



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, Anigas, Axpo Italia SpA, Banca IMI SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel Italia SpA, EP Produzione SpA, Erg SpA, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia 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

MERCATO ELETTRICO

- Una nuova curva di domanda per il *capacity market* italiano

Di recente Terna ha posto in consultazione una metodologia semplificata per la costruzione della curva di domanda per area, relativamente al meccanismo di capacity market di prossima implementazione. La nuova metodologia mira a un maggiore controllo del livello di affidabilità del sistema: la misura della probabilità di perdita del carico (LOLE) non sembra tuttavia essere sufficiente, poiché non quantifica l'effettivo livello di energia non fornita e di conseguenza non valuta la sostenibilità per il sistema dei costi necessari a raggiungere l'adequazione. Tra gli aspetti positivi invece c'è il superamento della limitazione del precedente approccio per aree, che poteva portare a una sottostima del fabbisogno complessivo di capacità.

pag. 3

- Serie di interventi per i consumatori non domestici legati al procedere delle trattative sugli Aiuti di Stato

Nel corso degli ultimi mesi il Governo e l'Autorità hanno emanato una serie di provvedimenti che consentono di sbloccare l'erogazione delle agevolazioni agli energivori, che ampliano le tempistiche per l'adeguamento delle RIU alla disciplina del TISDC e per l'implementazione della riforma degli OGS a carico dei consumatori non domestici prevista dal Milleproroghe 2015 e che spostano l'applicazione dei corrispettivi variabili degli OGS dai consumi ai soli prelievi di energia dalla rete. Questi provvedimenti vanno di pari passo con le trattative tra Governo e Commissione Europea sul processo di valutazione della legittimità degli Aiuti di Stato sul costo dell'energia per i consumatori industriali, che sembrano ormai giunte a uno stadio avanzato, anche se l'accordo definitivo potrebbe richiedere ancora qualche tempo. Infatti, tutti gli interventi mirano in qualche modo a sanare elementi di potenziale contrasto con la disciplina delineata nelle linee guida comunitarie sugli aiuti di Stato o sembrano il frutto del raggiungimento di un accordo tra Governo e Commissione.

pag. 6

GAS NATURALE

- Il mercato gas a quattro mesi dall'avvio del nuovo regime di bilanciamento

Nonostante i molti elementi innovativi e la liquidità crescente, il potenziale del mercato di bilanciamento sembra, a quattro mesi dal suo avvio, ancora largamente inespresso, con possibili margini di miglioramento dei segnali di prezzo. La strada del confronto tra RDB e shipper, avviata con una serie di incontri, sembra quella giusta anche per suggerire possibili evoluzioni del ruolo del RDB stesso.

pag. 12

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Confermate le offerte di Unareti (gruppo A2A) e 2i Rete Gas per Milano I. Ancora rinvii dei termini di alcuni dei bandi già pubblicati.

pag. 15

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 17

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 18

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Andrea Coletta, Roberta
d'Alessandro, Michele Dalena,
Federica Davò, Pablo Ángel
Escribano Martín, Tommaso Franci,
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,
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**.

NEWS

Prossime pubblicazioni

- Working paper "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15, in fase di pubblicazione

Ultime pubblicazioni

- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, Febbraio 2017
- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016

MERCATO ELETTRICO

UNA NUOVA CURVA DI DOMANDA PER IL CAPACITY MARKET ITALIANO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Consultazione Terna "Mercato della Capacità - Criteri per la definizione di curve di domanda per Area, lineari a tratti, funzione di specifici valori di LOLE" del 31/01/2017
- DCO 7/3/2016/R/ee
- Report EC "Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market"

ARTICOLI CORRELATI

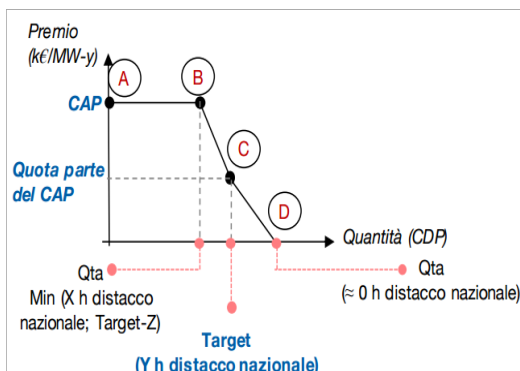
- [Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)

Di recente Terna ha posto in consultazione una metodologia semplificata per la costruzione della curva di domanda per area, relativamente al meccanismo di capacity market di prossima implementazione. La nuova metodologia mira a un maggiore controllo del livello di affidabilità del sistema: la misura della probabilità di perdita del carico (LOLE) non sembra tuttavia essere sufficiente, poiché non quantifica l'effettivo livello di energia non fornita e di conseguenza non valuta la sostenibilità per il sistema dei costi necessari a raggiungere l'adeguatezza¹. Tra gli aspetti positivi invece c'è il superamento della limitazione del precedente approccio per aree, che poteva portare a una sottostima del fabbisogno complessivo di capacità.

LA NUOVA METODOLOGIA SI BASA SUL LOLE

Le nuove curve di domanda per area saranno costruite come interpolazione lineare di quattro punti, che esprimono il premio che Terna è disposta a pagare per approvvigionare quattro diversi livelli di capacità, corrispondenti a diversi livelli di adeguatezza del sistema. Infatti, a ogni livello di capacità disponibile in probabilità (CDP) corrisponde un numero di ore/anno in cui, in un'ottica di lungo termine, diventa statisticamente significativa la probabilità di perdita del carico (LOLE, *loss of load expectation*) (**Figura 1**).

FIGURA 1. CURVA DI DOMANDA PER IL CAPACITY MARKET



Fonte: Terna

Il punto A si ha in corrispondenza di CDP nulla, cui viene assegnato un premio pari al *cap*, indicato dall'Autorità a 75,000 euro/MW/anno nel DCO 713/16. Il punto D corrisponde al livello di CDP minima che garantisce un LOLE nazionale nullo: a questo livello di CDP viene assegnato un premio pari a zero, coerentemente a quanto indicato dalle linee guida europee.

Il punto C è collocato sul livello di CDP che garantisce un LOLE uguale a un *target* di adeguatezza che verrà fissato a livello nazionale; tale standard si situa in un *range* solitamente compreso tra le 3 e le 8 ore, nei diversi Paesi europei. Il premio pagato a questa capacità non viene ancora definito, ma viene messo in relazione con i costi fissi evitabili della capacità esistente.

Il punto B, con un premio nuovamente situato al *cap*, corrisponde a una capacità che garantisce un obiettivo secondario di LOLE, meno stringente di quello *target*, e derivante dall'esclusione di uno o più gruppi di generazione in più rispetto al punto C.

VIENE CONSIDERATA L'AFFIDABILITÀ AL POSTO DEI COSTI PER IL SISTEMA

LA PRINCIPALE DIFFERENZA RISPETTO ALLA METODOLOGIA ORIGINALE È INNAZITUTTO NELL'APPROCCIO

La metodologia originale era basata sul calcolo del costo per il sistema di coprire la propria domanda per diversi livelli di capacità disponibile: Terna determinava il livello di capacità che era ottimale approvvigionare in corrispondenza di qualsiasi livello di premio, valutando il costo di acquistare capacità tramite il meccanismo di mercato e il costo di approvvigionare l'energia sui mercati *spot*, che includeva anche l'eventuale valore dell'energia non fornita (VENF). In questo modo, veniva effettuata una valutazione economica della capacità da acquistare nel *capacity market* rispetto al costo da sopportare per il distacco di carico: non vi era quindi un livello minimo di adeguatezza garantito, ma un certo livello di distacco poteva essere "economicamente accettabile" all'aumentare del premio da riconoscere alla capacità contrattualizzata. Inoltre, per la nuova capacità si sarebbe speso al massimo il costo evitato da energia non fornita.

La nuova metodologia, invece, fissando un livello di LOLE *target* (primario e secondario) definisce esplicitamente qual è lo standard di adeguatezza da considerare: viene quindi direttamente valutata l'affidabilità del sistema, indipendentemente dal

¹ Come indicato nelle *recommendations* della Commissione Europea, nel report "Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market".

costo necessario a garantirla. Infatti, il LOLE indica semplicemente il numero di ore in cui è probabile un distacco di carico, senza misurare il volume di energia non fornita nei casi di distacco e senza darne una valorizzazione economica. Un distacco da 1 MW in un'ora, dal punto di vista del LOLE, è tanto accettabile (o inaccettabile) quanto un distacco da 100 MW.

Un possibile dubbio riguarda il ruolo della capacità interrompibile: la probabilità di avere un distacco di carico viene calcolata solo rispetto alla capacità di generazione e senza considerare il possibile ricorso all'interrompibilità oppure a valle anche dell'utilizzo dei consumi interrompibili? La prima sembra l'ipotesi più accettabile, in quanto coerente con il ruolo di "ultima istanza" della capacità interrompibile, che interviene laddove non si è riusciti a garantire una piena copertura del carico, evitando la possibilità di *black out* del sistema.

LA DISTRIBUZIONE ZONALE DELLA DOMANDA PUÒ CAMBIARE

La metodologia originale si poneva l'obiettivo di minimizzare i costi per il sistema, pertanto considerava un utilizzo massimo delle capacità di transito tra le aree, approvvigionando capacità secondo un ordine di merito economico a livello nazionale e massimizzando il mutuo soccorso fra le aree. Era perciò eliminata la capacità di generazione più costosa, anche se si trovava nelle zone più inadeguate (ovvero con meno capacità di generazione interna rispetto alla domanda): la distribuzione della domanda di capacità rispecchiava quindi la distribuzione attuale della capacità installata e necessaria alla copertura del carico, compatibilmente con i vincoli di transito zonali. Inoltre, la massimizzazione del mutuo soccorso dalle zone limitrofe poteva portare a una sovrastima del livello di capacità eliminabile in ogni area, non tenendo conto della possibile contemporaneità delle situazioni critiche nel sistema, sottostimando così la capacità necessaria all'adeguatezza complessiva.

Con la nuova metodologia, invece, che fissa un *target* di LOLE a livello nazionale, è necessario che ogni area contribuisca all'adeguatezza del sistema, indipendentemente dal potenziale costo della capacità che si trova in quell'area. È quindi scartata prima la capacità che si trova in un'area che presenta già un eccesso di capacità rispetto alla domanda, anche se potenzialmente più conveniente per coprire il carico di altre zone. La distribuzione della domanda di capacità sarà quindi più in linea con la distribuzione della domanda di energia: ciò potrebbe spingere a una redistribuzione della capacità installata, incentivando nuovi investimenti in capacità produttiva nelle aree con carenze di capacità interna e dismissioni nelle aree con maggior *overcapacity*.

LA CDP TARGET DIPENDE DALLO SCENARIO ASSUNTO

La capacità necessaria a garantire un determinato livello di LOLE dipende ovviamente dallo scenario di evoluzione del mercato che verrà assunto da Terna, in particolare dalle assunzioni sul carico, sulla capacità di generazione disponibile (compresa quella rinnovabile incentivata, che quindi non partecipa al meccanismo di *capacity market*) e sui limiti di transito. Terna propone di considerare diverse condizioni possibili di scenario, con un approccio di tipo Monte Carlo, al fine di ottenere una convergenza della probabilità di distacco del carico. Una valutazione tanto più accurata sarà possibile quanto più alto è il numero di situazioni analizzate e quanto più la selezione di queste situazioni copre la distribuzione di probabilità di accadimento dello scenario. Non trascurabile è sicuramente l'ipotesi che Terna prenderà in considerazione relativamente al contributo estero: un'ipotesi più conservativa, in linea con quanto accaduto negli ultimi mesi, potrebbe essere più affidabile dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema interno, ma sposterà sicuramente la curva di domanda, rispetto a un'ipotesi basata su una profondità storica più ampia, aumentando la CDP richiesta e quindi anche il costo complessivo per il sistema.

IL PREMIO NEL PUNTO CENTRALE SARÀ DECISIVO PER LA PARTECIPAZIONE AL CAPACITY MARKET

Un'altra questione rilevante è il livello di premio che sarà riconosciuto alla CDP che garantisce un LOLE uguale al *target* di adeguatezza fissato, in quanto deve rendere sostenibile la partecipazione della capacità al meccanismo di *capacity market*.

Il meccanismo di *capacity market* italiano si discosta da quelli in altri Paesi europei, in

quanto è l'unico che si basa su un meccanismo di opzione, con un corrispondente *strike price*, che ha impatto sui margini ottenibili dagli operatori sui mercati *spot*: lo *strike price* annulla i margini sui costi variabili ottenuti dalla tecnologia di punta. Pertanto, il premio ottenibile dal *capacity market* dovrebbe essere quantomeno in grado di coprire i costi fissi della tecnologia di punta.

Per esempio, nel meccanismo inglese, simile a quello italiano nello svolgimento ad asta e nella costruzione della curva di domanda, tale premio è stato calcolato sulla base del costo operativo pieno del nuovo entrante, identificato con un impianto a ciclo combinato, al netto dei risultati sui mercati (NET CONE).

Potrebbe essere quindi disincentivante la partecipazione degli operatori considerare solo la quota parte di costi evitabili, che comunque rappresenta il costo opportunità di mettere l'impianto in conservazione, rispetto a contrattualizzare la capacità e garantirne la disponibilità nell'anno di *delivery*.

SERIE DI INTERVENTI PER I CONSUMATORI NON DOMESTICI LEGATI AL PROCEDERE DELLE TRATTATIVE SUGLI AIUTI DI STATO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Segnalazione 20/2017/I/eel](#)
- [Decreto Legge 244/2016](#)
- [Delibera 801/2016/R/eel](#)
- [Delibera 788/2016/R/eel](#)
- [Delibera 677/2016/R/eel](#)
- [DCO 653/2016/R/eel](#)
- [DCO 255/2016/R/eel](#)
- [Delibera 539/2015/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Perché la riforma degli oneri generali di sistema elettrico?](#) (Newsletter 200)
- [Politica industriale: a rischio le misure a riduzione del costo dell'elettricità](#) (Newsletter 198)

TAG
electricity

Nel corso degli ultimi mesi il Governo e l'Autorità¹ hanno emanato una serie di provvedimenti che consentono di sbloccare l'erogazione delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica (più brevemente, "energivori"), che ampliano le tempistiche per l'adeguamento delle RIU alla disciplina del testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) e per l'implementazione della riforma degli oneri generali di sistema (OGS) a carico dei consumatori non domestici prevista dal Milleproroghe 2015 e che spostano l'applicazione dei corrispettivi variabili degli OGS dai consumi ai soli prelievi di energia dalla rete. Questi provvedimenti vanno di pari passo con le trattative tra Governo Italiano e Commissione Europea (CE) sul processo di valutazione della legittimità degli Aiuti di Stato sul costo dell'energia per i consumatori industriali, che sembrano ormai giunte a uno stadio avanzato, anche se l'accordo definitivo (che include la definizione del Piano nazionale di adeguamento alla disciplina comunitaria) potrebbe richiedere ancora qualche tempo. Infatti, tutti gli interventi mirano in qualche modo a sanare elementi di potenziale contrasto con la disciplina delineata nelle linee guida comunitarie sugli Aiuti di Stato o sembrano il frutto del raggiungimento di un accordo tra Governo italiano e CE. In questo filone di provvedimenti si inserisce anche il documento di consultazione dell'Autorità che solleva il problema dei clienti nascosti, che tipicamente condividono illegittimamente un POD o sono a un altro punto di prelievo, ai quali si richiede la partecipazione agli oneri tariffari al pari degli altri punti di prelievo. Questo aspetto, come gli altri prima citati, avrà sicuramente l'effetto di una redistribuzione degli oneri tra consumatori finali di elettricità, non solo nel settore non domestico.

PASSI IN AVANTI PER LE AGEVOLAZIONI AGLI ENERGIVORI

L'erogazione delle agevolazioni sugli OGS per le imprese energivore è rimasta a lungo sospesa dall'Autorità, in ottemperanza all'obbligo di *standstill*, in attesa che il processo di valutazione del meccanismo da parte della CE consentisse di chiarire i casi di illegittimità di tali aiuti², dato che le definizioni di impresa energivora nella normativa nazionale (Decreto 5 aprile 2013 e atti ministeriali successivi) e comunitaria (Linee guida³) non sono coincidenti. Lo sblocco dell'erogazione delle agevolazioni per il periodo luglio-dicembre 2013 e per l'anno 2014 e l'avvio delle procedure per la costituzione dell'elenco delle imprese energivore valido per il 2015 disposti dall'Autorità alla fine dell'anno scorso (rispettivamente, attraverso le delibere 677/2016 e 801/2016) sono quindi stati resi possibili dai notevoli passi in avanti nel frattempo compiuti nell'ambito delle trattative tra Governo italiano e CE. D'altra parte, sebbene non siano ancora disponibili documenti ufficiali, è la stessa Autorità che nei suoi provvedimenti ha precisato che è stato raggiunto un accordo tra il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e la DG Competition per erogare le agevolazioni per gli anni 2013-2015 nel più breve tempo possibile, purché ciò avvenga nei limiti discussi e verificati con la CE.

COSA PREVEDE LA DISCIPLINA COMUNITARIA BASE

Si ricorda che le linee guida comunitarie consentono agli Stati membri di erogare agevolazioni alle imprese energivore sotto forma di riduzione dei costi associati all'incentivazione della generazione di energia da fonti rinnovabili purché siano applicati specifici criteri di ammissibilità e proporzionalità. In particolare:

- le imprese devono essere attive in specifici settori ammissibili⁴ o, se non attive in questi settori, devono essere caratterizzate da un'intensità elettrica di almeno il 20% del valore aggiunto lordo (VAL) e operare in un settore caratterizzato da un'intensità

¹ Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico.

² In attesa del compimento del processo di valutazione, nel caso di agevolazioni già erogate, il rischio di restituzione degli aiuti non dovuti è stato coperto attraverso l'obbligo di presentazione di garanzie fideiussorie.

³ Comunicazione CE 2014/C 200/01, Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia e dell'ambiente 2014-2020.

⁴ Questi settori sono indicati nell'Allegato 3 delle linee guida comunitarie.

degli scambi di almeno il 4% a livello UE⁵

- l'aiuto deve essere parziale, ovvero deve essere lasciata almeno una parte del contributo a carico dei beneficiari, in modo tale da rispettare il principio di proporzionalità della misura rispetto alle finalità perseguite.

A sua volta, il principio di proporzionalità può essere ritenuto rispettato nella misura in cui i beneficiari degli aiuti versino un contributo di almeno il 15% rispetto ai costi associati al finanziamento delle fonti di energia rinnovabile al lordo degli sgravi ricevuti⁶.

Gli Stati membri devono applicare i criteri di ammissibilità e proporzionalità entro il 1 gennaio 2019. Gli aiuti concessi con riferimento al periodo precedente (dal 2011 al 2018) possono essere dichiarati compatibili con il mercato interno nella misura in cui viene attuato un Piano nazionale di adeguamento che preveda un adeguamento progressivo entro il 2019 ai criteri fissati dalle linee guida.

Inoltre, la *grandfathering clause* prevede che gli aiuti a imprese non ammissibili a riceverli, concessi prima della data di applicazione delle linee guida europee (ossia luglio 2014), possono essere dichiarati compatibili, purché il Piano nazionale di adeguamento preveda un contributo di almeno il 20% dell'onere, da raggiungere in maniera progressiva entro il 1 gennaio 2019.

I CRITERI DI APPLICAZIONE DELLE LINEE GUIDA COMUNITARIE IN ITALIA

Con riferimento alle agevolazioni agli energivori per il periodo luglio 2013 – dicembre 2015, dai *considerata* delle delibere dell'Autorità emerge che il Governo e la CE hanno condiviso i seguenti criteri operativi al fine di consentirne l'erogazione:

- le agevolazioni sono calcolate con riferimento a tutti gli OGS, coerentemente con la normativa nazionale vigente (quindi non limitatamente alla componente A3 a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili)
- prima dell'approvazione finale della CE deve essere verificata l'assenza di sovracompensozioni delle imprese energivore utilizzando il perimetro degli oneri scontabili relativo alle fonti rinnovabili in senso stretto (la sovracompensozione potrebbe infatti derivare dall'eventuale sovrapposizione del sistema a scaglioni regressivi delle componenti A su tutti i grandi consumatori di energia e delle agevolazioni concesse agli energivori sulle stesse componenti)
- l'erogazione delle agevolazioni resta sospesa se la verifica dovesse evidenziare una eventuale sovracompensozione con riferimento agli aiuti percepiti dal 2011 fino a termine del periodo previsto dal Piano di adeguamento, le imprese incluse nell'elenco energivori 2014 sono trattate come beneficiarie di un aiuto concesso prima dell'entrata in vigore delle linee guida comunitarie (ossia sono incluse nell'ambito di applicazione della *grandfathering clause*).

Coerentemente con questi criteri operativi, l'Autorità ha previsto che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) possa procedere all'erogazione delle agevolazioni per il semestre luglio-dicembre 2013 e per l'anno 2014 a tutte le imprese riconosciute energivore, escluse quelle potenzialmente soggette alla restituzione di eventuali sovracompensozioni, per le quali le agevolazioni resteranno pertanto vincolate presso CSEA (identificate con tutte le imprese che anche solo in uno tra gli anni 2013 e 2014 erano titolari di punti di prelievo in AT e AAT con consumi superiori a 150 GWh/anno e con altre imprese singolarmente individuate da CSEA in seguito a verifiche). In conseguenza dello sblocco dell'erogazione delle agevolazioni, l'Autorità ha ritenuto opportuno sospendere l'azzeramento della componente tariffaria AE (a copertura delle agevolazioni energivori) disposto per tutto il 2016 a carico di tutti i consumatori finali non beneficiari delle agevolazioni, dimensionando il valore di tale componente per il primo trimestre 2017 al fine di ottenere un gettito in linea con quello assicurato con le aliquote in vigore nel quarto trimestre 2015 (delibera 814/2016).

⁵ Per contro, secondo la normativa nazionale, sono definite imprese energivore quelle che nell'anno di riferimento: hanno consumato almeno 2.4 GWh di energia elettrica, presentano un rapporto tra costo dell'energia elettrica utilizzata nell'ambito della propria attività e valore del fatturato non inferiore al 2%, sono connesse in MT, AT o AAT e svolgono attività manifatturiera.

⁶ Gli Stati membri possono comunque limitare laddove necessario l'entità di questo contributo a carico delle imprese energivore fino al 4% del loro VAL o fino allo 0.5% del loro VAL nei casi di intensità elettrica di almeno il 20% del VAL stesso.

Estendendo le valutazioni anche agli anni successivi al 2015 e assumendo che l'accordo tra Stato italiano e CE confermi sostanzialmente i contenuti delle linee guida comunitarie, il Piano nazionale di adeguamento⁷ potrebbe portare a individuare tre casi in cui fare ricadere le imprese energivore italiane:

- le imprese che possono essere definite energivore sulla base sia della normativa nazionale, che della normativa comunitaria, le quali dal 2019 dovranno versare almeno il 15% degli oneri dovuti
- le imprese che possono essere definite energivore sulla base della sola normativa nazionale e riconosciute energivore in Italia entro il 2014, le quali dal 2019 dovranno versare almeno il 20% degli oneri dovuti, in applicazione della *grandfathering clause*
- le imprese che possono essere definite energivore sulla base della sola normativa nazionale e riconosciute energivore in Italia solo dal 2015, le quali dal 2019 saranno tenute a versare gli interi oneri dovuti.

PER L'ELENCO ENERGIVORI 2015 RICHISTI I DATI SUL VAL

Le disposizioni date dall'Autorità a CSEA per avviare il processo di raccolta delle informazioni necessarie ai fini della costituzione dell'elenco delle imprese energivore valido per il 2015 forniscono ulteriori indicazioni sui possibili contenuti dell'accordo tra Governo italiano e CE. Diversamente dal passato, tra queste informazioni le imprese energivore saranno infatti tenute a riportare anche i dati sul VAL da esse registrati dal 2011 al 2015. Si ricorda che il VAL rientra nella formula di calcolo dell'indice di intensità elettrica prevista dalle linee guida comunitarie, ma non nella formula adottata dal MSE con il decreto 5 aprile 2013, che invece faceva riferimento al fatturato. Non è chiaro se la scelta di effettuare tale raccolta dati risponda alla volontà di modificare il criterio adottato a livello nazionale ai fini dell'individuazione delle imprese energivore, per allinearla alla formula indicata nelle linee guida, ma l'Autorità si limita a specificare che la raccolta è svolta ai fini delle verifiche previste dalle linee guida comunitarie e dell'applicazione dell'atteso Piano di adeguamento in esito al procedimento di verifica della CE.

MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DELLE RIU

A fine dicembre scorso l'Autorità ha anche introdotto alcune modifiche (delibera 788/2016) alla disciplina dei SDC, e conseguentemente a quella dei SSPC⁸, che concedono ai gestori delle RIU maggiore tempo e opportunità per trasformare la propria rete in una configurazione più semplice o per adeguarsi alla disciplina dei SDC definita nella delibera 539/2015 (che prevede l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento anche sugli autoconsumi e l'equiparazione del gestore del SDC a un DSO). L'Autorità in particolare:

- rinvia dal 1 gennaio 2017 al 1 ottobre 2017 l'entrata in vigore del TISDC allegato alla delibera 539/2015
- introduce, nell'ambito dei SSPC, la nuova categoria dei SEESEU-D, a cui possono accedere i sistemi attualmente qualificati come RIU e caratterizzati dalla presenza di un unico produttore e un unico cliente finale, i quali entrambi possono essere riconducibili a una persona giuridica unica o un insieme di società parte dello stesso gruppo (il SEESEU-D si differenzia dalla già esistente categoria dei SEESEU-A, per la quale è richiesta la presenza di società riconducibili al medesimo gruppo societario che assumono la qualifica di cliente finale e di produttore), specificando che per i soggetti qualificati come SEESEU-D verrà meno la qualifica di RIU senza più possibilità di richiederla
- prevede procedure semplificate per le RIU che fanno richiesta al GSE di qualifica SEU o SEESEU entro il 31 marzo 2017 (mentre successivamente viene applicata una procedura ordinaria) e prescrive al GSE di dare priorità alle verifiche per il rilascio della qualifica di SEU o SEESEU da parte di soggetti che attualmente si qualificano come RIU.

⁷ L'ultima revisione del Piano di adeguamento di cui si ha notizia è stata presentata alla DG Competition dal Governo Italiano il 1 agosto 2016.

⁸ Sistemi semplici di produzione e consumo.

L'AUTORITÀ SPINGE PER IL PASSAGGIO DA RIU A SSPC

L'intervento dell'Autorità risulta quindi in generale mirato a favorire la trasformazione delle RIU ancora esistenti in configurazioni più semplici, allo stesso tempo dando l'effettiva possibilità ai gestori delle RIU di completare le pratiche necessarie all'attuazione delle disposizioni del TISDC, nel caso delle RIU che non hanno i requisiti per rientrare in nessuna delle categorie SEU o SESEU (inclusa la nuova SESEU-D) o che ricevono esito negativo dalla richiesta di qualifica presso il GSE. Un parziale disincentivo nel passaggio da reti private a sistemi semplici è tuttavia introdotto dall'Autorità con riferimento ai SESEU-D, per i quali, a fronte delle semplificazioni amministrative e gestionali di cui beneficiano rispetto a una RIU, è mantenuta l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento anche sull'autoconsumo, come previsto per le reti private.

OGS PER I NON DOMESTICI: RIFORMA POSTICIPATA

LA RIFORMA DEGLI OGS PARTIRÀ NEL 2018

Sempre a fine dicembre scorso, il Governo ha deciso di posticipare (Decreto Legge 244/2016 "Milleproroghe 2016"), dal 1 gennaio 2016 al 1 gennaio 2018, l'entrata in vigore della riforma della struttura degli OGS applicati ai consumatori non domestici, disposta con il Milleproroghe 2015⁹. Con riferimento alle modalità implementative di questa disposizione legislativa l'Autorità aveva presentato a maggio scorso i propri orientamenti iniziali (DCO 255/2016), per poi sostanzialmente sospendere la propria azione. Alla luce di questa riforma, l'Autorità è in particolare tenuta ad adeguare per i non domestici la struttura degli OGS allineandola a quella regressiva delle componenti relative a trasmissione, distribuzione e misura (componenti TRAS, DIS e MIS). Occorre sottolineare che la riforma degli OGS per i non domestici e le agevolazioni agli energivori precedentemente descritte si configurano come due interventi strettamente interconnessi: senza lo sblocco nell'erogazione delle agevolazioni la riforma degli OGS, che toglie gli scaglioni tariffari regressivi, si rischierebbe infatti di determinare oneri non sostenibili in particolare per le imprese a elevato consumo di energia (*Newsletter 200*).

UN RINVIO PER RECEPIRE LE INDICAZIONI EUROPEE?

Tra le ragioni del rinvio al 1 gennaio 2018 potrebbe esservi la necessità di coordinare i tempi di questa riforma con quelli del procedimento di verifica da parte della CE della compatibilità con il mercato interno comunitario delle agevolazioni sugli OGS per le imprese ad alto consumo di energia; a questo proposito, sembra che la CE contesti in particolare l'applicazione di scaglioni tariffari regressivi sulle componenti A per i consumatori non domestici allacciati in MT, AT e AAT. Se quindi lo sblocco dell'erogazione delle agevolazioni agli energivori sembra indicare che il processo di verifica presso la CE sia ormai vicino alla conclusione, il rinvio a gennaio 2018 dell'avvio della riforma degli OGS potrebbe indicare che, per quanto vicino, l'accordo definitivo non è imminente. L'Autorità valuta positivamente questo rinvio (segnalazione 20/2017), che consente tra l'altro di superare le criticità legate all'applicazione di corrispettivi provvisori con necessità di successivo conguaglio, già segnalate nel DCO 255/2016 (*Newsletter 200*).

SI TORNA ALL'APPLICAZIONE DEGLI OGS SUI PRELIEVI

Con lo stesso Milleproroghe 2016, il Governo ha anche apportato un importante cambio di rotta nell'applicazione degli OGS, stabilendo il principio generale che, dal 1 gennaio 2017, i corrispettivi variabili degli OGS devono essere applicati all'energia prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi, e non più ai consumi come esplicitamente previsto dal DL 91/2014. In fase di conversione in legge del provvedimento, un emendamento del Governo fa ulteriore chiarezza su questo punto, prevedendo l'abrogazione delle disposizioni del DL 91/2014 che stabilivano l'applicazione del 5% delle parti variabili degli OGS sull'autoconsumo di RIU, SEU e SESEU¹⁰.

⁹ Decreto Legge 210/2015, poi convertito con modifiche in Legge 21/2016.

¹⁰ L'emendamento prevede anche la riduzione della componente a copertura delle compensazioni territoriali per i comuni che ospitavano siti nucleari (componente MCT) da 0.182 €/MWh a 0.15 €/MWh.

L'AUTORITÀ AVREBBE VOLUTO L'APPLICAZIONE ANCHE SUI PRELIEVI DA RETI PRIVATE

Si tratta quindi di un cambiamento significativo rispetto alla linea adottata in precedenza dai Governi e sostenuta dall'Autorità, che ha ribadito la sua posizione con la segnalazione 20/2017, rimasta evidentemente in questa parte inascoltata. Secondo l'Autorità sarebbe infatti in generale preferibile che le parti variabili degli OGS fossero applicate all'energia consumata e non soltanto a quella prelevata, in modo tale da tutelare tutti i consumatori minimizzando il valore unitario degli oneri a loro carico, prevedendo al contempo incentivi mirati alle configurazioni meritevoli. Tuttavia, a causa delle difficoltà di misurazione e controllo degli autoconsumi (che, a detta della stessa Autorità, hanno finora di fatto impedito l'applicazione degli OGS sugli autoconsumi, lasciando quindi inattuata la disposizione di legge), l'Autorità avrebbe ritenuto ragionevole prevedere una soluzione intermedia, prevedendo l'applicazione dei corrispettivi variabili degli OGS all'energia prelevata dalle reti, con e senza obbligo di connessione di terzi (incluso quindi nell'ambito di applicazione l'autoconsumo dei SDC ed escludendo solo l'autoconsumo dei SSPC) e applicando al contempo la *grandfathering clause*. Di fatto, l'Autorità proponeva di fare pagare come principio generale il 100% degli OGS su tutti i consumi dei SDC (RIU e ASDC), tenendo conto del fatto che, dato che l'aiuto tariffario riconosciuto alle RIU esisteva prima della pubblicazione delle linee guida comunitarie, in quei casi si applicherebbe la *grandfathering clause* con un pagamento limitato al 20% degli oneri dovuti. In questo modo a suo avviso sarebbe stato possibile garantire un trattamento tariffario non discriminatorio tra consumatori confrontabili anche se connessi a reti elettriche di diversa natura.

AGGIRATO IL PROBLEMA DEGLI AIUTI DI STATO?

Tuttavia, la scelta del Governo di prendere questa nuova direzione sembra motivata dalla volontà di evitare ulteriori questioni di legittimità sugli aiuti concessi sull'autoconsumo delle configurazioni di generazione distribuita e si inserisce anch'essa nella trattativa in corso con la CE. Tale disposizione legislativa ha infatti il vantaggio di eliminare alla radice il problema della compatibilità della disciplina tariffaria italiana con la disciplina europea sugli aiuti di Stato, in quanto non può configurarsi come un aiuto di Stato illegittimo se non si fa pagare un onere sull'autoconsumo a RIU, SEU e SEESEU, nel momento in cui il principio generale di legge prevede che l'onere si applica solo ai prelievi. D'altra parte, questa valutazione trova sostegno nell'esito della valutazione della CE sul caso analogo della Germania. Questa modifica risulta ovviamente molto vantaggiosa per RIU e SEU perché non solo elimina il rischio di aumenti di oneri in futuro, ma solleva RIU, SEU e SEESEU anche dal pagamento del 5% degli oneri sull'autoconsumo. Non c'è invece certezza che con questa nuova norma, in vigore da gennaio 2017, si elimini il rischio di restituzione degli oneri su aiuti non dovuti nel periodo 2011-2016; tale evenienza dovrebbe essere oggetto di trattativa tra lo Stato e la CE e sarà eventualmente contenuta nel Piano nazionale di adeguamento, i cui contenuti al momento sono solo parzialmente pubblici. Sicuramente, sollevando tutto l'autoconsumo dal pagamento delle parti variabili degli OGS senza distinzioni a seconda delle fonti primarie o dell'efficienza degli impianti (a beneficio quindi di tutti i SDC e i SSPC, diversamente da quanto in teoria avveniva finora), l'effetto è in ogni caso quello di gravare di un maggiore onere tutti gli altri consumatori non in generazione distribuita.

CRITICITÀ DI COORDINAMENTO CON LA RIFORMA DELLA STRUTTURA DEGLI OGS

Infine, l'Autorità ha segnalato l'opportunità di coordinare la tempistica dell'entrata in vigore del nuovo principio generale sull'ambito di applicazione degli OGS con l'entrata in vigore della riforma della struttura di tali oneri tariffari e quindi spostata anch'essa a gennaio 2018 (anziché 2017). Tuttavia, sulla base delle informazioni attualmente disponibili sul processo di conversione in legge del decreto Milleproroghe, anche questa segnalazione risulta finora disattesa.

PRIMI ORIENTAMENTI PER INDIVIDUARE I CLIENTI NASCOSTI

IL PROBLEMA DEI CLIENTI NASCOSTI

Infine, a completamento del quadro sulla generazione distribuita, e in particolare dei siti industriali, si riportano i primi orientamenti del DCO 653/2016 con cui l'Autorità ha sollevato il problema della corretta individuazione dei cosiddetti clienti nascosti, ovvero di quei soggetti (potenziali clienti finali) non noti al sistema elettrico e non titolari di una propria fornitura. L'Autorità cita in particolare tra gli esempi di clienti nascosti:

- i clienti finali che pur non rientrando nelle configurazioni per le quali ciò è consentito¹¹ attualmente condividono un unico punto di prelievo (POD) e che non hanno fatto richiesta di costituire un SDC
- i clienti finali del tutto non visibili poiché sottesi a un altro cliente finale connesso a una rete pubblica o privata dal quale vengono alimentati.

Non essendo noti al sistema elettrico e non essendo titolari di una propria fornitura, questi potrebbero così non aver versato correttamente tramite il proprio venditore le componenti relative alla trasmissione, alla distribuzione e agli OGS. Questo mancato versamento riguarda sicuramente le parti fisse, ma potrebbe essere esteso anche alle parti variabili nel caso in cui vi fossero anche produttori direttamente collegati a più clienti nascosti. Tale fenomeno ha quindi rilievo nella ripartizione degli oneri tariffari tra i consumatori di energia elettrica, già impattata, come si è visto, dai procedimenti precedentemente descritti relativi alle agevolazioni degli energivori e agli OGS (riforma della struttura tariffaria e modifica del campo di applicazione).

POSSIBILE UNA REGOLARIZZAZIONE SENZA PENALI O SANZIONI ENTRO SETTEMBRE 2017

Affinché questi clienti regolarizzino la propria posizione senza incorrere in penali o sanzioni, l'Autorità ha proposto come termine ultimo il 30 settembre 2017, termine che risulta coerente con la proroga della data di entrata in vigore del TISDC, tenuto conto che i clienti nascosti potrebbero avere i requisiti per costituire degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

L'Autorità ha anche proposto le modalità di calcolo e recupero delle componenti tariffarie non corrisposte dai clienti nascosti prevedendo che:

- i clienti nascosti che presentano un'auto-dichiarazione entro il 30 settembre 2017 siano chiamati a corrispondere a CSEA, sulla base di quanto da questa calcolato, solo le componenti relative agli OGS precedentemente non versate senza ulteriori maggiorazioni
- i clienti nascosti individuati dopo il 30 settembre 2017 siano chiamati a corrispondere a CSEA, sulla base di quanto da questa calcolato, non soltanto le componenti relative agli OGS precedentemente non versate con una maggiorazione del 30%, ma anche le componenti relative alla trasmissione e alla distribuzione precedentemente non versate.

L'Autorità ha infine proposto che il calcolo delle componenti tariffarie non corrisposte dai clienti nascosti sia effettuato da CSEA a partire dal 15 agosto 2009, cioè dalla data di entrata in vigore della Legge 99/2009.

¹¹ È infatti possibile che più UC condividano il medesimo POD solo nel caso dei SESEU-A, dei SESEU-C, degli Altri Sistemi di Auto Produzione (ASAP) e degli Altri Sistemi Esistenti (ASE).

GAS NATURALE

IL MERCATO GAS A QUATTRO MESI DALL'AVVIO DEL NUOVO REGIME DI BILANCIAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 312/2016/R/gas](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Bilanciamento gas: approvato sistema asimmetrico di premi/penalità per Snam Rete Gas](#) (Newsletter 182)

Nonostante i molti elementi innovativi e la liquidità crescente, il potenziale del mercato di bilanciamento sembra, a quattro mesi dal suo avvio, ancora largamente inespresso, con possibili margini di miglioramento dei segnali di prezzo. La strada del confronto tra RDB e shipper, avviata con una serie di incontri, sembra quella giusta anche per suggerire possibili evoluzioni del ruolo del RDB stesso.

Con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, al 1 ottobre 2016, sono state introdotte diverse novità atte ad aumentare la liquidità dell'hub italiano e a incentivare una maggiore efficienza del bilanciamento del sistema gas. Tra i principali: aggiornamenti dei programmi di nomine/rinomie più frequenti (su base oraria) e più trasparenti; maggiore tempestività del Responsabile del Bilanciamento (RDB) nel comunicare e aggiornare le informazioni sullo stato del sistema gas; ruolo residuale del RDB, al quale non è più richiesto di usare lo stoccaggio come fonte primaria di flessibilità per il bilanciamento (la G+1 è oggi sostituita dall'MGS¹, il quale non influisce più nella determinazione del prezzo di sbilanciamento); introduzione di un sistema di incentivazione per il RDB atto a migliorare le capacità e l'accuratezza previsionale di Snam Rete Gas (SRG).

Diversi sono stati anche i momenti di confronto tra gli *shipper* e RDB al fine di incentivare il dialogo con gli operatori nonché a stimolare gli scambi e la liquidità al PSV. Due sono stati gli *workshop* svolti da SRG con ulteriori momenti di confronto programmati trimestralmente (maggio, luglio e ottobre 2017), in aggiunta al prossimo incontro del 2 marzo organizzato sullo stesso tema dal GME.

I PRIMI ESITI

Da ottobre a dicembre si è assistito a un *trend* crescente dei volumi medi mensili scambiati sulle piattaforme MGP e MI del GME (**Figura 1**), con valori leggermente in diminuzione nel mese di gennaio, andamento che evidenzia un *trend* positivo e supporta aspettative crescenti di liquidità. A questo si aggiunge un altro segnale incoraggiante, che nasce dal confronto tra prezzi di sbilanciamento (o meglio SAP²) e volumi scambiati su MPGAS (**Figura 1**): una previsione di sbilancio crescente tra un giorno *g* e quello immediatamente successivo ha indotto gli operatori a bilanciarsi autonomamente aumentando gli scambi, grazie probabilmente anche all'intervento del RDB, che si è tradotto conseguentemente in un aumento consistente del SAP proprio nei giorni di maggiori sbilanci del sistema (SPS)³. In breve, l'aumento dei prezzi SAP, rispetto al *trend* del mese, è stato tanto maggiore quanto più rilevanti sono state le quantità scambiate sulle piattaforme del GME.

Da questi due primi elementi sembra di poter evidenziare che il nuovo bilanciamento mostri segnali positivi, in termini sia di reattività del mercato (in condizioni di sbilancio gli operatori hanno bilanciato le loro posizioni operando maggiormente sui mercati MI e MGP, traducendo il fabbisogno di maggiore flessibilità in un aumento del prezzo) sia di liquidità crescente (volumi scambiati in risalita mese dopo mese).

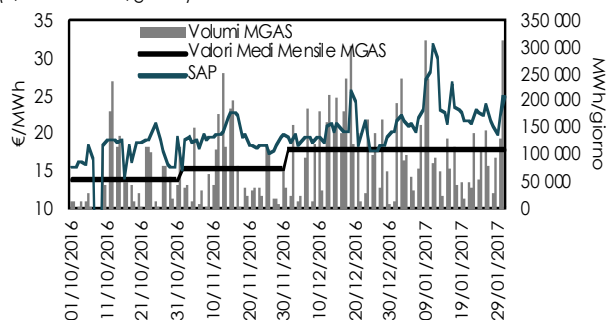
Tuttavia, se allarghiamo l'orizzonte temporale di osservazione e relazioniamo i volumi scambiati sul mercato di bilanciamento con gli scambi effettivi realizzati al PSV, si evince che gli scambi su piattaforme GME hanno ancora una liquidità ridottissima (**Figura 2**): dall'inizio del nuovo regime di bilanciamento in media solo il 10% del

¹ MGS - mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio.

² System Average Price, definito secondo il TIB come la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title*, dunque dei mercati a pronti, MPGAS, o dei prezzi dei prodotti *location* con consegna in quel giorno gas in caso essa venga convocata la sessione MPL (mercato dei prodotti *location*).

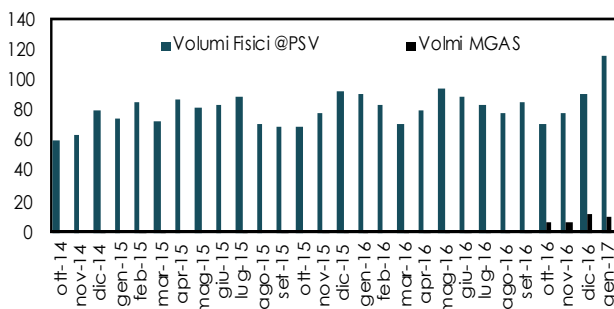
³ SPS definito da SNAM come sbilanciamento provvisorio del sistema.

FIGURA 1. MGAS: LIQUIDITA' E PREZZI SAP (€/MWh e MWh/giorno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 2. RELAZIONE TRA VOLUMI TOTALI FISICI AL PSV E SU MGAS (Msmc/giorno)

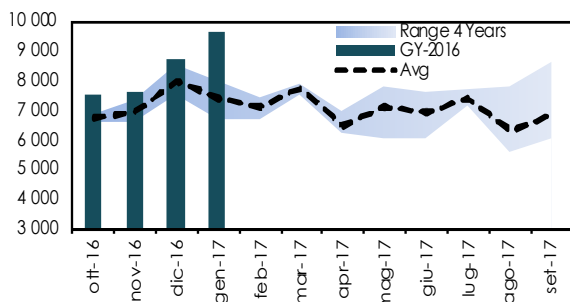


Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e SRG

TAG

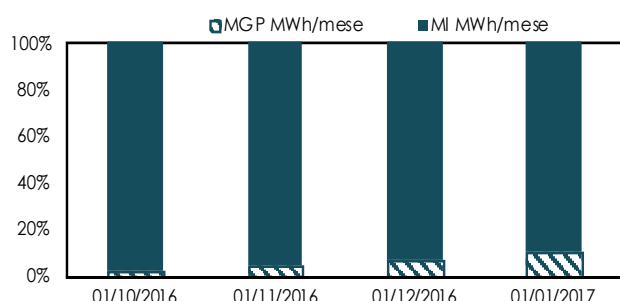
market design, natural gas

FIGURA 3. ANDAMENTO STORICO VOLUMI TOTALI SCAMBIATI AL PSV (Msmc/giorno)



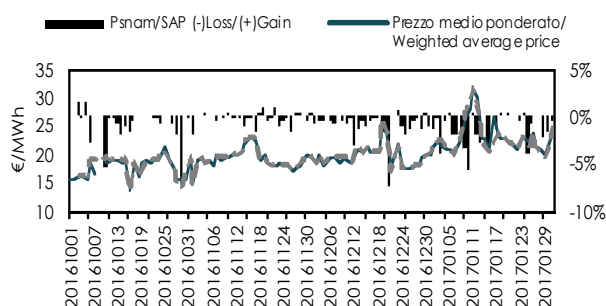
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e SRG

FIGURA 4. QUOTA MENSILE VOLUMI MGP E MI (%)



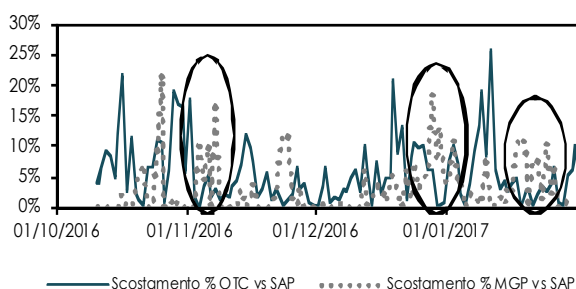
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e SRG

FIGURA 5. ANDAMENTO STORICO DEGLI ACQUISTI/VENDITE DI SNAM E SAP (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Platts

FIGURA 6. ANDAMENTO STORICO DELLO SCOSTAMENTO DEI PREZZI DA OTC E MGP RISPETTO AL SAP (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Platts

totale consegnato al PSV è stato scambiato su MGP/MI.

Indagando anche su cosa stia accadendo sui mercati secondari, la liquidità incrementale del GME, seppur esigua, non sembra aver avuto alcun effetto sui volumi scambiati sui mercati OTC dove anzi si registrano, soprattutto negli ultimi due mesi, quantitativi OTC al di sopra dei massimi storici (**Figura 3**).

Questo suggerisce che, sebbene il mercato a pronti del gas, MPGAS, stia prendendo finalmente forma, il suo potenziale è ancora largamente inespresso e non si sta di fatto riducendo il ricorso ai mercati secondari che, anzi, confermano e rafforzano la loro rilevanza per gli operatori.

Un altro aspetto interessante da approfondire è sicuramente la scomposizione dei volumi scambiati tra MI e MGP a oggi. La **Figura 4** mostra che la quota *within day* sovrasta notevolmente la quota *day-ahead*, pesando per circa il 90% nel mese di gennaio.

Questo potrebbe essere motivato con il razionale che il mercato italiano richiede una grande flessibilità infra-giornaliera, in seguito a errori dei previsioni di prelievo e di immissione presentati nel giorno *g-1*, oppure che gli operatori preferiscono bilanciarsi maggiormente nell'*intra-day* anziché su MGP, supportato anche dalla preferenza dei mercati alternativi, OTC, per prodotti *day-ahead* o altro.

RUOLO DEL RDB

Un elemento di dibattito ancora in parte aperto riguarda il ruolo del RDB, in particolare in merito alla possibile evoluzione del suo ruolo come *price-maker*, come attualmente accade in alcuni mercati di bilanciamento esteri (ad esempio austriaco e spagnolo).

Tra gli argomenti maggiormente dibattuti al momento dagli operatori vi è infatti la possibilità di considerare un *player* (SRG o un soggetto terzo), come possibile *price-maker* del mercato del bilanciamento, considerando questo una possibile soluzione che possa garantire effettivamente maggiore liquidità del mercato in tempi brevi.

Analizzando le azioni quotidiane del RDB, in particolare osservando il prezzo massimo delle transazioni concluse da SRG (in acquisto o in vendita a seconda del segno dello sbilanciamento del sistema) in relazione al SAP del giorno stesso, in media si riscontra uno scostamento tra i due prezzi limitato all'1%. Questo significa che, mediamente, gli operatori hanno seguito abbastanza pedissequamente le azioni di SRG, e quindi che gli utenti del bilanciamento si sono bilanciati scambiando prodotti proprio nell'intorno di questo prezzo. Quindi, sebbene vi siano stati giorni in cui SRG abbia sovrastimato il prezzo (in caso di sistema corto) o sottostimato il prezzo di vendita (in caso di sistema lungo), come si evince dalla **Figura 5**, in media sembra che gli operatori del bilanciamento seguano SRG, riconoscendo forse già indirettamente SRG come il *price-maker* di questo mercato.

Continuando su temi che riguardano il RDB si è analizzato anche lo scostamento giornaliero tra prezzi *day-ahead* OTC e prezzi MGP rispetto al prezzo di sbilanciamento. Dalla **Figura 6** si evince che esistono dei giorni in cui gli scostamenti del di prezzo tra MGP e SAP sono maggiori degli scostamenti tra il prezzo *day-ahead* OTC e SAP, specialmente nel mese di gennaio (periodo segnato sicuramente dallo stato di allerta).

In prima istanza, stupisce sicuramente il fatto che il rapporto MGP/SAP si discosti molto di più del rapporto DA/SAP in molti giorni in quanto il prezzo di sbilanciamento è per definizione correlato al prezzo MGP e non al prodotto OTC. Questo potrebbe indurre a pensare che, alla luce di questo confronto, il prezzo OTC possa riflettere meglio le dinamiche di sbilanciamento, piuttosto che l'MGP. Tale tesi potrebbe essere spiegabile e supportata attraverso due *driver*: liquidità OTC notevolmente maggiore del MGP, da cui ne conseguirebbe che il

mercato OTC riflette maggiormente i prezzi di mercato e della materia prima rispetto all'MGP, oppure che sono subentrate operazioni di SRG sul mercato MPGAS che hanno distorto o influenzato erroneamente gli operatori.

Tuttavia quest'ultima ipotesi, seppur non del tutto confutabile, è meno probabile in quanto è lecito pensare che la maggior parte delle controparti OTC abbiano anche accesso alle piattaforme del GME per cui gli operatori sarebbero equamente condizionati da azioni distorsive del RDB. Una maggiore trasparenza sulle operazioni e azioni di SRG sulle piattaforme potrebbe sicuramente aiutare a capire di più sul tema.

SPUNTI DI RIFLESSIONE

Da questa analisi preliminare sui primi passi del nuovo bilanciamento emerge chiaramente come gli operatori continuino a preferire il mercato OTC per gli scambi di prodotti a pronti e a termine, riconoscendo ancora una certa inerzia del mercato borsistico. Questo è evidente sia da analisi di liquidità che dal confronto tra volumi su MGP e su MI precedentemente illustrato.

Questa evidenza è sicuramente supportata dalla maggiore facilità di accesso e di integrazione dei mercati OTC con piattaforme di *trading* integrate (ad esempio *Trayport*), e da una maggiore disponibilità e diversificazione di prodotti attualmente scambiabili su mercato OTC, utilizzabili anche su scadenze di medio termine.

Le ultime considerazioni illustrate sembrano confermare la necessità di una maggiore trasparenza delle operazioni del TSO sui mercati MPGAS, che aiuterebbe a capire e motivare meglio le dinamiche di prezzo tra MGP e OTC.

Maggiori riflessioni sembrano invece necessarie in merito alla possibile evoluzione del ruolo del RDB come *price-maker*. Questa funzione, che, se riconosciuta in forma ufficiale e non a conti fatti, potrebbe modificare il ruolo istituzionale del RDB, in merito ai comportamenti di operatore residuale e in relazione allo schema degli incentivi ideato. Dunque il metodo del confronto tra RDB e operatori, sperimentato nei primi incontri effettuati, sembra un approccio giusto e potrebbe essere sfruttato anche per portare a soluzioni condivise su quest'ultimo tema.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

La stazione appaltante dell'ATEM di Milano 1, nell'ambito della procedura di selezione dei Commissari di gara incaricati di procedere alla valutazione delle offerte, ha ufficializzato i nomi dei partecipanti alla gara, ossia Unareti (gruppo A2A) e 2i Rete Gas, indicando il 30 giugno prossimo come presumibile data di aggiudicazione provvisoria della gara stessa.

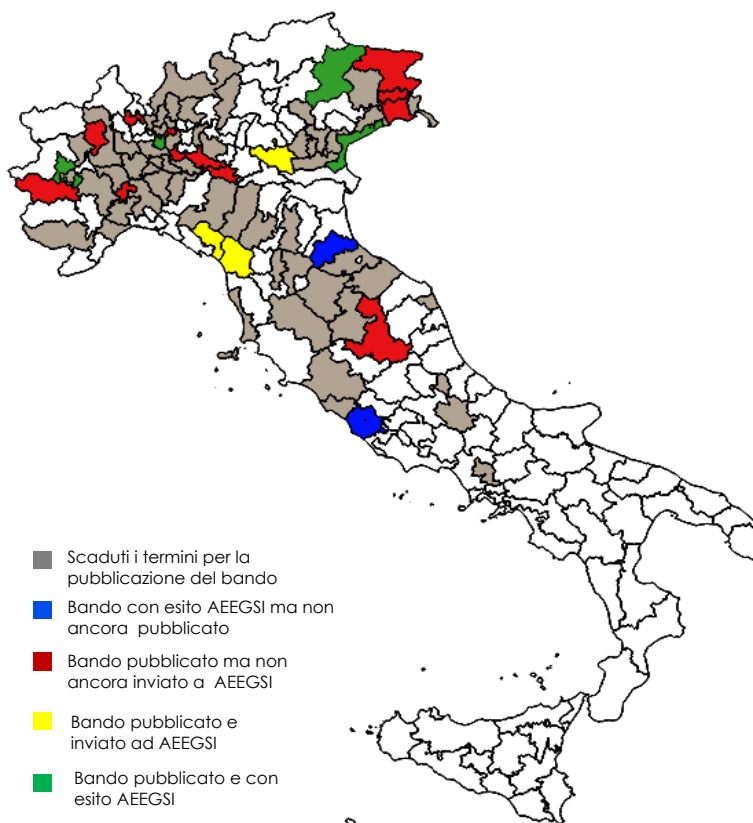
Se Milano 1 sembra procedere verso l'assegnazione del servizio, per gli altri ATEM con bando di gara già pubblicato, si devono registrare, anche questo mese, ulteriori rinvii:

- Udine 2 - il termine per la presentazione delle offerte è stato rinviato dal 3 marzo al 30 novembre 2017, con data indicativa dell'affidamento del primo impianto fissata al 1 gennaio 2019
- Venezia 1 - il termine per la presentazione delle offerte, pur sospeso in attesa del verdetto della giustizia amministrativa, è stato rinviato dal 31 marzo 2017 al 31 ottobre 2017.

Per quanto riguarda l'ATEM di Lucca, la stazione appaltante ha già preannunciato che se, al prossimo 15 ottobre, l'iter di analisi della documentazione di gara non fosse ancora giunto a conclusione, il termine per la presentazione delle domande di partecipazione sarebbe spostato automaticamente di almeno 10 mesi rispetto al termine del 31 ottobre 2017. Nel frattempo, l'Autorità ha dato evidenza, sul proprio sito, del ricevimento della documentazione di gara per la consueta analisi, indicando il 18 marzo come data di conclusione dell'iter, tuttavia la stessa Autorità fa riferimento ad un generico "differimento del bando di gara", facendo quindi presagire che questa data potrebbe non essere rispettata.

Con il via libera definitivo da parte della Camera del ddl di conversione in legge del decreto-legge Milleproroghe, viene approvata anche la proroga di ventiquattro mesi per gli ATEM nei quali sono presenti i comuni colpiti dai recenti terremoti, ATEM che in base alle nostre ricostruzioni sono Ancona, Ascoli Piceno, Fermo, Macerata 1, Perugia 2, Terni, Rieti, L'Aquila 1 e Teramo.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	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	●	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015	27/02/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	10/04/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016	30/06/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/07/2017*	●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	03/03/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-	-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-	-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 22/02/2017

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)

	2017*	2016*	Var. %
Domanda	27 851	26 559	4.9%
Produzione netta	26 842	22 809	17.7%
- Termoelettrico	20 720	17 110	21.1%
- Rinnovabili**	6 122	5 699	21.3%
Saldo estero	1 274	3 959	-67.8%

*Gennaio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

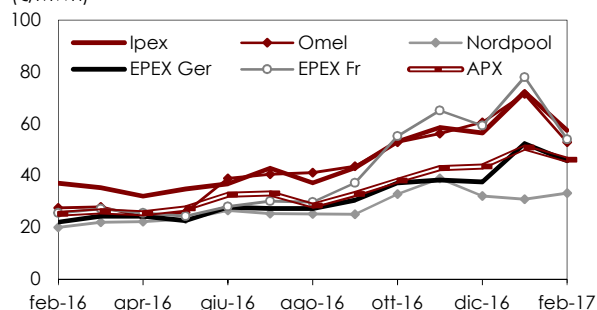
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	1.3	1.2	13.9%	5.1	4.4	15.8%
Termoelettrico	2.8	2.1	34.0%	10.5	7.6	38.2%
Distribuzione	6.6	5.5	19.6%	16.4	15.6	4.8%
Altro	0.2	0.4	-36.5%	0.7	1.2	-42.0%
Totale	10.9	9.1	19.8%	32.6	28.8	13.3%

Valori cumulati al 31/01/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

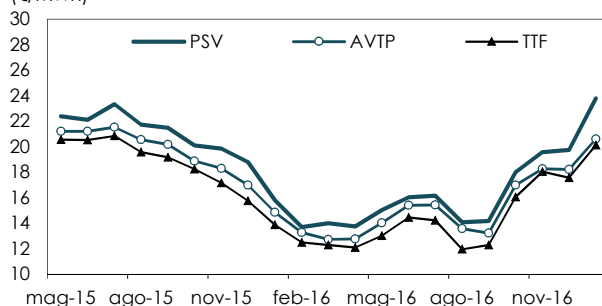
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 19/02/2017

Fonte: Borse Europee

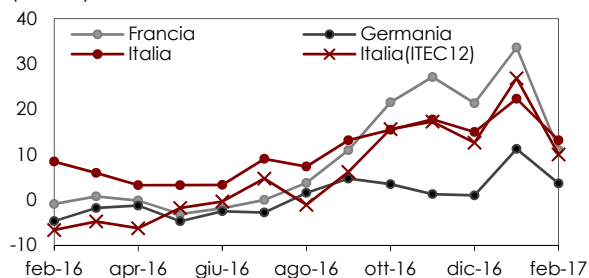
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 21/02/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

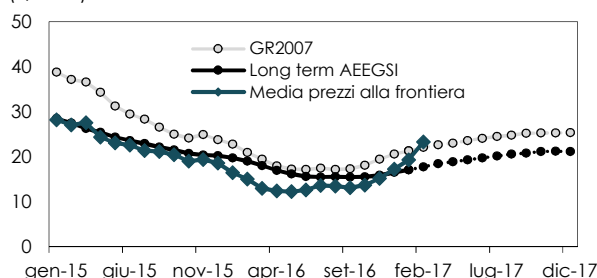
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 19/02/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

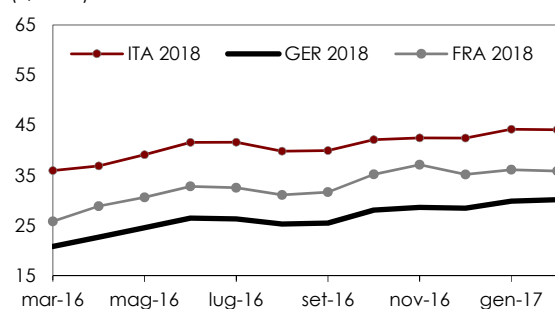
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 16/02/2017

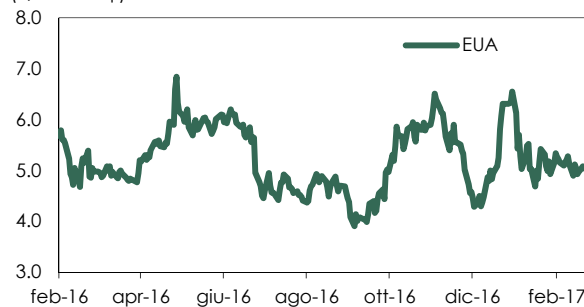
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 19/02/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

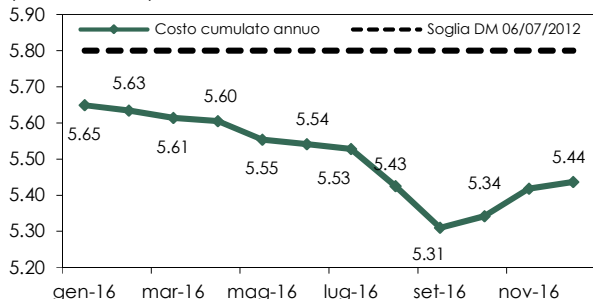


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 21/2/2017

Fonte: Reuters su EEX

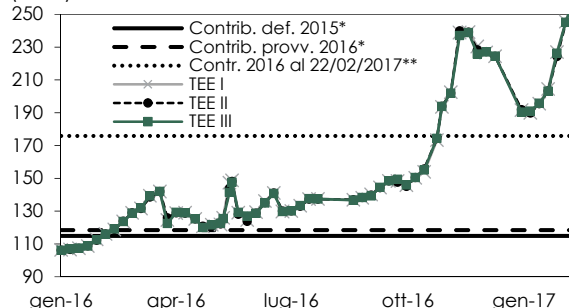
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



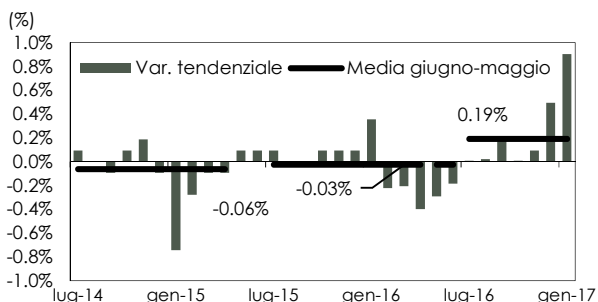
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/12/2016
Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO
(€/TEE)



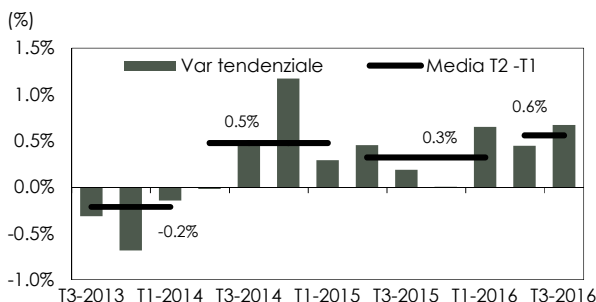
* AEEGSI, DMEG/EFRI/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 22/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato gennaio 2017
Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2016
Edizione dati Istat: dicembre 2016
Fonte: Istat

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.56	8.28*	8.00	8.39
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.05	3.81
Oneri A UC MCT	4.85	4.84	4.92	3.94
Totale - tasse escluse	15.47	16.17	15.98	16.13

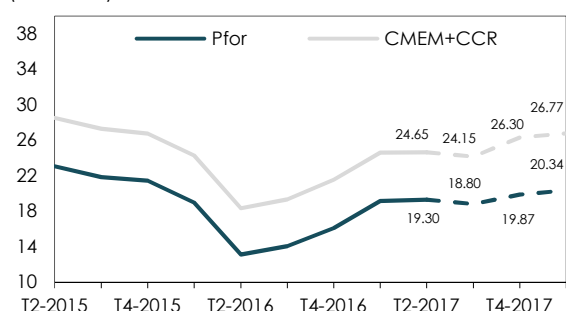
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	6.68	7.37*	7.09	7.42
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.75	2.74
Oneri A UC MCT	8.24	8.23	8.31	7.66
Totale - tasse escluse	17.66	18.35	18.14	17.81

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW
*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 21/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Approvvig. e vendita	26.21	27.16	28.71	31.08
Costi di trasporto	3.17	3.17	3.83	4.08
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.77	8.99
Oneri generali di sistema	3.34	3.50	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	41.48	42.60	43.62	46.46

Consumi 1,400 Smc/a
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

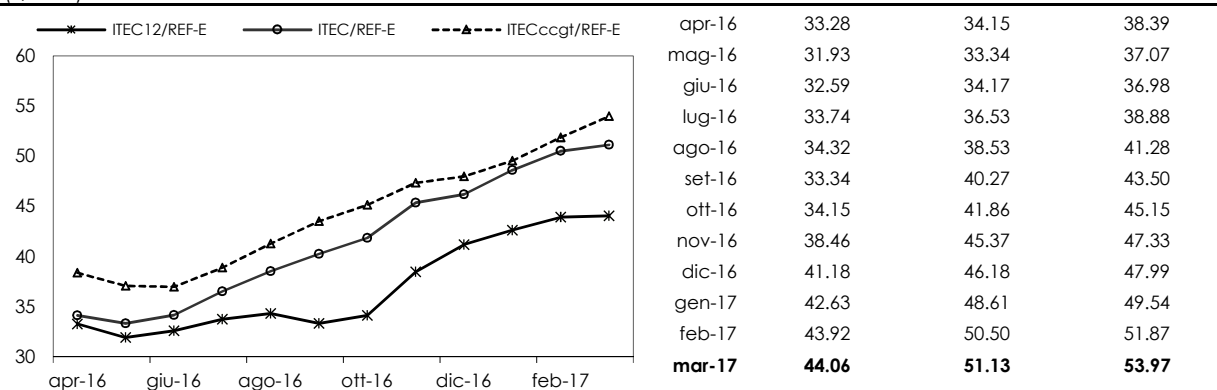
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 43.92 €/MWh, in aumento del 3% sul dato di gennaio (42.63 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento del valore di mercato del TTF a gennaio e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi, contrastando l'apprezzamento del tasso di cambio \$/€ registrato durante il mese di gennaio.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 50.50 €/MWh, in aumento del 3.9% sul valore consuntivo di gennaio (pari a 48.61 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 51.87 €/MWh, un valore in crescita (+4.7%) sul consuntivo del mese precedente (49.54 €/MWh). Tali andamenti sono legati alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrata negli ultimi mesi, sebbene l'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di gennaio abbia influito in senso contrario.

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 16 febbraio, è pari a 44.06 €/MWh, in crescita dello 0.3% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 16 febbraio, sono pari a 51.13 €/MWh e 53.97 €/MWh, entrambi in aumento rispetto al consuntivo di gennaio di +1.2% e +4%.

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 marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 16/02/2017.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

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.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2017.

A partire dal valore mensile consuntivo di gennaio 2017 è stato modificato il riferimento del tasso di cambio \$/€ nelle formule di ITEC12/REF-E e di ITEC/REF-E: i valori giornalieri del tasso di cambio \$/€ rilevati dalla Banca Centrale Europea sono stati sostituiti dai valori giornalieri del tasso di cambio \$/€ rilevati da Thomson Reuters (Euro/US Dollar FX Spot Rate - Thomson Reuters).



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 febbraio 2017 è pari a 21.75 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 21.77 €/MWh e 21.7 €/MWh.

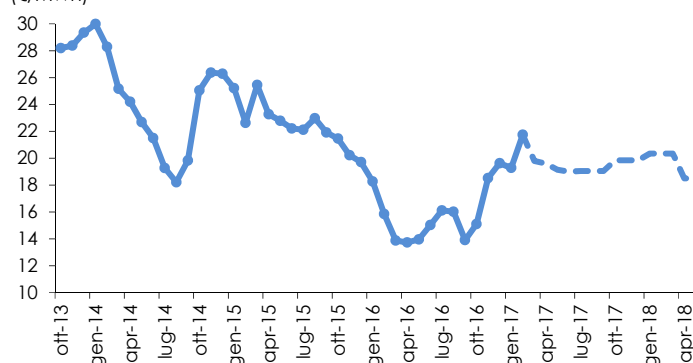
La quotazione del prodotto con consegna a febbraio 2017 è aumentata del 12.8% rispetto a quella per le consegne di gennaio 2017, comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (15.85 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,061 MW) è diminuito del 3% rispetto al volume transato allo stesso mese dell'anno scorso, così come il numero delle operazioni registrate (255) che risulta diminuito del 5% rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso.

I primi scambi del prodotto con consegna a marzo 2017, relativi a un campione di 194 operazioni e un volume totale scambiato di 4,413 MW, indicano un prezzo di 21.75 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a febbraio. Al 17 febbraio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 19.8 €/MWh, -8.9% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel II trimestre (19.25 €/MWh) hanno subito un calo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni per l'estate del 2017, che raggiungono i 19.05 €/MWh.

L'ultimo trimestre dell'anno segna 19.85 €/MWh, anch'esso in riduzione rispetto alle aspettative dello scorso mese.

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