con la delibera 660/2017 che ha introdotto le modifiche al TIRG¹ invitando inoltre le imprese di rigassificazione alla predisposizione di una proposta di aggiornamento dei propri codici da trasmettere all'Autorità entro il 31 gennaio 2018.

Con tre deliberazioni consecutive pubblicate il 1 marzo 2018, l'ARERA ha infine approvato le proposte di modifica del codice di rigassificazione delle imprese GNL Adriatico Srl, gestore dell'impianto Adriatic LNG, e OLT Offshore LNG Toscana SpA, gestore dell'impianto OLT. Nella stessa data l'ARERA ha inoltre approvato il regolamento della cosiddetta PAR, la Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione organizzata e gestita dal GME nella quale si svolgono le procedure per l'assegnazione di *slot* disponibili presso i terminali di Adriatic LNG e di OLT.

Secondo il nuovo TIRG in vigore, vi sono due modalità di acquisizione della capacità di rigassificazione, differenziate in base alla durata del conferimento. Per il conferimento annuale, o superiore all'anno (fino a quindici), la capacità è assegnata a un prezzo e per una quantità determinata attraverso il meccanismo di asta aperta ascendente. Partendo da una base d'asta non nota ai partecipanti e corrispondente al prezzo di riserva, si svolgono più *round* consecutivi in cui al prezzo base vengono aggiunti scalini di prezzo discreti comunicati ai partecipanti prima dell'asta (definiti "gradino di prezzo elevato" e "gradino di prezzo basso"). Ai partecipanti che in un certo *round* effettuano un *bid* di capacità a un prezzo inferiore alla base d'asta non è più consentito sottomettere offerte nei *round* successivi, fino a che rimane un solo partecipante che pagherà l'ultimo prezzo offerto corrispondente, quindi al prezzo di chiusura dell'asta. Attraverso questo meccanismo, poiché l'asta si conclude solo quando a un determinato prezzo l'offerta è integralmente accettata, l'Autorità ha voluto evitare situazioni di conferimento di capacità parziale tra più utenti che si andrebbero a scontrare con la natura costante e standardizzata delle consegne associate ai prodotti di durata annuale o maggiore, associati tendenzialmente ai contratti di approvvigionamento di tipo *long term*. Alla capacità di durata annuale e superiore all'anno è associato il servizio Continuativo, che prevede che vengano svolte una o più scariche all'interno di una finestra temporale predefinita.

Il conferimento di capacità in corso di anno termico è invece associato sia al servizio Continuativo, in caso di capacità disponibile per le allocazioni mensili risultata non assegnata nei precedenti conferimenti annuali o superiori all'anno, sia al servizio *spot* per la capacità risultata disponibile a seguito della definizione dei programmi di scarica del mese successivo. Per i prodotti infrannuali, la modalità di negoziazione è di tipo *pay-as-bid*, e ciascuno *slot* disponibile viene assegnato al prezzo risultato maggiore tra quelli proposti, tenendo conto del prezzo di riserva.

La capacità messa a disposizione nelle aste è sia di tipologia primaria sia rilasciata: con la prima si intende la capacità (sia annuale che in corso d'anno) disponibile per il conferimento presso ciascun terminale, mentre la seconda si riferisce alla capacità messa a disposizione da un utente della capacità regolata all'impresa di rigassificazione per un successivo conferimento.

Per ogni tipologia di conferimento, i prodotti vengono scambiati attraverso la

¹ Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL.

piattaforma PAR istituita appositamente per l'effettuazione e la gestione delle aste. Non si tratta di un mercato organizzato, ma di una piattaforma di negoziazione in cui vengono pubblicati i prodotti offerti dalle singole imprese di rigassificazione. Il GME agisce esclusivamente come gestore della piattaforma, mentre le obbligazioni conseguenti al conferimento di capacità sussistono tra l'aggiudicatario e l'impresa di rigassificazione. Al momento, sulla PAR risultano essere attivi i comparti Adriatic LNG e OLT, mentre il rigassificatore GNL Italia di Panigaglia risulta essere ancora in attesa dell'approvazione della proposta di aggiornamento del codice di rigassificazione.

PRODOTTI DISPONIBILI E TEMPISTICHE

Il calendario delle sessioni d'asta per i comparti Adriatic LNG e OLT viene definito dalle imprese di rigassificazione, senza alcun vincolo, se non quelli definiti nel TIRG e nei codici di rigassificazione riguardo le tipologie di prodotti negoziabili. Dall'ultimo calendario disponibile, emerge che Adriatic LNG non effettuerà sessioni per l'assegnazione di capacità annuale e pluriennale; saranno invece disponibili sessioni d'asta per l'assegnazione di capacità in corso d'anno termico, per le quali è prevista, a titolo indicativo, la cadenza mensile e la conclusione entro il 20° giorno lavorativo del mese precedente al primo di consegna, e per *book* di negoziazione per prodotti disponibili fino all'ultimo mese dell'anno termico. OLT invece metterà a disposizione capacità

annuale e pluriennale, oltre che capacità infrannuale, ma le tempistiche verranno di volta in volta pubblicate sulla base di un calendario preciso determinato in base alle richieste di attivazione delle aste determinate da OLT stessa.

L'inaugurazione della PAR è avvenuta con l'asta mensile di OLT: come da codice di rigassificazione, il

gestore del terminale è tenuto a pubblicare gli *slot* di scarica disponibili fino al terzo mese successivo alla pubblicazione, mentre per i periodi successivi viene pubblicata la capacità di rigassificazione disponibile suddivisa per *slot* mensili. Pertanto gli utenti abilitati a operare sulla piattaforma hanno potuto partecipare conoscendo la data precisa di scarica (luglio 2018), mentre per i mesi di agosto e settembre non è stato riportato alcun riferimento.

LA DEFINIZIONE DEL PREZZO DI RISERVA

Le regole di definizione del prezzo di riserva delle aste di rigassificazione si rifanno agli orientamenti illustrati all'interno del primo documento di consultazione, anche se la normativa finale ne ha previsto alcune modifiche sostanziali. In primis, è stata confermata la differenziazione della responsabilità sul calcolo del prezzo di riserva in base al valore del fattore di copertura dei ricavi calcolato al momento della procedura concorsuale: i criteri di definizione del prezzo di riserva, adottati dall'Autorità, vengono presi in considerazione solo qualora l'impresa abbia diritto a una integrazione dei ricavi, mentre dall'impresa stessa nel caso opposto, ossia in cui il mercato abbia già garantito la base di ricavi e non siano previste integrazioni (da recuperare poi con la tariffa di trasporto pagata da tutti gli utilizzatori della rete). Nel caso, infatti, in cui sia attiva l'integrazione dei ricavi, l'impresa è indifferente rispetto al livello del prezzo di riserva: i ricavi attesi dall'impresa di rigassificazione sarebbero indipendenti dalla quantità di capacità allocata, ne cambierebbe solamente la provenienza (dalla tariffa o dal mercato), almeno fino a che non si raggiunge il livello minimo di ricavi garantito (64% dei costi fissi complessivi). Nel caso in cui invece i ricavi effettivi dell'impresa di rigassificazione abbiano già superato la quota minima di ricavi coperti, l'impresa di rigassificazione non riceverebbe alcuna restituzione dalla tariffa e i ricavi dell'asta raffigurano un ricavo aggiuntivo: la decisione del prezzo di riserva può rappresentare una scelta strategica per l'impresa, a cui è lasciata autonomia.

TABELLA 1. CARATTERISTICHE DEI RIGASSIFICATORI OLT E ADRIATIC LNG

Rigassificatore	Operatore	Capacità massima (Gmc gas)	Nave ricevibile (mc GNL)	Caratteristiche	Corrispettivo rigassificazione Cqs (€/MWh)*
OLT - Livorno	OLT Offshore LNG Toscana	3.7	155 000	Ricavi garantiti al 64% del ricavo di riferimento. Nessuna prenotazione <i>long-term</i> .	3,1
Adriatic LNG - Rovigo	Adriatic LNG	7.6	152 000	80% della capacità con esenzione TPA (fino al 2034); 12% prenotata da operatore (fino al 2019); 8% disponibile.	3,4

* Delibera 653/2017/R/gas. Assunto un tasso di utilizzo dell'80%

Fonte: REF-E, OLT, ALNG, GIE

TABELLA 2. COMPARTI DI NEGOZIAZIONE DISPONIBILI SULLA PAR

Tipologia capacità conferibile presso il Terminale	ADRIATIC LNG				
	<i>Annuale e pluriennale (primaria e rilasciata)</i>	<i>In corso di anno termico (primaria e rilasciata)</i>			<i>Non più conferibile in asta</i>
Prodotti (Slot) negoziabili	-	Senza indicazione della data di scarica		Con indicazione della data di scarica	Con indicazione della data di scarica
Calendario di programmazione data di scarica	-	Infra sessione	No calendario programmazione	N.D.	N.D.
Modalità di conferimento	-	Pay-as-bid (tenendo conto della programmazione della scarica)	Pay-as-bid	Pay-as-bid	FCFS
Tipologia capacità conferibile presso il Terminale	OLT				
	<i>Annuale e pluriennale (primaria e rilasciata)</i>	<i>In corso di anno termico (primaria e rilasciata)</i>			<i>Non più conferibile in asta</i>
Prodotti (Slot) negoziabili	Senza indicazione della data di scarica	Senza indicazione della data di scarica		Con indicazione della data di scarica	Con indicazione della data di scarica
Calendario di programmazione data di scarica	N.D.	Infra sessione	Post sessione	N.D.	N.D.
Modalità di conferimento	Asta aperta ascendente	Pay-as-bid (tenendo conto della programmazione della scarica)		Pay-as-bid	FCFS

Fonte: GME

Dunque, in ogni caso, i terminali per cui possono essere definiti prezzi base dall'Autorità sono OLT e GNL Italia, mentre Adriatic LNG, non avendo diritto alla reintegrazione dei ricavi in quanto esente dal regime di accesso regolato per una quota di capacità (80%) superiore alla quota di ricavi garantita, non sarà soggetto.

Anche gli utenti sottoscrittori di capacità non oggetto di esenzione e intenzionati al rilascio di capacità sono tenuti alla definizione di un prezzo di riserva: si favorisce in questo ultimo caso lo sviluppo di un mercato secondario della capacità dando libertà agli utenti nella definizione dei livelli di prezzo adeguati agli andamenti di mercato, senza alcun vincolo su una valorizzazione minima da formulare.

I livelli del prezzo di riserva rimarranno comunque confidenziali, ma per la loro definizione l'Autorità ha tenuto in considerazione quanto prospettato nel primo documento di consultazione riguardo le quotazioni del GNL, che sono ancora poco indicative dell'andamento del mercato e soggette a elevata volatilità data l'assenza di un mercato liquido (*Energy Outlook n. 6*). Pertanto, oltre alle quotazioni disponibili, nella definizione dei criteri sono tenuti in considerazione l'estensione temporale del conferimento, i prezzi del gas, i corrispettivi unitari di capacità attualmente esistenti e i costi del servizio di rigassificazione in altri terminali europei.

UNA STIMA DEL VALORE INTRINSECO DELLA CAPACITÀ SPOT

Il valore della capacità di rigassificazione è quello che consentirebbe al GNL una volta rigassificato, di essere competitivo rispetto al prezzo del gas. Dunque, in primis dipende dalle attese sul prezzo del gas come quotato al PSV e dal prezzo atteso del GNL, a sua volta influenzato dagli equilibri mondiali: gli andamenti dei mercati asiatici, in particolare durante i periodi dell'anno di maggiore domanda che potrebbero sottrarre carichi all'Europa che ancora assume il carattere di mercato "di ultima istanza". Tuttavia, il criterio di convenienza rispetto al prezzo gas dell'area di mercato italiana potrebbe non essere sufficiente: se infatti emergessero opportunità maggiori in altre aree di Europa, i carichi senza vincoli di destinazione verrebbero dirottati. Dunque, nel definire il valore della capacità dei terminali italiani si dovrebbe tenere in considerazione anche l'andamento del prezzo del gas ai principali *hub* europei e

la tariffa di rigassificazione degli altri terminali, almeno quelli che possono essere considerati in diretta competizione con quelli italiani, in primis quelli dell'area del Mediterraneo.

Un *range* della tariffa di rigassificazione dei principali terminali del mediterraneo varia tra 0.8 €/MWh e 1.1 €/MWh², calcolati per un carico standard di 150,000 metri cubi di GNL, valore inferiore rispetto al costo medio dei terminali nord Europei (tipicamente tra 1 e 1.5 €/MWh).

Per una valorizzazione preliminare del valore intrinseco della capacità di rigassificazione in Italia è necessario confrontare il costo del GNL rispetto sia al PSV, sia agli altri mercati in competizione con quello italiano. Un esempio può essere costruito prendendo a riferimento l'indice L-MED, rappresentativo delle quotazioni *spot* del GNL nel Mediterraneo, e il mercato francese TRS a cui viene consegnato il GNL attraverso due rigassificatori posti sulla costa sud. A livello semplificato, il valore intrinseco equo della rigassificazione italiana è quello che consentirebbe indifferenza alla consegna del GNL sia in Italia sia in Francia, o in altri termini il livello di prezzo per il quale, sommato all'indice L-MED, viene annullata la possibilità di arbitraggio tra i due mercati.

In termini operativi, si tratta di mettere a confronto il costo opportunità tra i due mercati di approdo dei carichi di GNL, al netto degli arbitraggi tra gli stessi: il margine proveniente dalla vendita sul mercato francese TRS del GNL valorizzato all'indice L-MED e tenuto conto dei costi di rigassificazione dovrà corrispondere al margine che lo stesso operatore potrà ottenere effettuando la consegna sul PSV. Partendo dalla tariffa di rigassificazione in Francia e tenendo conto del differenziale tra i mercati PSV e TRS, può essere quindi ricavata una valorizzazione preliminare della capacità in Italia.

Eseguendo la valutazione per la valorizzazione di un carico *spot* in consegna a maggio, tenendo conto di uno *spread* nei primi giorni di aprile 2018 tra PSV e TRS del prodotto Maggio 18 di circa 1 €/MWh e del un costo di rigassificazione medio dei porti del sud della Francia di circa 0.80 €/MWh, il valore intrinseco risultante sarebbe di circa 1.80 €/MWh. Valorizzazione simile emerge con il mercato spagnolo PVB: uno *spread* medio di 0.65 €/MWh nei primi giorni di aprile per il prodotto Maggio 18, aggiunto a un costo di rigassificazione medio dei porti del sud della Spagna di 1.10 porterebbe a un valore di 1.75 €/MWh.

Al fine di ottenere una valutazione completa, il singolo operatore dovrà poi tenere conto dell'eventuale valore estrinseco della capacità, inteso come il valore associato alle potenziali opportunità che si andranno ad aprire sul mercato dal momento di chiusura dell'asta fino alla consegna della nave, basato non solo sulla volatilità del mercato, ma anche sulle caratteristiche e sulle opzionali esistenti nel portafoglio del singolo operatore.

PRIME ASTE: POCHI PARTECIPANTI ITALIANI, TANTE OFFERTE E UNA AGGIUDICAZIONE

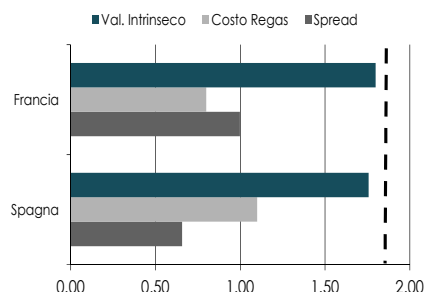
Alla fine di aprile, i soggetti che risultano iscritti alla PAR (e dunque i potenziali partecipanti alle aste) risultano essere undici, sette dei quali con sede all'estero (due nel Canton Ticino) mentre i restanti quattro con sede in Italia. Gli operatori italiani appaiono essere ancora in ritardo nella volontà di cogliere l'opportunità messa in palio dalle nuove aste di rigassificazione, ma non è da escludere che l'alto costo associato alla scarica nei rigassificatori italiani e l'inesistenza di margini nella rigassificazione abbia disincentivato molti operatori a entrare nel business nel corso degli ultimi anni.

Le prime aste hanno comunque raggiunto un discreto successo in termini di partecipazione, e sono state molte le offerte sottomesse. Tuttavia, solo l'asta per il prodotto *spot* per una singola consegna durante il mese di maggio ha avuto esito positivo: per le altre invece, pur avendo ricevuto offerte, il prezzo di riserva è risultato maggiore della valutazione definita dagli operatori, fatto che potrebbe rappresentare sia un segnale di errata valorizzazione di questi ultimi del valore effettivo della capacità, oppure di un prezzo di riserva che non rispecchia in maniera coerente le grandezze di mercato. Eppure l'ultima pubblicazione dell'indice L-MED³ mostrava uno sconto consistente rispetto al livello del PSV con punte di *spread* tra i 3 e i 4 €/MWh per le consegne tra aprile e maggio, mercato che sta inoltre mostrando un premio di circa 2 €/MWh rispetto al TTF sulle stesse scadenze.

² Range di prezzo dei porti di rigassificazione spagnoli e francesi basata su stime REF-E e CEER.

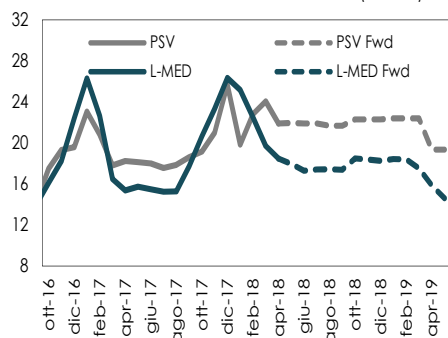
³ Pubblicazione del 16/04/2018.

FIGURA 1. STIMA DEL VALORE INTRINSECO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA



Fonte: REF-E su dati Reuters, CEER e singoli rigassificatori

FIGURA 2. CONFRONTO TRA PREZZI L-MED e PSV (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

L'introduzione delle aste di rigassificazione sul mercato italiano potrà certamente consentire un miglioramento della facilità di accesso e un incremento della concorrenzialità e della diversificazione delle risorse di import, oltre che una riduzione del costo per il sistema in caso di massimizzazione dell'utilizzo della capacità disponibile e conseguente riduzione fattore di copertura dei ricavi da socializzare. L'effettivo successo sarà infine determinato dal livello a cui saranno fissati i prezzi di riserva per le diverse tipologie di prodotti messi a disposizione, al fine di poter favorire la creazione di un margine adeguato per attirare sia carichi GNL, sia nuovi operatori nel settore.

MERCATO ELETTRICO

AVVIATO IL PROCESSO DI REVISIONE DELLE ZONE DI MERCATO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Terna - Revisione configurazione zonale 2018](#)
- [Delibera 22/2018/R/eel](#)
- [Delibera 496/2017/R/eel](#)
- [Delibera 461/2016/R/eel](#)

Le analisi presentate a supporto della revisione mostrano benefici per il sistema, ma con elementi di soggettività nella valutazione delle ipotesi. Nel mutato scenario di mercato una riflessione più ampia riguarda il ruolo delle zone e la loro capacità di dare al mercato segnali corretti per la localizzazione degli investimenti.

Il mercato elettrico italiano prevede la suddivisione del territorio nazionale in zone di mercato in modo tale da far emergere, attraverso i prezzi zionali dei mercati all'ingrosso dell'energia, i segnali locazionali corrispondenti a eventuali vincoli di scambio sulla rete fisica.

La configurazione attuale, sei zone e quattro poli di produzione limitata, definita nel 2011 da Terna e approvata dall'Autorità per il triennio 2012-2014, è stata poi prorogata da ARERA per tutti gli anni successivi fino al 2018. L'approvazione nel 2015 delle linee guida europee sull'allocatione della capacità e sulla gestione delle interconnessioni (CACM¹) ha introdotto nuovi parametri a cui attenersi nel processo di revisione della configurazione zonale, sia da un punto di vista metodologico sia da un punto di vista di orizzonte di valutazione, e di indicatori da considerare nell'analisi delle configurazioni alternative.

Coerentemente con quanto previsto dal CACM, l'Autorità, con la delibera 461/2016, ha richiesto a Terna l'invio della metodologia con cui effettuare lo studio, conforme alle richieste del CACM, e le configurazioni alternative da valutare rispetto alla configurazione esistente. Con le successive delibere, 496/2017 e 22/2018, sono stati affinati alcuni passaggi della metodologia ed è stato definito che entro il 30 aprile di ciascun anno, a partire dal 2019, Terna invii all'Autorità una relazione sulla configurazione zonale in vigore secondo le informazioni previste dall'articolo 34 del CACM (ad esempio l'elenco delle congestioni strutturali e la loro evoluzione a seguito degli interventi infrastrutturali previsti, le rendite da congestione).

La delibera 22/2018 ha inoltre formalizzato l'avvio della revisione della configurazione zonale del mercato italiano, definendone i tempi: è previsto infatti che entro il 15 maggio 2018 Terna conduca una consultazione sulle proposte alternative di struttura zonale del mercato e invii all'Autorità la proposta di nuova configurazione zonale insieme alle osservazioni raccolte durante la consultazione, e che entro il 30 giugno 2018 l'Autorità si esprima su tale proposta.

Di conseguenza, a marzo Terna ha pubblicato la consultazione con l'elenco delle configurazioni alternative esaminate e i risultati dell'analisi condotta coerentemente alle disposizioni del CACM.

Dal punto di vista metodologico, il CACM non prevede un particolare metodo per l'individuazione delle configurazioni alternative, mentre prevede un insieme minimo di criteri per la valutazione delle configurazioni. L'individuazione delle configurazioni alternative può essere svolta utilizzando due diversi metodi:

- **expert-based:** si individuano le configurazioni zionali alternative sulla base dell'esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dall'esercizio del sistema, solitamente prendendo in considerazione gli ultimi tre anni
- **model-based:** le configurazioni alternative sono individuate in esito a simulazioni del sistema fisico futuro, con l'evoluzione descritta da scenari elaborati dai TSO e utilizzati anche per la valorizzazione degli indicatori, a valle delle quali le zone sono individuate come aggregati di nodi sulla base di logiche di *clustering* che valutano l'omogeneità di grandezze quali, ad esempio, i prezzi nodali dell'energia elettrica o la matrice dei *Power Transfer Distribution Factors* o PTDF (che, dal punto di vista modellistico, rappresenta l'impatto di una immissione di potenza in ciascun nodo della rete su ciascuna infrastruttura critica).

I due metodi sono stati utilizzati nel primo processo di revisione delle zone europee avviato da ACER a dicembre 2016 e che ha coinvolto 13 paesi dell'Europa Centrale (per l'Italia solo la zona Nord). Come riportato nel report finale pubblicato a inizio

¹ In particolare gli articoli 32, 33 e 34.

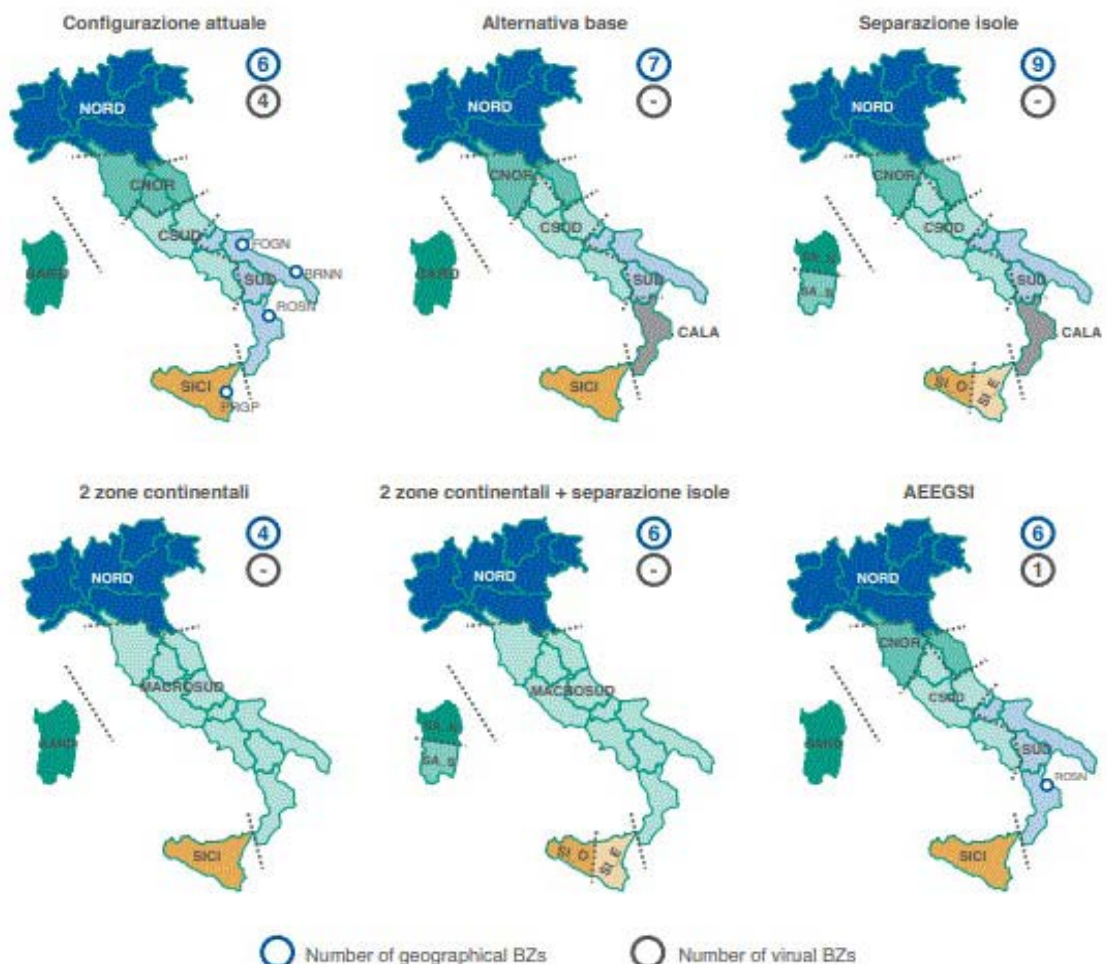
aprile², l'individuazione delle configurazioni alternative è stata condotta con entrambi i metodi descritti, ma il metodo *model-based*, con una clusterizzazione basata sui prezzi zonali, non ha prodotto risultati sufficientemente robusti portando alcuni paesi a una suddivisione in zone eccessivamente frammentata e non è stato perciò utilizzato per la determinazione delle configurazioni alternative. Gli stessi problemi sono stati riscontrati anche da Terna e infatti le configurazioni zonali valutate nel processo di revisione in corso sono state individuate con il metodo *expert-based*. Sia Terna sia gli altri TSO europei proseguiranno, comunque, gli studi per il miglioramento del metodo *model-based* che è caratterizzato da criteri oggettivi per la definizione delle configurazioni zonali oltre al fatto che è meno influenzato dalla configurazione zonale in vigore.

CONFIGURAZIONI ZONALI ALTERNATIVE E LORO VALUTAZIONE

La revisione della configurazione zonale posta in consultazione da Terna prevede cinque configurazioni alternative che vengono valutate e confrontate con la configurazione attuale. Le configurazioni considerate sono rappresentate nella **Figura 1** seguente.

Le alternative definite e valutate da Terna sono di fatto due: “Alternativa base” e “2 zone continentali” a cui si aggiungono due configurazioni ottenute dalle precedenti con l’aggiunta della separazione di Sicilia e Sardegna in due zone ciascuna. La

FIGURA 1. CONFIGURAZIONE ATTUALE E ALTERNATIVE



Fonte: consultazione Terna su revisione della configurazione zonale

quinta alternativa valutata, “AEEGSI”, è una configurazione suggerita dall’Autorità considerando alcuni vincoli implementativi legati in particolare all’aggiornamento che un’eventuale variazione della configurazione zonale italiana avrebbe su *Euphemia*, l’algoritmo di risoluzione del *market coupling* europeo.

² https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/bz-review/2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review.pdf

“Alternativa base”, si differenzia dalla configurazione attuale per l’eliminazione dei poli di produzione limitata, l’aggiunta di una zona CALA corrispondente alla regione Calabria e lo spostamento della regione Umbria dalla zona CNOR alla zona CSUD.

“2 zone continentali”, invece, è la configurazione che minimizza il numero di zone di mercato. In particolare vengono eliminati i poli di produzione limitata e le zone SUD, CSUD e CNOR vengono accorpate in un’unica zona MACROSUD.

“Separazione Isole” e “2 zone continentali + separazione isole”, aggiungono rispettivamente a “Alternativa base” e “2 zone continentali” la separazione di Sicilia e Sardegna in due zone ciascuna.

“AEEGSI”, prevede invece l’eliminazione dei poli di produzione limitata ad eccezione di Rossano e lo spostamento della regione Umbria da CNOR a CSUD con il mantenimento dello stesso numero di zone, sei, della configurazione attuale.

Nelle configurazioni proposte non è stata considerata la modifica della zona NORD. Probabilmente perché non emergono necessità di revisione strutturale di tale zona e inoltre perché essa è compresa nel processo di revisione europeo delle zone di mercato e una eventuale modifica del perimetro zonale avrebbe in tal caso richiesto un coinvolgimento maggiore, sempre ai sensi del CACM, dei TSO e Autorità di regolazione dei paesi limitrofi che avrebbe ulteriormente allungato e complicato il processo di revisione.

La configurazione attuale e quelle alternative sono state valutate sulla base di diversi indicatori di beneficio individuati da Terna per rispettare i criteri previsti dal CACM, che possono essere riassunti in tre principali categorie:

- massimizzazione dell’efficienza dei mercati
- garanzia della sicurezza del sistema elettrico
- stabilità e robustezza della configurazione nel tempo.

Proprio per quest’ultimo motivo le configurazioni zonali sono state analizzate su un orizzonte temporale più lungo, fino al 2025, rispetto a quello previsto precedentemente, orizzonte triennale. Inoltre il CACM prevede che nel processo di revisione vengano considerati i costi legati al cambiamento della struttura zonale del mercato che gli operatori devono affrontare, da confrontare coi benefici attesi per il sistema. Per valutare tali costi Terna ha allegato alla consultazione una *survey* dedicata proprio all’identificazione e alla quantificazione dei costi a cui andrebbero incontro gli operatori in caso di modifica alla struttura del mercato.

La valutazione delle diverse configurazioni zonali è stata eseguita su sei scenari costruiti su due orizzonti temporali, 2020 e 2025, in cui sono stati fatti variare i principali *driver* di sistema come riassunto in **Figura 2**:

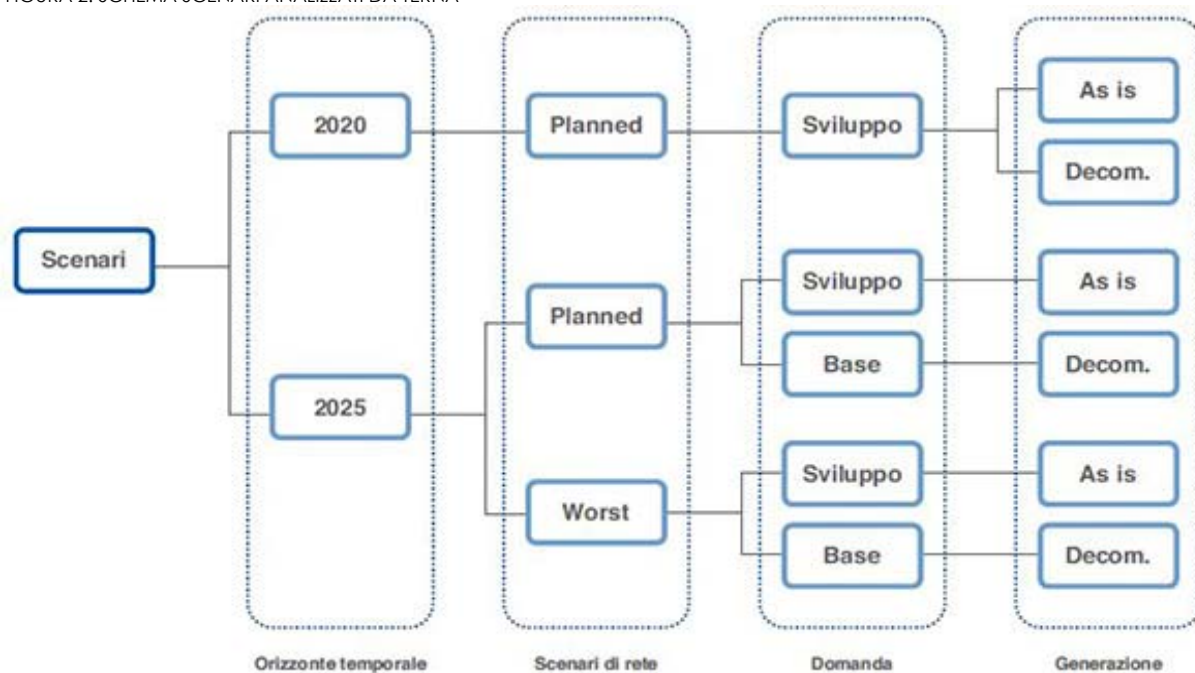
- evoluzione della rete di trasmissione, casi “*Planned*” e “*Worst*”
- evoluzione della domanda elettrica, casi “*Sviluppo*” e “*Base*”
- evoluzione del parco di generazione, casi “*As is*” e “*Decommissioning*”.

I dati sottostanti gli scenari sono in linea con il Piano di Sviluppo di Terna del 2017.

Per ogni configurazione e ogni scenario sono stati valutati un totale di tredici indicatori che rispondono ai criteri previsti dal CACM. Per ottenere, infine, un unico indicatore con cui confrontare le diverse configurazioni, Terna ha assegnato inizialmente un peso a ogni scenario per ottenere un unico valore per ogni indicatore e successivamente un peso a ogni indicatore ottenendo così uno “*score*” di ogni configurazione in base al quale eseguire il confronto delle opzioni disponibili.

La descrizione dei pesi è stata definita da Terna sulla base di indicazioni qualitative: nel caso degli scenari, ad esempio, è stato dato maggior peso ai risultati ottenuti nell’orizzonte 2020 e minor peso a quelli caratterizzati da un’ipotesi di *decommissioning* del parco di generazione termoelettrico. Per quanto riguarda gli indicatori, i due che misurano il costo complessivo del sistema e la sicurezza del sistema a valle dei mercati dell’energia sono stati individuati come i principali indicatori e caratterizzati dal maggior peso, mentre altri sono stati considerati di minore importanza perché già coperti da altri indicatori o perché quantificabili con un minor grado di certezza. In

FIGURA 2. SCHEMA SCENARI ANALIZZATI DA TERNA



Fonte: Consultazione Terna su revisione della configurazione zonale

TABELLA 1. PESI PER I DIVERSI SCENARI

ORIZZONTE TEMPORALE	RETE	DOMANDA	GENERAZIONE	PESO
2020	PLANNED	SVILUPPO	AS IS	25
2020	PLANNED	SVILUPPO	DECOM	5
2025	PLANNED	SVILUPPO	AS IS	5
2025	PLANNED	BASE	DECOM	1
2025	WORST	SVILUPPO	AS IS	5
2025	WORST	BASE	DECOM	1

Fonte: consultazione Terna su revisione della configurazione zonale

TABELLA 2. DESCRIZIONE E PESI PER I DIVERSI INDICATORI

INDICATORE	CATEGORIA CACM	DESCRIZIONE	PESO
C index	Sicurezza della rete	Indice di congestione della rete	25
EENS adeguatezza	Sicurezza della rete	Indice di energia non servita a causa di problemi di adeguatezza	1
TTC index	Sicurezza della rete	Indicatore di incertezza della TTC	1
CT index	Efficienza del mercato	Costo totale del sistema	25
CR index + (VOLLxEENS sicurezza)	Efficienza del mercato	Costo di ridispatching + EENS adeguatezza valorizzata al VOLL	1
LIQ index	Efficienza del mercato	Indicatore di liquidità	5
RSI index	Efficienza del mercato	Residual Supply Index	5
SZ index	Efficienza del mercato	Indicatore delle separazioni zonali	5
SM index	Efficienza del mercato	Indicatore dello spread medio	5
CPM index	Efficienza del mercato	Correlazione tra prezzo medio zonale e margine di adeguatezza	1
LF index	Efficienza del mercato	Loop Flow Index	1
SFLC index	Stabilità nel tempo	Indicatore della stabilità nella frequenza e localizzazione delle congestioni	1
SIP index	Efficienza del mercato	Stabilità delle indicazioni di prezzo	1

Fonte: consultazione Terna su revisione della configurazione zonale

generale, gli scenari e indicatori di maggiore rilievo hanno ricevuto un peso di 25, quelli di minore rilievo un peso di 1 e quelli intermedi un peso di 5.

RISULTATI E COMMENTI

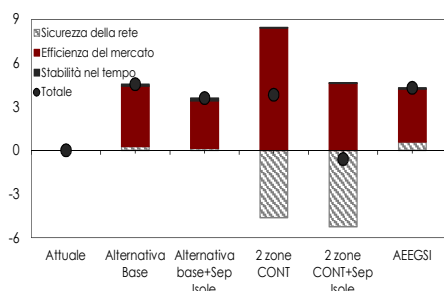
Dai risultati (**Figura 3**) dell'analisi emerge che la configurazione con il punteggio più alto consiste nell' "Alternativa Base", seguita da "AEEGSI". In generale quasi tutte le configurazioni hanno ottenuto uno *score* positivo che indica un miglioramento rispetto alla configurazione del sistema. Di conseguenza l'analisi suggerisce che una revisione della struttura zonale potrebbe essere auspicabile. L'effettiva modifica e la tempistica della stessa dipenderanno anche dai dati che Terna e Autorità riusciranno a raccogliere sui costi di transizione degli operatori tramite la *survey* allegata alla consultazione di Terna. Il sentimento percepito durante le iniziative pubbliche, organizzate nel processo di revisione, sembra suggerire che una modifica dell'assetto zonale possa avvenire nel prossimo futuro, ma non immediatamente nel 2019.

Dai risultati dell'analisi delle configurazioni alternative si osserva che "Alternativa Base" e "AEEGSI" riportano dei benefici per tutte e tre le categorie di indicatori, mentre le configurazioni con la zona MacroSud porterebbero il maggior beneficio all'efficienza di mercato ma risulterebbero, come prevedibile, deficitarie per quanto riguarda la sicurezza del sistema, in particolare per l'aumento delle congestioni della rete a valle dei mercati dell'energia. Tuttavia, i risultati per singolo scenario riportati nel documento di consultazione, indicano che, negli scenari al 2025, la configurazione "2 zone continentali" apporta dei benefici complessivi maggiori rispetto alle altre strutture zonali coerentemente con le aspettative che gli ulteriori interventi di potenziamento della rete riducono le differenze del livello di sicurezza della rete nelle diverse alternative rendendo la configurazione con il minor numero di zone preferibile grazie ai maggiori benefici a livello di mercato.

Rimangono comunque alcuni dubbi sul metodo di valutazione dei pesi degli scenari e degli indicatori di beneficio, in quanto giustificati solo qualitativamente. In particolare, utilizzando i risultati pubblicati da Terna nella consultazione emerge che, per esempio, modificando il peso degli indicatori principali da 25 a 20 (quindi facendoli valere quattro volte gli indicatori intermedi invece di 5) la configurazione che ottiene il punteggio più alto è quella "2 zone continentali".

Infine non si può non notare come la configurazione "Alternativa Base" preveda il ritorno a una zona di mercato esistente fino al 2008, coincidente con la regione Calabria. Le condizioni del sistema elettrico sono sicuramente cambiate molto dall'ultima revisione delle zone, in particolare in conseguenza dello sviluppo delle rinnovabili concentrato soprattutto nelle zone ad elevata producibilità e basso livello di sviluppo delle infrastrutture, ma la necessità di reintrodurre dopo dieci anni una zona già "superata" genera interrogativi sull'efficacia dei segnali del mercato zonale ad attrarre in modo adeguato investimenti di rete e di generazione.

FIGURA 3. RISULTATO DELL'ANALISI DELLE CONFIGURAZIONI ALTERNATIVE



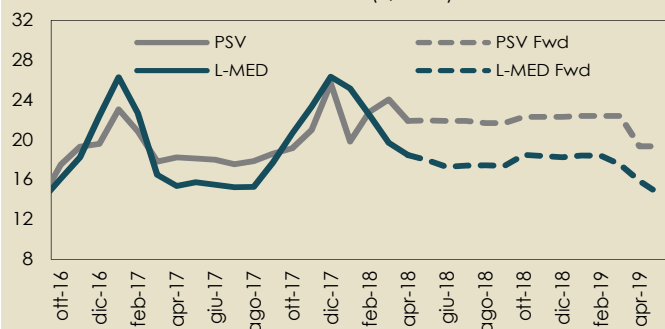
Fonte: consultazione 2018 di Terna su revisione della configurazione zonale

MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

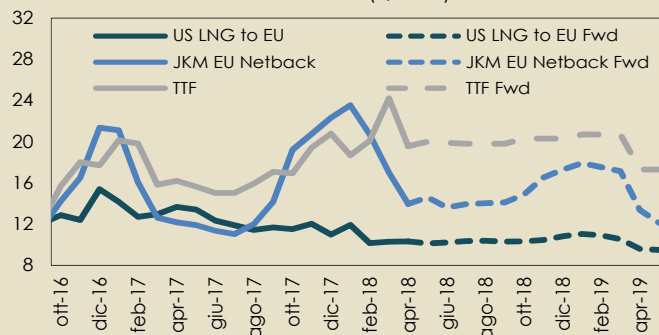
- Nel mese di marzo, i volumi di GNL scambiati a livello globale sono risultati sostanzialmente in linea (+1%) rispetto a quanto visto nel mese di febbraio. Le importazioni dei paesi dell'Estremo Oriente, dopo il lieve calo registrato a marzo rispetto al mese precedente (-2%), si sono assestate ancora oltre i 23 miliardi di metri cubi (65% circa dell'import aggregato a livello mondiale), attingendo prevalentemente da carichi provenienti dall'Australia (per il 29%) e dal Medio Oriente (per il 27%). In aumento anche i carichi importati da parte dei paesi del Sud e Sud Est Asiatici (+10%), che vengono riforniti per la maggior parte da GNL proveniente dal bacino medio orientale.
- Hanno invece fatto registrare un lieve ribasso (-3%) i volumi giunti nei paesi Sud Europei, in contrapposizione al forte aumento delle importazioni del Nord Europa (+36%), area che, favorita dal rilassamento dei prezzi *spot* sui mercati asiatici, ha proseguito il *trend* di crescita anche nelle prime settimane del mese di aprile. Buona parte dei volumi diretti al Nord Europa (circa 300 Mmc) è stata inviata su base *spot* dall'impianto russo di Yamal (Novatek), situato nell'omonima penisola, ennesima dimostrazione dell'importanza strategica per l'impianto della rotta europea anche durante i mesi non invernali (Newsletter 217). Proprio il marcato utilizzo di tale rotta ha recentemente sollevato le preoccupazioni del colosso statale Gazprom, che vede nelle esportazioni di GNL operate dal *competitor* Novatek (già beneficiarie di una tassazione più vantaggiosa concessa dal governo), una minaccia alle proprie esportazioni via gasdotto e, di conseguenza, un ulteriore elemento di deterioramento per gli introiti dello Stato provenienti dalla vendita di gas.
- Sul fronte delle esportazioni, si segnalano la riduzione verso i mercati globali del GNL proveniente dall'Australia (-130 Mmc) e l'aumento di quello proveniente dagli Stati Uniti (oltre 400 Mmc), la cui quota di mercato nei paesi dell'Estremo Oriente è cresciuta considerevolmente rispetto al mese di febbraio (+69%) grazie a un maggior invio di carichi *spot*. Nei primi tre mesi del 2018, circa il 60% dei carichi provenienti dagli Stati Uniti sono approdati presso i porti di Cina e Sud Corea, paese che ha superato il Messico come primo compratore di GNL statunitense. La presenza di GNL americano è destinata ad aumentare anche nella regione del Sud e Sud Est Asiatico e specialmente in India, grazie all'avvio delle operazioni di fornitura riguardanti i contratti di lungo periodo che la controllata statale GAIL ha stipulato per l'acquisto di carichi provenienti sia dalla Louisiana, attraverso l'impianto di Sabine Pass (Cheniere Energy), sia dal Maryland, attraverso l'impianto di Cove Point (Dominion Energy).
- Aumento dell'*export* anche dal Qatar, che nelle prossime settimane sarà chiamato anche a rifornire (tramite un accordo di lungo periodo da oltre 3 Gmc/anno) la nuova unità di stoccaggio e rigassificazione flottante da 5 Gmc/anno (Excellence) attraverso cui il Bangladesh darà il via alle importazioni di GNL, in ottica di incrementare e favorire l'utilizzo di gas naturale per scopi termoelettrici.
- La fase di rilassamento dei prezzi del GNL sui mercati asiatici, conseguenza di una minore domanda derivante principalmente dalle miti temperature della stagione primaverile e dall'assenza di impellenze nel rifornimento degli stoccaggi, è perdurata anche durante il mese di marzo e ha influenzato al ribasso le quotazioni dell'indice L-MED, che nel confronto coi prezzi del gas al PSV (**Figura 1**) si è trovato nuovamente favorito. Le contingenze meteorologiche che hanno interessato il continente europeo fino alla fine del mese di marzo, la necessità di rifornire le infrastrutture di stoccaggio ampiamente utilizzate in inverno e il recente rialzo dei prezzi del Brent (stabilizzatisi attorno quota 70 \$/barile), sono alla base dell'aumento dei prezzi del gas naturale che ha determinato la divergenza nell'andamento delle curve *forward* prese a riferimento¹. L'effetto di queste contingenze ha portato ad accentuare, nel confronto tra i prezzi del GNL americano destinato all'Europa coi prezzi al TTF e il *netback* del gas su base *spot* asiatico (**Figura 2**), anche lo *spread* tra i valori delle contrattazioni a pronti sull'*hub* olandese e quelli del JKM *netback*, a partire dal mese di aprile. Pressoché invariate le quotazioni del gas sull'*Henry Hub* statunitense.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

¹ Le curve *forward* sono aggiornate al 23/04/2018

VOLUMI DI GNL SCAMBIATI PER AREA GEOGRAFICA - MARZO 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	0	258	0	79	0	0	780	362	0	0	1 480
Sud Europa	0	992	745	0	0	319	61	168	1 306	0	0	3 591
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	35	248	0	0	283
Nord America	0	0	0	0	0	121	0	82	0	0	0	203
Centro America	0	0	0	0	593	303	0	0	0	89	0	985
Sud America	0	0	0	0	92	423	0	0	0	0	0	514
Medioriente	0	90	101	93	90	87	0	0	102	0	0	563
Sud e Sud Est Asiatico	476	178	782	187	93	256	0	359	1 947	412	0	4 690
Estremo Oriente	6 722	0	820	277	1 612	172	189	1 826	6 346	5 154	91	23 210
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	87	0	0	0	0	81	85	0	0	253
Totale	7 198	1 260	2 794	557	2 559	1 680	250	3 332	10 396	5 655	91	

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

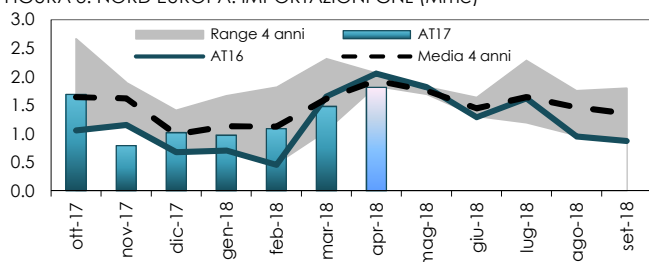


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

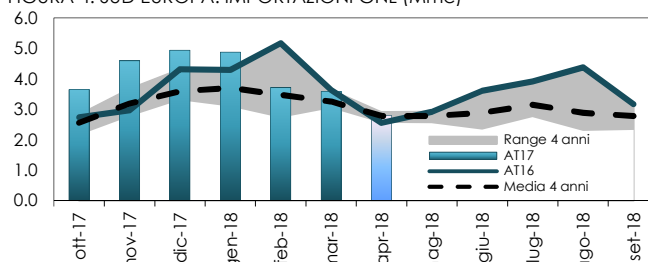


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

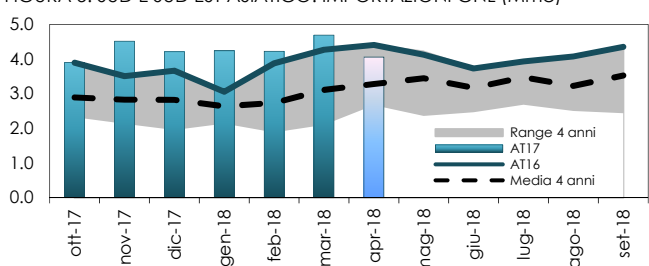
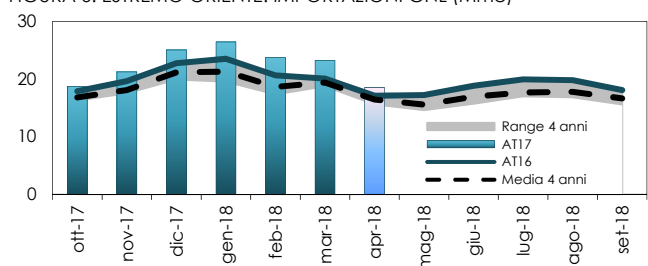


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

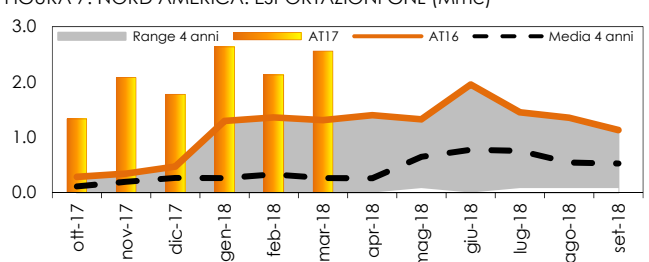


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

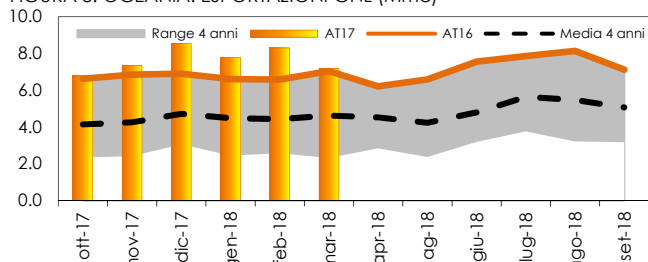


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

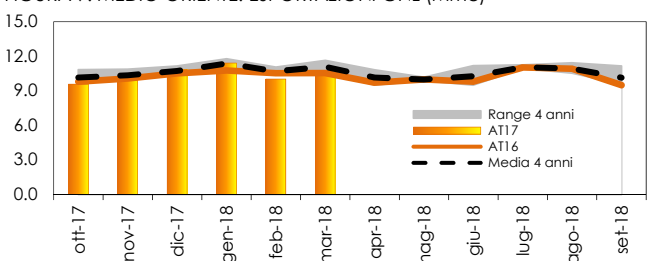
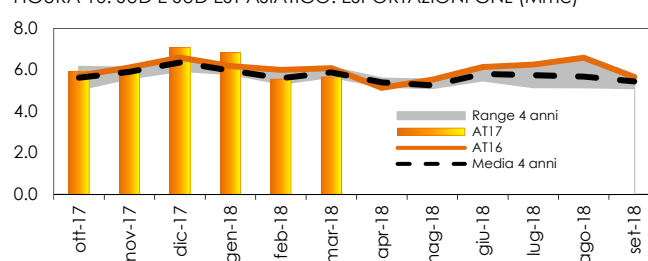


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



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

Newsletter - Osservatorio Energia

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

- A inizio aprile Italgas ha annunciato di aver concluso l'operazione d'acquisizione di Medea SpA, titolare della concessione per la distribuzione gas di Sassari con circa 13,000 clienti. La rete di distribuzione di Medea è attualmente alimentata a GPL e serve un bacino di circa 30,000 clienti con un'estensione di oltre 190 km. Il controvalore complessivo per la società è stato di 24.1 milioni di euro, di questi 8.2 corrispondono all'ammontare dei debiti societari assunti da Italgas, il rimanente è pari a quanto corrisposto per cassa. Con questa operazione e con quella d'acquisto di Ichnusa Gas SpA ([Newsletter 219](#)), Italgas espande la propria attività in Sardegna e si propone come *player* di primaria importanza nel processo di metanizzazione dell'isola.
- Al fine di soddisfare le richieste dell'Antitrust, 2i Rete Gas ha pubblicato a fine marzo due avvisi per la cessione delle attività negli ambiti di BARI 2 - SUD e FOGGIA 1 - NORD. Questi si riferiscono al 100% degli *asset* di Nedgia di cui 2i Rete Gas SpA ha preso controllo con l'acquisto di questa compagnia da Gas Natural Fenosa ([Newsletter 218](#)). A fine febbraio 2018, ha avuto luogo l'Assemblea dei Sindaci dei Comuni appartenenti all'Atem FOGGIA 1 - NORD riguardo la procedura per la gara d'Atem. Ci si attende la conclusione della fase istruttoria entro la prossima estate ([Newsletter 219](#)).
- Amgas Spa, municipalizzata controllata dal Comune di Foggia, ha pubblicato un avviso di procedura aperta per la selezione di un investitore finanziario in grado di apportare capitali fino a un massimo di 300 milioni di euro per l'acquisto delle reti di 2i Rete Gas SpA e per la partecipazione alle future gare di ambito della Regione Puglia, in via prioritaria negli Atem FOGGIA 1, FOGGIA 2, BARI 1 e BARI 2. Il termine per la presentazione delle offerte è fissato per l'8 maggio.

ASSET DI 2i RETE GAS IN VENDITA

	FOGGIA 1	BARI 2
Numero PDR	25.851	40.763
Estensione della rete in km	242,5	301,88
Concessioni	Chieuti, Lesina, San Severo, Sarracapriola, Torremaggiore	Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano, Valenzano
Dipendenti con obbligo di assunzione da parte dell'acquirente	13	20
Valore netto al 31/12/2017	€ 12.914.737,19	€12.787.027,06
Termine per la presentazione di offerte non vincolanti	13/4/2018, ore 12.00	13/4/2018, ore 12.00
Periodi per l'ispezione degli impianti e accesso alla data room	20/4/2018-21/5/2018	20/4/2018-21/5/2018
Termine per la presentazione di offerte vincolanti	21/5/2018, ore 12.00	21/5/2018, ore 12.00
Invio ad ARERA delle offerte vincolanti	Entro 5 giorni da quanto l'offerta è ricevuta	Entro 5 giorni da quanto l'offerta è ricevuta
Termine di valutazione delle offerte da parte di ARERA	15 giorni	15 giorni
Inizio del processo di handover	Entro 30 giorni dalla comunicazione di positiva valutazione da parte di ARERA	Entro 30 giorni dalla comunicazione di positiva valutazione da parte di ARERA

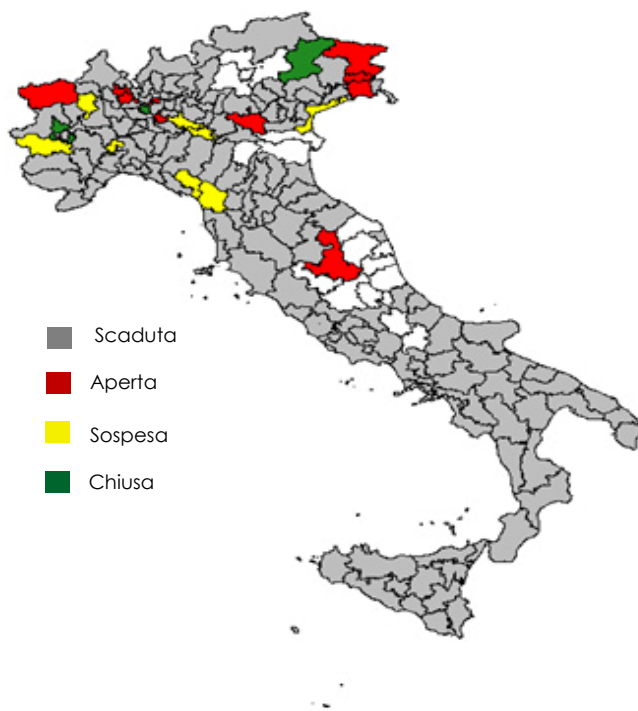
BANDI DI GARA

- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'Atem di MONZA E BRIANZA 1 EST è stato spostato al 30/10/2018. L'Atem MONZA E BRIANZA 1 EST comprende 20 Comuni e ospita circa 122 mila PDR, una rete di circa 890 Km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 di circa 64 milioni di euro. Acsm-Agam SpA, operatore al centro del progetto della nuova *multiutility* lombarda ([Newsletter 219](#)), è il gruppo che controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PDR nell'Atem. Italgas è il secondo operatore con una quota rilevante del circa 29% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 12%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'Atem di VERONA 2 è stato posticipato di un anno, ovvero al 30/6/2019. L'Atem VERONA 2 comprende 51 Comuni e ospita circa 150 mila PDR, una rete di circa 2,780 Km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 di circa 89 milioni di euro. Brimco Srl è l'operatore *leader* con circa il 33% del mercato, seguita da 2i Rete Gas con il 19% e Rete Morenica Srl con il 17.5%. Erogasmet, SGL Multiservizi e Gruppo Energei hanno ciascuno una quota pari a circa il 7% del mercato.

- A fine marzo 2018 è stato pubblicato il bando per l'Atem VALLE D'AOSTA a opera dell'ente appaltante Comune di Aosta. Il termine per le offerte è il 1/10/2018. L'Atem contiene circa 20,000 PDR e il valore della RAB è pari a 41 milioni di euro. Italgas è l'unico operatore e controlla il 100% del mercato.
- ARERA ha presentato, con la propria [Deliberazione 906/2017/R/Gas](#) del 27/12/2017 (pubblicata l'11 Aprile 2018), il risultato della propria analisi del bando per la distribuzione gas nell'Atem VALLE D'AOSTA.

L'Autorità rimarca la presenza di elementi di incertezza che potrebbero impedire la corretta e completa valutazione della profittabilità degli investimenti da parte dei soggetti che intendano partecipare alla gara. In particolare, ha espresso le proprie considerazioni riguardo all'opportunità che i valori di VIR e RAB siano aggiornati con lo stesso momento temporale come riferimento, riguardo al piano di sviluppo dell'impianto, alla ripartizione dei punteggi tra le condizioni economiche, alla determinazione degli elementi usati per l'analisi costi-benefici, alle condizioni minime di sviluppo e il contratto di servizio.

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	●	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	31/05/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		28/06/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
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	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019		MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2018		BASSA	●	●	●	●	●

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	-		BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 22/02/2018

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	81 526	78 962	3.2%
Produzione netta	68 694	71 581	-4.0%
- Termoelettrico	48 817	52 557	-7.1%
- Rinnovabili**	19 877	19 024	7.3%
Saldo estero	13 533	9 206	47.0%

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

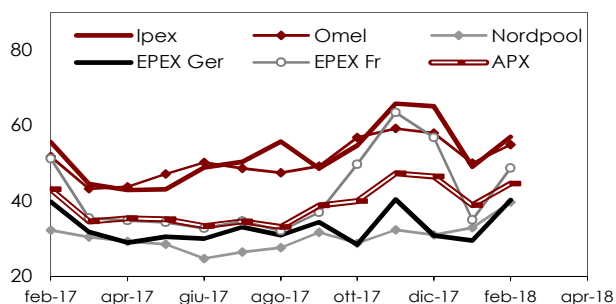
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	4.7	4.6	3.4%	8.5	8.3	2.2%
Termoelettrico	7.2	7.9	-9.5%	14.2	15.7	-9.4%
Distribuzione	17.0	15.6	8.7%	28.2	25.3	11.3%
Altro	0.7	0.7	7.5%	1.3	1.1	13.5%
Totale	29.6	28.8	2.8%	52.2	50.5	3.4%

Valori cumulati al 22/04/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

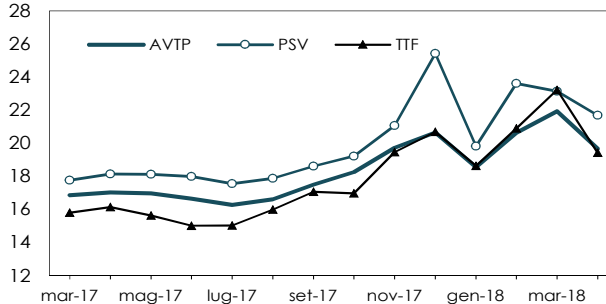
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 24/04/2018

Fonte: Borse Europee

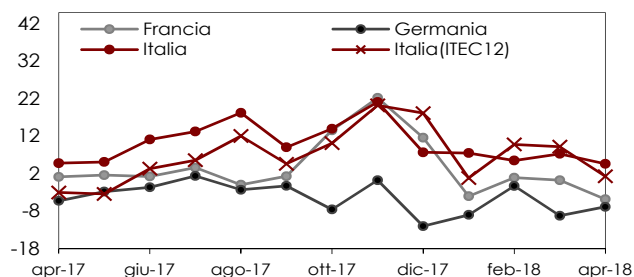
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/04/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

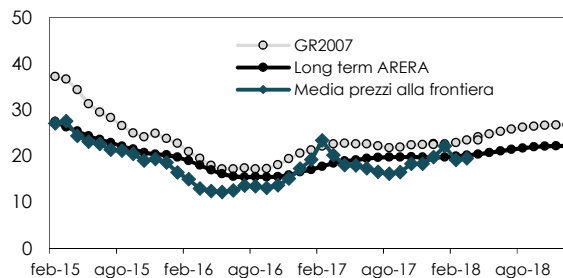
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 23/04/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

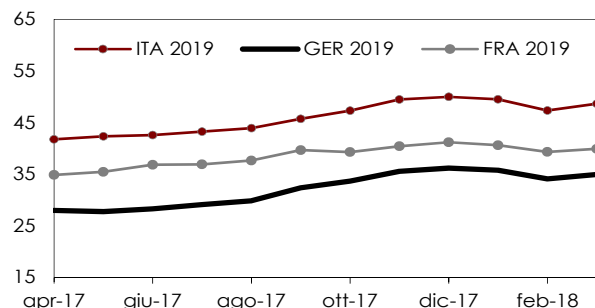
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 20/04/2018

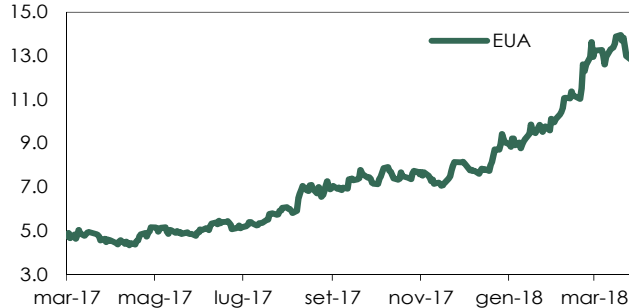
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/04/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



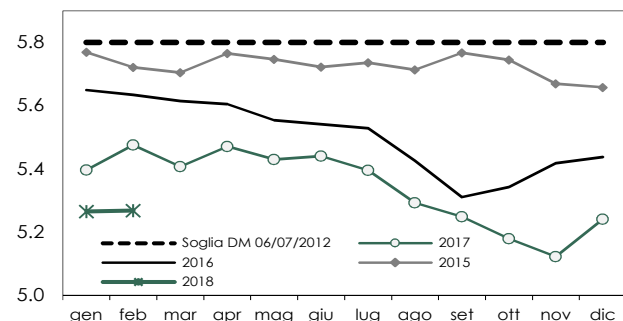
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 23/04/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINNOVABILI

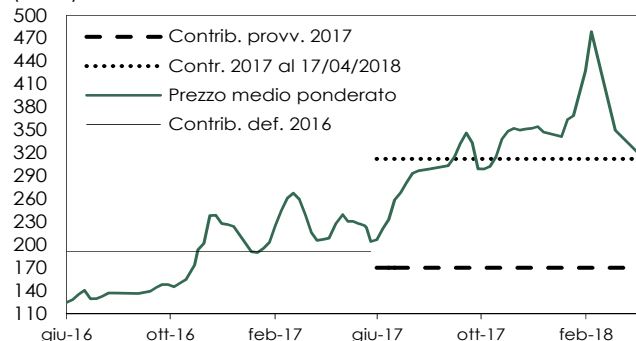
Costo cumulato annuo (miliardi di euro)



Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

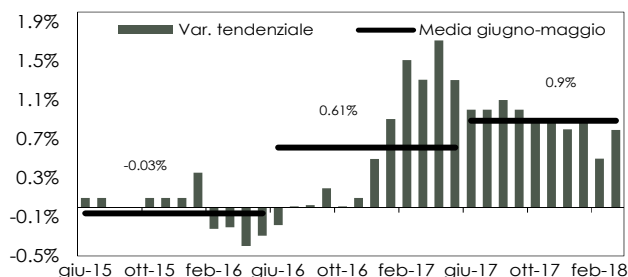
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

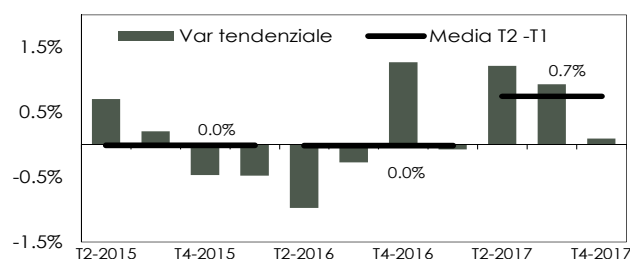


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato marzo 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2017

Edizione dati Istat: aprile 2018

Fonte: Istat

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

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.55	9.33	10.02	8.32
Costi infrastrutture e UC	4.22	4.31	3.87	3.87
Oneri generali di sistema	3.36	3.36	4.05	4.26
Totale - tasse escluse	17.12	17.00	17.94	16.45

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

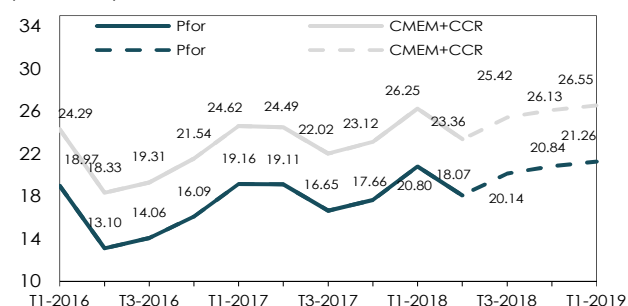
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.62	8.47	7.51	6.47
Costi infrastrutture e UC	3.20	3.29	2.76	2.76
Oneri generali di sistema	6.86	6.86	7.16	7.47
Totale - tasse escluse	18.68	18.63	17.44	16.71

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 23/04/2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

Componente	III 2017	IV 2017	I 2018	II 2018
Approvvig. e vendita	27.65	28.74	31.33	28.44
Costi di trasporto	3.32	4.12	4.55	3.73
Costi di distribuzione	8.99	8.99	9.21	9.21
Oneri generali di sistema	2.96	2.73	2.62	2.62
Totale - tasse escluse	42.91	44.58	47.71	44.01

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

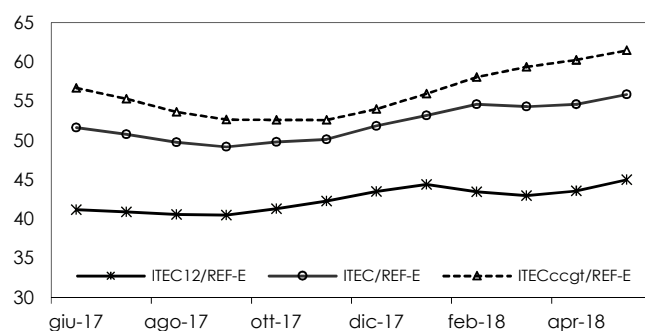
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 43.59 €/MWh, in aumento dell'1.4% sul dato di marzo (42.99 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di marzo, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 54.61 €/MWh, in aumento dello 0.6% sul valore consuntivo di marzo (pari a 54.31 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 60.26 €/MWh, in rialzo del 1.5% rispetto al consuntivo del mese precedente (59.37 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di marzo.

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 23 aprile, è pari a 45.01 €/MWh, in aumento del 3.3% rispetto al consuntivo di aprile. I valori *forward* per il mese di maggio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 23 aprile, sono pari a 55.86 €/MWh e 61.46 €/MWh, il primo in aumento del 2%, mentre il secondo del 2.3% rispetto al consuntivo di aprile.

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



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
giu-17	41.21	51.63	56.68
lug-17	40.90	50.80	55.29
ago-17	40.59	49.78	53.62
set-17	40.51	49.19	52.65
ott-17	41.33	49.81	52.63
nov-17	42.31	50.16	52.61
dic-17	43.53	51.84	53.99
gen-18	44.40	53.18	55.96
feb-18	43.49	54.63	58.06
mar-18	42.99	54.31	59.37
apr-18	43.59	54.61	60.26
mag-18	45.01	55.86	61.46

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 23/04/2018. 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.

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

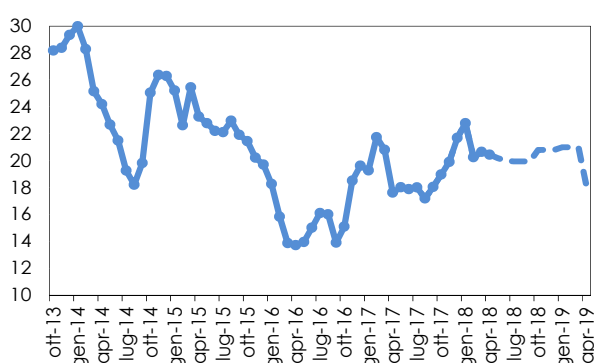
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2018 è pari a 20.45 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 20.53 €/MWh e 20.26 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna ad aprile 2018 è diminuita dell'1% rispetto a quella per le consegne di marzo 2018, ma maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (17.62 €/MWh). Il volume complessivo transato (4,694 MW) è diminuito del 56% rispetto all'aprile scorso, così come il numero di transazioni registrate (137 contro 325).

Al 24 aprile, gli scambi del prodotto con consegna a maggio 2018, relativi a un campione di 239 operazioni e un volume totale scambiato di 7,328 MW, indicano un prezzo di 21.18 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna ad aprile (+3.5%).

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