



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, Enel Italia SpA, Engie, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
HB Trading, Hera Trading Srl, Iren SpA,
Repower Italia SpA, 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

MERCATO ELETTRICO

- Nuove agevolazioni energivori: la valutazione d'impatto deve tenere conto della riforma degli oneri generali di sistema

La nuova disciplina delle agevolazioni agli energivori in vigore dal 1 gennaio pone l'Italia in compliance con le linee guida comunitarie e dà maggiore stabilità al settore industriale. Nel nuovo regime il livello di agevolazione è definito sulla base dell'intensità elettrica rispetto al VAL e al fatturato e il beneficio per le imprese dovrà essere valutato caso per caso. Per i consumatori non energivori, l'entrata in vigore, contestualmente, della riforma degli oneri generali di sistema, determina un aumento dell'onere soprattutto per i consumatori in BT e MT con minori consumi. Al contrario, nel settore domestico, per il quale la riforma degli oneri generali di sistema è stata posticipata di un anno, il maggior onere ricade soprattutto sulle famiglie con consumi maggiori, anche per il permanere di sussidi incrociati.

pag. 3

- Mercato italiano sull'orlo del collasso?

Tutti gli indicatori confermano che il mercato elettrico italiano è maturo, caratterizzato dalla presenza di molti operatori e da un buon livello di competitività. Ma gli eventi recenti, tra cui la messa sotto indagine di più di 100 operatori da parte dell'Autorità di regolazione per comportamenti non diligenti, l'uscita dal mercato di alcuni fornitori e una serie di indagini antitrust, hanno suscitato timori di un mercato vicino al collasso. La credibilità e la solidità della regolazione sembra una parte del problema.

pag. 8

MERCATO GNL

- Monitoraggio mercato globale

Una nuova rubrica mensile dedicata all'analisi degli indicatori di flussi e prezzi per il mercato globale del GNL e del suo impatto sul mercato gas europeo.

pag. 11

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Aggiornamenti tariffari, sulle norme che regolano le gare, sulle operazioni di M&A e sullo stato di avanzamento delle gare nei diversi ATEM.

pag. 14

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 18

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 20

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 zonal), 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

Ultime pubblicazioni

- [La metanizzazione della Sardegna](#), Osservatorio GNL usi finali, Novembre 2017
- [Energy Outlook n. 6](#), Ottobre 2017
- [Working paper](#) "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017

MERCATO ELETTRICO

NUOVE AGEVOLAZIONI ENERGIVORI: LA VALUTAZIONE D'IMPATTO DEVE TENERE CONTO DELLA RIFORMA DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera ARERA 923/2017/R/com](#)
- [Delibera ARERA 922/2017/R/eel](#)
- [Delibera ARERA 921/2017/R/eel](#)
- [Decreto MISE 21 dicembre 2017](#)
- [Delibera ARERA 867/2017/R/eel](#)
- [Segnalazione ARERA 733/2017/I/eel](#)
- [DCO ARERA 552/2017/R/eel](#)
- [Legge 20 novembre 2017, n. 167](#)
- [Decisione CE C\(2017\) 3406 final](#)
- [Decreto legge 24 giugno 2014, n. 91](#)
- [Comunicazione CE \(2014/C 200/01\)](#)
- [Decreto MEF 5 aprile 2013](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Al via la riforma degli oneri generali di sistema elettrico per le imprese](#)
- [Energivori: la decisione della Commissione Europea sblocca lo stallo](#) (Newsletter 212)

La nuova disciplina delle agevolazioni agli energivori in vigore dal 1 gennaio pone l'Italia in compliance con le linee guida comunitarie e dà maggiore stabilità al settore industriale. Nel nuovo regime il livello di agevolazione è definito sulla base dell'intensità elettrica rispetto al VAL e al fatturato e il beneficio per le imprese dovrà essere valutato caso per caso. Per i consumatori non domestici non energivori, l'entrata in vigore, contestualmente, della riforma degli oneri generali di sistema, determina un aumento dell'onere soprattutto per i consumatori in BT e MT con minori consumi. Al contrario, nel settore domestico, per il quale la riforma degli oneri generali di sistema è stata posticipata di un anno, il maggior onere ricade soprattutto sulle famiglie con consumi maggiori, anche per il permanere di sussidi incrociati.

A fine 2017 il MISE ha pubblicato il decreto che definisce il nuovo quadro di agevolazioni per le imprese energivore elettriche, allineato con le indicazioni della Commissione Europea (CE), e a ruota l'Autorità¹ ha pubblicato le relative disposizioni attuative. L'obiettivo era quello di fare coincidere al 1 gennaio 2018 l'entrata in vigore delle nuove agevolazioni e della riforma degli oneri generali di sistema elettrico (OGS) per i consumatori non domestici; l'aumento del peso dei corrispettivi tariffari fissi, e in quota potenza rispetto a quelli variabili, e l'eliminazione degli scaglioni regressivi sui consumi, previsti dalla riforma degli OGS, avrebbe infatti comportato un notevole aggravio dell'onere per le imprese a forte consumo di energia in assenza di agevolazioni. Allo stesso tempo, tenuto conto degli impatti redistributivi del nuovo sistema di agevolazioni, l'Autorità ha preventivamente disposto di posticipare al 2019 l'implementazione della terza e ultima fase della riforma tariffaria in ambito domestico (applicazione agli OGS della stessa struttura degli oneri di rete, con conseguente spostamento del peso dell'onere sulle quote fissa e in potenza), onde evitare ulteriori significativi aggravii per le famiglie, specie per quelle con consumi minori.

Il decreto MISE 21 dicembre 2017 (nuova disciplina agevolazioni energivori) e la delibera dell'Autorità 921/2017 (relative disposizioni attuative) costituiscono, quindi, un pacchetto di provvedimenti coerenti insieme alle delibere 867/2017 (differimento della terza fase della riforma degli OGS per i consumatori domestici), 922/2017 (completamento della riforma della struttura tariffaria per i consumatori non domestici) e 923/2017 (aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura degli OGS per il primo trimestre 2018). Dopo avere analizzato le novità del regime di agevolazioni degli energivori, occorrerà quindi tenere conto di tutti questi elementi per valutare l'impatto sulle bollette delle diverse tipologie di consumatori.

NUOVE AGEVOLAZIONI AGLI ENERGIVORI: COSA CAMBIA

L'esigenza di riformare la disciplina delle agevolazioni per le imprese energivore deriva dalle indicazioni della CE contenute nella decisione del 23 maggio 2017, necessarie ad allineare la disciplina italiana con le linee guida comunitarie sugli aiuti di Stato sotto forma di riduzione dell'onere di finanziamento a sostegno della produzione di energia da fonti rinnovabili. Pertanto, l'intervento di riforma del MISE si è dovuto necessariamente muovere entro i paletti indicati dalla decisione della CE e dalla Legge Europea che li ha recepiti (Newsletter 212), seppur mantenendo alcune peculiarità a livello nazionale.

La riforma introduce cambiamenti rispetto alla precedente disciplina su tutti gli aspetti di maggior rilievo: oggetto dell'agevolazione, perimetro dei beneficiari, modalità di definizione del livello di contribuzione e modalità di erogazione degli aiuti.

Mentre in precedenza l'agevolazione era riconosciuta su tutte le componenti tariffarie A, con la nuova disciplina l'oggetto dell'agevolazione è stato ridotto ai soli oneri a sostegno della produzione da fonti rinnovabili e cogenerativa, ossia a un sottoinsieme della vecchia componente A3, denominato A3*, dal quale è stata esclusa la quota di

¹ Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, dal 1 gennaio 2018 ridenominata Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

TAG

industria, retail elettrico

onere a sostegno della produzione da rifiuti non biodegradabili, peraltro trascurabile. Con l'entrata in vigore, dal 1 gennaio 2018, dei nuovi raggruppamenti degli OGS, *Asos* e *Arim*, l'oggetto dell'agevolazione è quindi *Asos*, che tuttavia copre, oltre ad A3*, anche:

- gli oneri per le agevolazioni agli energivori (vecchia componente AE), dal pagamento dei quali le imprese energivore sono per definizione escluse
- gli sconti di cui all'art. 23 del decreto legge 91/14, in favore delle sole PMI².

La componente *Arim* (che corrisponde alle vecchie componenti A2, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7), oltre che le componenti perequative UC3 e UC6 della tariffa di trasporto, dal 2018 è quindi dovuta ad aliquota piena anche dalle imprese energivore.

Per quanto riguarda l'individuazione dei soggetti beneficiari:

- viene eliminato il criterio legato al livello di tensione
- viene abbassata da 2.4 GWh/anno a 1 GWh/anno la soglia minima di consumo di elettricità (in media triennale)
- l'obbligo di svolgere attività manifatturiera è sostituito dall'obbligo per le imprese di rispettare uno dei seguenti requisiti:
 - operare in un settore dell'Allegato 3 delle Linee Guida CE
 - operare in un settore dell'Allegato 5 delle Linee Guida CE e avere un indice di intensità elettrica sul valore aggiunto lordo (VAL) non inferiore al 20%
 - essere ricomprese negli elenchi CSEA delle imprese energivore 2013 o 2014
- vengono escluse dalle agevolazioni le imprese in difficoltà³.

Ai fini della definizione del livello di contribuzione dovuto, il MISE ha scelto di mantenere livelli di contribuzione differenziati e decrescenti al crescere dell'intensità elettrica rispetto al fatturato (denominati dall'Autorità Classi FAT), confermando l'assenza di agevolazioni in caso di indici di intensità sul fatturato inferiori al 2%. Come previsto dalle Linee Guida comunitarie, è stata tuttavia introdotta la possibilità, per le imprese caratterizzate da un indice di intensità elettrica sul VAL maggiore o uguale al 20%, di optare per un contributo calcolato con riferimento al proprio VAL, anche in questo caso decrescente al crescere dell'intensità elettrica (Classi VAL). In sintesi, il decreto del MISE prevede quindi che:

- le imprese che operano in settori Allegato 3 o Allegato 5, con indice di intensità elettrica sul VAL non inferiore al 20%, contribuiscano con il minor valore che deriva dall'applicazione della **Tabella 1** e della **Tabella 2**⁴
- le imprese che operano in settori Allegato 3, con indice di intensità elettrica sul VAL inferiore al 20%, e tutte le imprese non operanti in settori Allegato 3 o 5, ma incluse negli elenchi energivori 2013 o 2014, contribuiscano con il minor valore applicabile ai sensi della **Tabella 2**⁵
- tutte le altre imprese, contribuiscano agli oneri ad aliquota piena (Classe 0 secondo la nuova classificazione dell'Autorità, in cui sono inclusi anche i consumatori domestici).

La definizione di un livello di contribuzione in funzione del VAL consente di ridurre le agevolazioni al migliorare delle condizioni economiche di un'impresa, concentrando quindi l'aiuto ai settori in maggiori difficoltà.

Le modalità di calcolo dell'intensità elettrica sul VAL sono allineate alle indicazioni contenute nell'Allegato 4 delle Linee Guida comunitarie. In aggiunta il MISE ha previsto che vengano definiti dall'ENEA (entro il 31 luglio 2018) dei parametri di riferimento per l'efficienza dei consumi di energia elettrica per settore, che dovrebbero

TABELLA 1. CONTRIBUTO ALL'ONERE A3* PER LE IMPRESE IN CLASSI VAL

Classe VAL	Contributo
$20\% \leq i_{VAL} < 30\%$	2.5% del VAL
$30\% \leq i_{VAL} < 40\%$	1.5% del VAL
$40\% \leq i_{VAL} < 50\%$	1% del VAL
$i_{VAL} \geq 50\%$	0.5% del VAL

i_{VAL} = intensità elettrica rispetto al VAL

Fonte: decreto MISE 21 dicembre 2017

TABELLA 2. CONTRIBUTO ALL'ONERE A3* PER LE IMPRESE IN CLASSI FAT

Classe FAT	Contributo
$i_{fat} < 2\%$	100% di A3*
$2\% \leq i_{fat} \leq 10\%$	55% di A3*
$10\% < i_{fat} \leq 15\%$	40% di A3*
$i_{fat} > 15\%$	25% di A3*

i_{fat} = intensità elettrica rispetto al fatturato

Fonte: decreto MISE 21 dicembre 2017

² Imprese connesse in BT con potenza disponibile superiore a 16.5 kW e imprese connesse in MT diverse da quelle riconosciute energivore.

³ Per le quali trovano applicazione le linee guida UE sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà (comunicazione CE 2014/C 249/01).

⁴ Il provvedimento attuativo dell'Autorità in realtà prevede, per le imprese con indice di intensità elettrica sul VAL non inferiore al 20%, l'applicazione automatica della contribuzione sul VAL (e non l'applicazione del minimo tra le 2 metodologie di determinazione dell'onere).

⁵ In caso di VAL negativo (e, di conseguenza, di intensità elettrica sul VAL negativo), l'impresa sarà tenuta a contribuire all'onere sulla base dei livelli definiti in **Tabella 2**.

stimolare le imprese a comportamenti efficienti⁶; in attesa dei parametri si fa riferimento ai consumi storici della singola impresa (media triennale degli anni da n-4 a n-2). Non si segnalano novità invece nella modalità di calcolo dell'intensità elettrica sul fatturato.

Infine, con la nuova disciplina cambiano le modalità di erogazione degli aiuti alle imprese energivore: si passa da un meccanismo per cui le imprese pagavano in bolletta le componenti A (a eccezione dell'AE) ad aliquota standard (che tuttavia consentiva un significativo risparmio grazie all'applicazione di scaglioni regressivi sui consumi), per poi ricevere da CSEA, tramite un meccanismo di acconti e conguagli, i rimborsi spettanti, a un meccanismo in cui gli energivori:

- pagheranno in bolletta la componente *Asos* già scontata, se si tratta di imprese in classi FAT
- non pagheranno in bolletta la componente *Asos*, ma verseranno direttamente a CSEA il contributo definito sul proprio VAL (con modalità e tempistiche da definire), se si tratta di imprese in classi VAL.

TABELLA 3. PROCEDURA DI EROGAZIONE DELL'AUTO A REGIME

Tempistica	Azione
Entro il 30 set dell'anno n-1	CSEA apre il portale per l'attribuzione delle agevolazioni di competenza nell'anno successivo (anno n)
Entro 45 gg (metà nov)	Le imprese rilasciano a CSEA le dichiarazioni necessarie all'ottenimento delle agevolazioni nell'anno n
Entro 30 gg (metà dic)	CSEA pubblica sul proprio sito l'elenco energivori per l'anno n e trasmette l'elenco al SII, indicando per ciascuna impresa partita IVA, classe di agevolazione e data di inizio dell'agevolazione*
Entro 10 gg (fine dic)	il SII aggiorna l'RCU**, indicando per ciascun POD la classe di agevolazione e la data di inizio validità dell'agevolazione, e rende disponibili tali informazioni a DSO e venditori
Nella prima fattura utile successiva	I DSO fatturano la componente <i>Asos</i> tenendo conto delle classi di agevolazione indicate dal SII per ciascun POD e i venditori trasferiscono l'agevolazione ai clienti finali

* Successivamente, l'elenco è aggiornato da CSEA e trasmesso al SII con cadenza mensile

** Registro Centrale Ufficiale

Fonte: delibera ARERA 921/2017/R/com

Il meccanismo, che sarà centralizzato attraverso il portale del SII (Sistema Informativo Integrato), coinvolge quindi DSO e venditori, oltre alla stessa CSEA, nell'erogazione delle agevolazioni.

Il processo a regime è illustrato in **Tabella 3**. Il vantaggio del nuovo meccanismo consiste nel fatto che le imprese non sono più tenute ad anticipare al venditore ammontari che devono essere successivamente rimborsati da CSEA (spesso con tempistiche molto dilazionate).

La centralizzazione in capo al SII del meccanismo di erogazione delle agevolazioni risulta inoltre coerente con il processo più generale di centralizzazione in capo al SII di un ampio numero di procedure, portato avanti dall'Autorità al fine di garantire una sempre maggiore standardizzazione e trasparenza. Il rischio d'altra parte deriva, in generale, dal numero di soggetti coinvolti, che aumenta la complessità del processo. Più nello specifico, la complessità nella definizione, da parte di CSEA, del corretto livello di onere dovuto dalle singole imprese espone a un rischio significativo di revisioni e rettifiche, che da CSEA devono essere trasmesse a cascata su tutti gli altri soggetti coinvolti.

Per il 2018, inoltre, dati i tempi stretti a disposizione, è stato necessario prevedere una modalità di erogazione degli aiuti transitoria, basata su un meccanismo di acconti e conguagli (non più erogati direttamente da CSEA, ma tramite i venditori). Al fine di avviare il processo, CSEA ha già trasmesso al SII un primo elenco energivori 2018 provvisorio, costituito sulla base dell'elenco energivori 2016 e di altri dati a sua disposizione, che prevede una prima assegnazione delle classi di contribuzione alle singole imprese. Sulla base di queste informazioni (trasmesse dal SII a distributori e venditori) dovrebbero essere erogati gli acconti sugli aiuti di competenza 2018 (anche se la delibera dell'Autorità è lacunosa su questo punto). Dal 15 maggio al 15 giugno sarà poi aperto il portale sul sito CSEA per l'integrazione delle dichiarazioni ai fini del riconoscimento delle agevolazioni 2018, ed entro il 18 luglio CSEA trasmetterà al SII l'elenco con i livelli di agevolazioni definitivi. Successivamente, i DSO, tramite i venditori, effettueranno i necessari conguagli, che in ogni caso avranno effetto a decorrere dal 1 gennaio 2018.

Nel suo insieme la nuova disciplina di agevolazioni agli energivori mantiene degli elementi di elevata complessità, che potrebbero comportare problemi di gestione per i soggetti coinvolti, ma può essere vista positivamente, in quanto dovrebbe abbattere i tempi di erogazione degli aiuti. Trattandosi di una disciplina riformata alla luce delle indicazioni della CE, dovrebbe inoltre garantire una certa stabilità regolatoria agli operatori; a questo proposito, bisogna però ricordare che la CE deve ancora esprimersi sugli aiuti di Stato erogati in Italia alle imprese sotto forma di esenzioni tariffarie sugli autoconsumi.

⁶ I parametri dell'ENEA saranno utilizzati ai fini del calcolo dell'intensità elettrica a partire dal 1 gennaio dell'anno successivo a quello di approvazione da parte del MISE, quindi probabilmente dal 2019.

COSTO DELLA RIFORMA E IMPATTO REDISTRIBUTIVO

L'impatto economico della riforma deve essere analizzato sia dal punto di vista della dinamica del costo complessivo degli aiuti, sia dell'impatto redistributivo tra le diverse tipologie di consumatori.

Il costo annuo del nuovo regime dovrebbe collocarsi, secondo le stime del MISE, intorno a 1.7 miliardi di euro, di cui 1.3 miliardi a favore delle imprese a cui sarà applicata la contribuzione sotto forma di percentuale sul VAL e 0.4 miliardi a favore delle altre imprese energivore. In condizioni di crescita economica i contributi sul VAL dovrebbero quindi aumentare e i costi delle agevolazioni, di conseguenza, diminuire.

Il costo del nuovo regime deve essere confrontato con i costi impliciti ed espliciti del vecchio regime, ossia:

- onere componente AE (circa 600 milioni di euro l'anno), a carico di tutti i consumatori diversi dagli energivori (famiglie e imprese)
- sistema di sussidi incrociati garantito alle imprese con elevati consumi (anche non definite energivore) tramite aliquote differenziate per livello di tensione e scaglioni tariffari regressivi sul consumo (circa 400 milioni di euro l'anno), a carico delle imprese in BT e in generale delle imprese con bassi consumi.

Considerati tutti questi fattori, il costo delle agevolazioni agli energivori passa da 1 miliardo a 1.7 miliardi di euro l'anno con il passaggio dalla vecchia alla nuova disciplina.

Bisogna inoltre considerare che la nuova disciplina si applica a partire dalle agevolazioni di competenza 2018, mentre per le agevolazioni di competenza fino all'anno 2017 continua a trovare applicazione la vecchia disciplina regolata dal decreto 5 aprile 2013 e dai relativi provvedimenti attuativi dell'Autorità. Nell'ambito della vecchia disciplina:

- CSEA ha pubblicato l'elenco 2016, ma devono ancora essere erogate le relative agevolazioni (presumibilmente nel corso di quest'anno)
- CSEA deve ancora pubblicare l'elenco 2017 ed erogare le relative agevolazioni (presumibilmente nel corso del 2019).

Per 2 anni il sistema dovrà quindi erogare agevolazioni relative a 2 anni di competenza. A questo proposito è tuttavia opportuno ricordare che i consumatori finali hanno beneficiato dell'azzeramento della componente AE per tutto il 2016.

Per il momento, l'Autorità ha espresso la volontà di adottare criteri di flessibilità temporale e gradualità, al fine di contenere l'impatto sui consumatori anche tenuto conto della dinamica di altre voci della bolletta, e ha dimensionato la componente *Asos* per il primo trimestre 2018 in modo da ottenere un gettito per la copertura delle agevolazioni agli energivori di 1.5 miliardi di euro su base annua.

Dal punto di vista redistributivo, le imprese energivore nel complesso vedono aumentare gli aiuti percepiti (come si è visto, +700 milioni di euro all'anno circa); tuttavia, il cambiamento di perimetro dei beneficiari e la modifica nella definizione del livello di aiuto consentono valutazioni sull'impatto della riforma solo per singola azienda, tenuto conto del livello specifico di VAL e di fatturato.

Per quanto riguarda i consumatori finali non energivori, il MISE ha stimato che:

- per i consumatori domestici, i quali per ora subiscono l'impatto della sola riforma delle agevolazioni agli energivori, l'aggravio complessivo di spesa sarà dell'ordine di 250 milioni di euro
- per i consumatori non domestici, i quali subiscono l'impatto sia della riforma degli OGS che di quella delle agevolazioni agli energivori, l'aggravio complessivo di spesa sarà dell'ordine di 450 milioni di euro.

Per il settore domestico, il MISE ha inoltre indicato l'opportunità di raccogliere in via prevalente il gettito a copertura delle agevolazioni agli energivori sui consumi delle famiglie eccedenti 1,800 kWh/anno; ciò fino alla revisione della disciplina dei bonus in favore dei clienti in stato di disagio (che dovrebbe avvenire entro fine febbraio, stando alle tempistiche dettate dalla Legge Concorrenza). Sulla base di tale indicazione, per il primo trimestre 2018 l'Autorità ha quindi definito le aliquote di *Asos*, nell'ambito del settore domestico, in modo da raccogliere solo il 30% del gettito tramite applicazione sui consumi fino a 1,800 kWh/anno.

TABELLA 4. SPESA PER OGS CONSUMATORI DOMESTICI

Tipo	Potenza kW	Consumo kWh/a	IV17 €/a	I18 €/a	var €/a	var €/kWh
R	3	1500	43	44	1	0.07
R	3	2200	131	145	14	0.64
R	3	2700	160	178	17	0.65
R	3	3200	190	211	21	0.65
NR	3	900	153	154	0	0.05
R	4	3500	208	231	23	0.65
NR	3	4000	365	391	26	0.65
R	6	6000	356	395	39	0.65

R = residente; NR = non residente

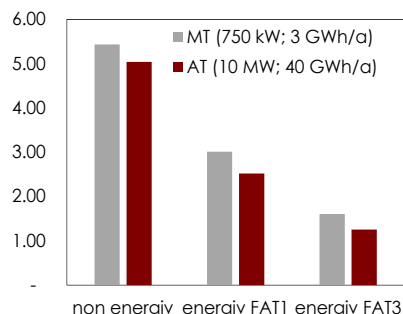
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

TABELLA 5. SPESA PER OGS CONSUMATORI NON DOMESTICI NON ENERGIVORI

Tensione	Potenza kW	Consumo kWh/a	IV17 €/a	I18 €/a	var €/a	var €/kWh
BT	2	450	25	92	66	15
BT	3	2 400	301	234	-66	-3
BT	6	6 000	546	527	-20	0
BT	10	12 000	956	968	12	0
BT	15	18 000	1 366	1 439	74	0
BT	25	60 000	3 938	3 684	-254	0
MT	50	120 000	6 504	8 011	1 507	1
MT	150	450 000	23 820	26 458	2 638	1
MT	750	3 000 000	157 623	162 998	5 375	0
AT	10 000	40 000 000	2 266 621	2 016 479	-250 143	-1

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

FIGURA 1. OGS CONSUMATORI ENERGIVORI E NON (I TRIM 2018)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

nell'ambito della decisione della CE⁹. L'effetto per i *prosumer* dovrà tuttavia essere valutato caso per caso.

Se si confronta infine la spesa per OGS delle ultime 2 imprese-tipo riportate in **Tabella 5**, allacciate in MT e AT¹⁰, con analoghe imprese riconosciute energivore appartenenti alle classi FAT1 e FAT3, emerge che nel primo trimestre 2018 la differenza in termini di spesa per OGS si colloca nel *range* 2.4 - 3.8 €/cent/kWh (**Figura 1**). La differenza sarebbe ancora maggiore se si considerassero imprese energivore rientranti nelle classi VAL, per le quali sarebbe tuttavia necessario disporre di dati di bilancio per poter effettuare il confronto.

Dalla posticipazione di un anno della riforma della struttura degli OGS e dalla previsione di ulteriori sussidi incrociati in attesa della revisione del meccanismo dei bonus, consegue (**Tabella 4**)⁷ che tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018 le famiglie che subiscono maggiori aumenti di spesa per OGS siano quelle con consumi più elevati.

Al contrario, nel settore non domestico (**Tabella 5**)⁸, con l'entrata in vigore della riforma degli OGS dal 1 gennaio 2018, i maggiori aggravii per OGS sono a carico delle imprese in BT e MT con minori consumi, che subiscono maggiormente l'effetto dell'aumento del peso dei corrispettivi fissi e in quota potenza rispetto a quelli variabili. In taluni casi, per le imprese con consumi maggiori, l'effetto positivo dell'alleggerimento della quota applicata ai consumi prevale sulla necessità di recuperare un maggior gettito, e l'effetto combinato delle due riforme porta a una riduzione di spesa per OGS rispetto alla fine del 2017.

La struttura scelta alla fine dall'Autorità per la componente tariffaria *Asos*, che segue la regola del 25-75 (25% del gettito raccolto tramite aliquote trinomiche che rispecchiano la struttura delle tariffe di rete, 75% del gettito coperto da un'aliquota *flat* per kWh prelevato) dovrebbe inoltre favorire i siti di autoproduzione, rispetto all'ipotesi 30-70 prospettata

⁷ In Tabella sono riportati gli stessi casi *benchmark* individuati dall'Autorità nella segnalazione 733/2017/I/eel, per i quali REF-E ha calcolato l'onere OGS sulla base delle aliquote definitive per il I trimestre 2018, con confronto sul trimestre precedente.

⁸ Anche per il settore non domestico, in Tabella sono riportati gli stessi casi *benchmark* individuati dall'Autorità nel DCO 552/2017/R/eel; per questi REF-E ha calcolato l'onere OGS sulla base delle aliquote definitive per il I trimestre 2018, con confronto sul trimestre precedente. Non sono riportati casi per le imprese allacciate in AAT, che risultano quasi tutte energivore.

⁹ Non solo perché è più spostata sui corrispettivi applicati al prelievo, ma anche perché riduce l'effetto degli usi intermittenti della potenza tipici degli impianti di autoproduzione.

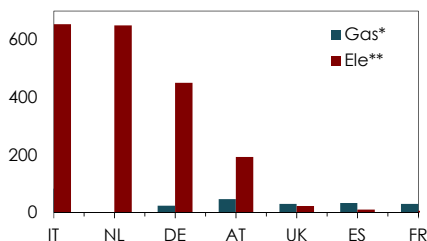
¹⁰ Gli unici 2 casi in cui viene superata la soglia minima di consumo di 1 GWh/anno prevista dalla definizione di impresa energivora.

MERCATO ITALIANO SULL'ORLO DEL COLLASSO?

ARTICOLI CORRELATI

- [Verso un mercato elettrico integrato e sempre più flessibile](#) (Newsletter 215-216)
- [Bilanciamento e dispacciamento](#) (Newsletter 213)
- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)
- [Una nuova curva di domanda per il capacity market italiano](#) (Newsletter 207)
- [Il mercato gas a quattro mesi dall'avvio del nuovo regime di bilanciamento](#) (Newsletter 207)
- [Con il nuovo sistema di garanzie di Tema penalizzati soprattutto i piccoli operatori](#) (Newsletter 203)
- [Già in vigore numerose disposizioni transitorie in tema di sbilanciamenti](#) (Newsletter 202)
- [Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole?](#) (Newsletter 201)
- [Quali componenti hanno spinto l'uplift così in alto? \(Newsletter 201\)](#)

FIGURA 1. OPERATORI SUL MERCATO ALL'INGROSSO (n.)

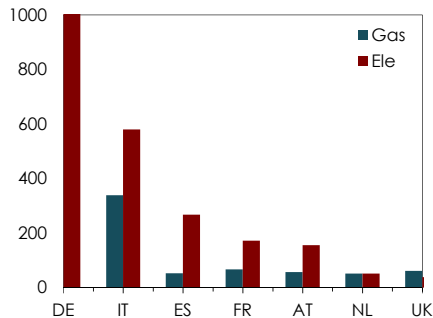


* n. di operatori che portano gas nel sistema

** n. di operatori che rappresentano il 95% della produzione, dato 2012 per DE

Fonte: DG-ENERGY Country Datasheets

FIGURA 2. FORNITORI PER I CONSUMATORI FINALI (n.)



Fonte: DG-ENERGY Country Datasheets

TAG

electricity, public policy

Tutti gli indicatori confermano che il mercato elettrico italiano è maturo, caratterizzato dalla presenza di molti operatori e da un buon livello di competitività. Ma gli eventi recenti, tra cui la messa sotto indagine di più di 100 operatori da parte dell'Autorità di regolazione per comportamenti non diligenti, l'uscita dal mercato di alcuni fornitori e una serie di indagini antitrust, hanno suscitato timori di un mercato vicino al collasso. La credibilità e la solidità della regolazione sembra una parte del problema.

L'uscita dal mercato di alcuni fornitori dei clienti finali, anche di dimensioni importanti, numerosissimi procedimenti dell'Autorità di regolazione per comportamenti non diligenti in materia di programmazione delle immissioni e dei prelievi, alcune indagini antitrust per comportamenti abusivi sul mercato all'ingrosso, sono il segnale di un mercato al "collasso" e che nei prossimi mesi riserverà numerose e spiacevoli sorprese a operatori e clienti finali, tanto da poter paragonare lo stato del mercato italiano alla crisi vissuta in California agli albori del millennio e dell'ondata di liberalizzazioni¹.

È senz'altro un fatto che il mercato italiano sia caratterizzato dalla presenza di un numero di operatori molto elevato, sia sul mercato all'ingrosso (**Figura 1**) che sul mercato *retail* (**Figura 2**), in entrambi i casi superiore a quello degli altri paesi europei, fatta eccezione per la Germania che ha un numero di operatori sul mercato *retail* dell'energia elettrica superiore a 1,200. Questa situazione è in parte frutto dell'eredità del passato, in parte è conseguenza del lavoro fatto dal sistema per limitare al minimo le barriere all'ingresso sul mercato. L'eredità del passato deriva dall'organizzazione della distribuzione nel periodo pre-liberalizzazione, caratterizzata dalla presenza dei grandi monopolisti affiancata da un numero elevato di piccole e piccolissime municipalizzate, che hanno poi dato vita a piccole e piccolissime società di vendita, abbandonando o separando la gestione della rete e in alcuni casi privatizzandosi, a seguito delle norme sull'*unbundling*, ma conservando l'originario pacchetto di clienti e, valorizzando la presenza sul territorio e la vicinanza storica ai consumatori.

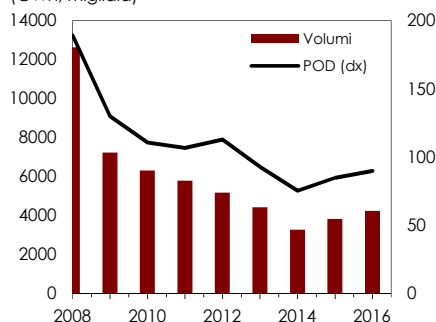
La riduzione delle barriere all'entrata ha operato sotto diversi aspetti. Si pensi ad esempio alla facilità di accesso al mercato garantita finora dalla mancanza di regole e controlli per la qualifica di operatore del mercato. Solo di recente la legislazione ha richiesto la definizione di un "elenco venditori" ufficiale con rigide regole di monitoraggio e verifica di una serie di caratteristiche di onorabilità e solidità finanziaria. Fino a oggi le "uniche" regole e garanzie da rispettare erano quelle stabilite per l'eccesso alla rete e al mercato dai rispettivi operatori.

La presenza di numerosi operatori è fondamentale per la competitività del mercato e la prevenzione di comportamenti abusivi. In questa situazione nessun operatore riesce a esprimere potere di mercato, mentre vi è una selezione automatica degli operatori meno efficienti, che non saranno in grado di offrire condizioni in linea con quelle prevalenti. Un certo tasso di fallimento è dunque fisiologico nei mercati competitivi, anche nella fase di maturità del mercato. Certo la presenza di basse barriere all'entrata ha causato nel passato diverse situazioni problematiche, nella maggior parte riconducibili a comportamenti illegali (come peraltro la storia ha poi archiviato il caso della California e di alcuni operatori, Enron in primis). Si pensi al caso dei "furbetti del gas" che ha causato 462 milioni di euro di insoluti, di cui 300 finiti a carico dei consumatori finali, o al caso delle frodi IVA sull'ETS, che ha portato alla chiusura del mercato gestito dal GME.

Il caso degli sbilanciamenti, lungamente affrontato su questa *Newsletter*, appare diverso: non sono stati, almeno finora, rilevati comportamenti illegali ma "comportamenti non diligenti" a cui segue un procedimento amministrativo. Il numero degli operatori coinvolto è talmente ampio (circa 100) che viene il sospetto che la responsabilità dei comportamenti non diligenti sia quantomeno condivisa tra regolati e regolatori: una falla nel disegno delle regole che evidentemente creava incentivo a comportamenti (programmazioni di immissioni e prelievi non ottimizzate) che i regolatori hanno tardato a individuare come lesivi del buon funzionamento del sistema. Le conseguenze sono ancora in parte da capire: i procedimenti amministrativi stanno andando avanti, alcuni

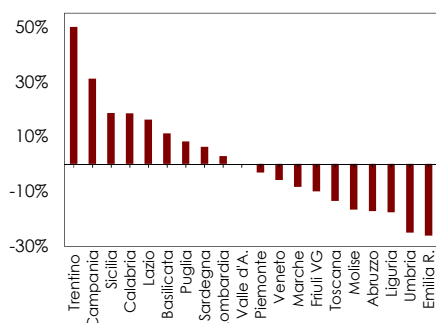
¹ Si veda ad esempio: *Italy's Enron Moment? Crackdown Leaves Power Market in Turmoil*, Bloomberg, 14 Dicembre 2017.

FIGURA 3. CLIENTI IN SALVAGUARDIA
(GWh, migliaia)



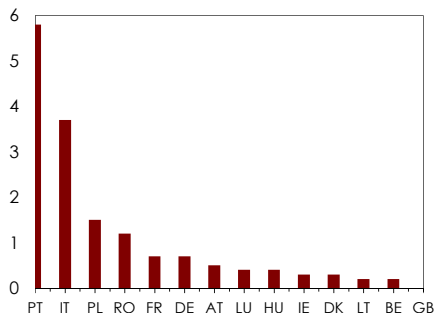
Fonte: ARERA

FIGURA 4. VARIAZIONE N. POD IN SALVAGUARDIA
PER REGIONE NEL 2016 (%)



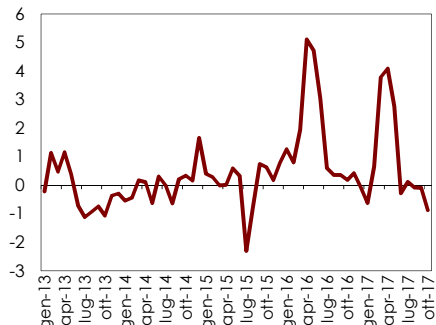
Fonte: ARERA

FIGURA 5. TASSO DI DISCONNESSIONI DOVUTI
A INSOLUTI - ENERGIA ELETTRICA (%)



Fonte: ACER

FIGURA 6. COSTI DI DISPACCIAMENTO LEGATI AL
BILANCIAMENTO (€/MWh)



Fonte: Terna

casi sono stati archiviati (circa 20), per gli altri si procede su due livelli: restituzione a Terna degli importi percepiti in sede di bilanciamento e “non dovuti” e quantificazione di una conseguente sanzione da pagare all’Autorità stessa. Per alcuni (circa 30) si è conclusa una prima fase di analisi da parte dell’Autorità degli importi oggetto della restituzione, quasi sempre ridotti a seguito delle “giustificazioni” apportate dagli operatori (ma la parola finale spetterà a Terna sulla base delle indicazioni fornite dall’Autorità), per molti altri i procedimenti sono solo avviati, in nessun caso si è arrivati alla conclusione del procedimento. Ci vorranno prevedibilmente diversi anni, anche immaginando una fase successiva di verifica da parte della giustizia amministrativa che molti operatori probabilmente richiederanno.

È in effetti possibile che alcuni operatori siano stati colpiti dalla riforma delle norme che è seguita all’ondata di procedimenti amministrativi e che alcuni abbiano dovuto rivedere un modello di *business* basato prevalentemente sullo sfruttamento delle pieghe di una regolazione non perfetta. È però improbabile che questo fenomeno sia strutturale e non sembrano esserci elementi per poter affermare che il tasso dei fallimenti delle imprese sia in questi mesi, o possa diventare nel prossimo futuro, più elevato di quello fisiologico.

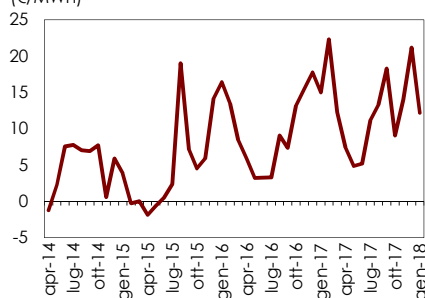
I dati (non recentissimi) mostrano per il 2016 un aumento del ricorso alla salvaguardia, il meccanismo di tutela per i clienti che rimangono senza un fornitore, dopo alcuni anni di riduzione (Figura 3). Normalmente finiscono in salvaguardia i clienti morosi, ma possono finire anche i clienti di un fornitore che cessa la propria attività e che non si attivano prontamente per trovare un altro fornitore. Il fatto che gli aumenti siano concentrati in alcune regioni possono lasciar pensare che siano in parte dovuti alla cessazione dell’attività di fornitori attivi su specifiche aree (Figura 4).

Rimane, tuttavia, un fatto che in Italia i tassi di insoluto risultino più elevati che in altri paesi (inferiori solo a quelli del Portogallo secondo i dati ACER), anche se in via di miglioramento, come confermato dall’Autorità di regolazione che monitora l’*unpaid ratio* per le imprese che riforniscono il mercato tutelato (Figura 5). Questo potrebbe in effetti essere il riflesso di una minore efficienza dei venditori - venditori di dimensioni minori sarebbero in grado di mettere in campo azioni meno incisive per il contrasto al fenomeno dei ritardi nei pagamenti - ma potrebbe anche derivare da altri fattori, ad esempio la scarsa efficacia del bonus sociale per i consumatori in difficoltà. ACER individua tra i principali mezzi di contrasto a questo fenomeno la diffusione delle formule prepagate, che sembrano aver contribuito a ridurre praticamente a zero il tasso dei distacchi in UK, una modalità che dovrebbe essere introdotta in un prossimo futuro anche in Italia.

Il danno per il sistema dei comportamenti non diligenti sarebbe quello di un costo del dispacciamento per Terna più alto del dovuto, per via di programmazioni non ottimizzate. Questo costo dovrebbe essere parzialmente compensato da minori costi di bilanciamento a carico dei venditori, e quindi in ultima analisi anche dei consumatori: il comportamento non diligente starebbe infatti nel non programmare in maniera ottima i prelievi e le immissioni (con maggiori costi per Terna) per sfruttare le opportunità di arbitraggio tra i diversi mercati (quindi con un beneficio per l’operatore). Difficile stimare il netto tra i due fenomeni. Secondo i dati Terna in effetti la componente del costo di dispacciamento afferente al bilanciamento è salita nella primavera del 2016 (il periodo incriminato) a livelli mai raggiunti prima e che hanno superato i 5 €/MWh contro valori che normalmente oscillano intorno allo zero, essendo mediamente positivi in alcuni mesi e negativi in altri (Figura 6). Il fatto tra l’altro che un picco nei costi, solo leggermente più contenuto, si sia registrato anche nella primavera 2017, con tutti gli operatori già sotto indagine e alcune riforme delle regole già messe in atto, potrebbe far pensare a un fenomeno strutturale e dovuto all’elevata penetrazione delle rinnovabili: in primavera sembrerebbero esserci da un lato condizioni climatiche che rendono più difficile che in altri mesi la programmazione delle rinnovabili, dall’altro un livello talmente basso di domanda contendibile che rende più rilevante la necessità di servizi di dispacciamento, data la scarsità di risorse convenzionali a disposizione.

Anche sul lato dell’offerta ci sono stati negli ultimi mesi alcuni provvedimenti antitrust. Questi sono legati non tanto alla presenza di quote di mercato a livello nazionale, ma piuttosto alla presenza di situazioni locali di congestione della rete e quindi di essenzialità di alcuni impianti. In effetti tutti i procedimenti avviati si sono limitati all’analisi di comportamenti registrati in un numero limitato di ore, e si sono

FIGURA 7. SPARK SPREAD ELETTRICO IN ITALIA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot PSV E pun GME. Medie mensili
Fonte: elaborazioni REF-E

conclusi con l'attivazione di strumenti già presenti sul mercato, come la dichiarazione di essenzialità di alcune unità di produzione, di fatto esentate dalla partecipazione al mercato e sottoposte a un prezzo regolato. Non sembra, quindi, si possa affermare che esista un particolare problema di funzionamento del mercato all'ingrosso e i procedimenti avviati possono archiviarsi nell'ambito della normale (e doverosa) attività di controllo del mercato da parte delle autorità preposte.

L'andamento dei prezzi di mercato ha subito in questi ultimi mesi delle ciclicità "normali", dopo un periodo caratterizzato da eccesso di offerta e prezzi relativamente bassi il sistema si sta lentamente riportando in equilibrio, anche se l'equilibrio è diverso da quello precedente, con un *mix* più spostato sulle rinnovabili e maggiore volatilità dei prezzi. Con la ripresa progressiva dello *spark spread* gli operatori hanno mediamente riguadagnato marginalità, anche se questo può sfavorire operatori più concentrati sulla vendita ai clienti finali e privi di *asset* di produzione, con effetti redistributivi tra i diversi operatori (Figura 7).

Tutti gli indicatori confermano che il mercato elettrico italiano è maturo, caratterizzato dalla presenza di molti operatori e da un buon livello di competitività. Questo non significa che non sia privo di problemi, e l'efficienza e la solidità degli operatori del mercato *retail* potrebbe essere un punto di attenzione, alla luce degli eventi recenti nonché della prossima abolizione delle tutele di prezzo per i consumatori minori. Ma numerose, oltre a questa, sono le sfide che il mercato elettrico italiano dovrà affrontare nei prossimi mesi: l'avvio del *capacity market* e il completamento della riforma del dispacciamento per l'integrazione delle rinnovabili sono solo gli esempi più eclatanti. In questo contesto anche la credibilità e solidità dei regolatori è fondamentale per il buon funzionamento del sistema.

MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

Il mercato globale del GNL rappresenta sempre più un *driver* fondamentale per capire le dinamiche del mercato del gas Europeo. La competizione tra carichi di GNL e importazioni via *pipeline* spiega in parte i movimenti dei prezzi ai principali *hub*, mentre la domanda di GNL, insieme all'andamento del prezzo dei prodotti petroliferi, determina l'equilibrio tra le diverse aree.

L'entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione e rigassificazione porterà nei prossimi mesi a un probabile cambiamento di questo equilibrio.

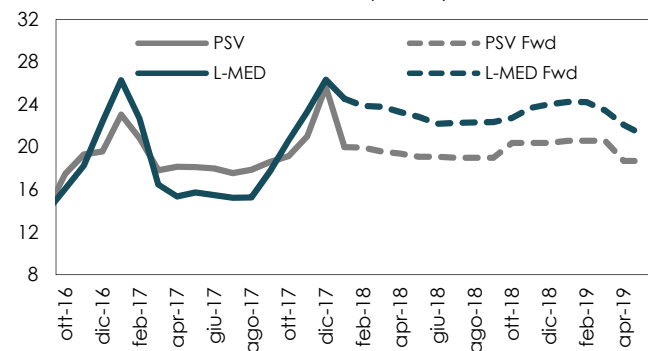
Da questo mese avviamo quindi un appuntamento dedicato al monitoraggio dei flussi e dei prezzi prevalenti sul mercato del GNL, per monitorare e valutare gli effetti di questi cambiamenti.

Il mercato continua a essere guidato dall'incremento della domanda cinese (+48% per questo anno termico), che ha scalzato la Corea del Sud come secondo mercato dell'area e che è stata solo parzialmente compensata dalla leggera contrazione nella stessa zona della domanda giapponese (-2%) e sud coreana stessa (-5%). Sull'aumento della domanda cinese ha inciso in particolare l'intensificazione delle politiche interne di *switch* dal carbone al gas imposte dal governo in diverse aree del nord. La decisione ha influenzato sia il settore residenziale sia diversi settori industriali, causando la più grave crisi di approvvigionamento di gas nella storia del paese e il picco storico di importazioni di GNL registrato nel mese di dicembre, con oltre 7 miliardi di metri cubi importati.

Le importazioni in Europa, sebbene sostenute e tendenzialmente in rialzo, sono guidate soprattutto dal raddoppio delle importazioni della Turchia e dalla crescita della domanda di gas interna. Nel dettaglio tuttavia, se il bacino mediterraneo riceve soprattutto volumi legati a contratti di tipo *long term*, il nord Europa soffre di un differenziale di prezzo con i mercati asiatici che rende non profittevole l'approdo di carichi *spot*, il che conferma il ruolo europeo come mercato di ultima istanza per il mercato GNL globale.

Tra gli elementi che hanno caratterizzato il mercato negli ultimi mesi poi, vi è l'avvio, a dicembre 2017, dell'impianto di liquefazione russo di Yamal (Novatek), situato nell'omonima penisola nella Siberia Nordoccidentale.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

L'impianto, che ha come mercato *target* l'Asia, dovrebbe essere sfruttato principalmente per l'invio di carichi verso la Cina, trasportando il gas seguendo la rotta più breve (verso nord-est) durante il periodo estivo, e verso l'Europa, seguendo la rotta opposta durante la stagione invernale.

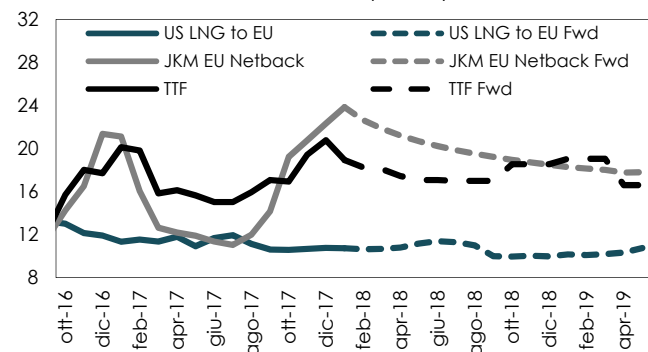
I primi carichi partiti dal sito nel dicembre 2017 sono approdati nel nostro continente, seguendo tra l'altro un aumento dei prezzi dovuto a particolari condizioni di esigenza (riduzione della produzione norvegese, problemi occorsi in Austria e Gran Bretagna). Tuttavia non è da escludere il *reloading* come pratica che potrebbe diventare comune per i carichi provenienti dal sito durante la stagione invernale.

Nell'area asiatica, il mercato del GNL ha risentito molto dell'aumento delle quotazioni del greggio in seguito all'accordo OPEC e del già citato effetto delle politiche di *switch* tra carbone e gas avviate in Cina.

Questo rincaro dei prezzi asiatici ha spinto al rialzo anche l'indice L-MED, le cui quotazioni *forward*, comparate all'andamento dei prezzi al PSV (Figura 1), mostrano la formazione di un differenziale abbastanza netto, in contrasto con la tendenza dell'ultimo periodo e col differenziale di segno opposto fatto registrare nella primavera 2017. Se confermato, tale *spread* decreterebbe la non convenienza al ricorso a carichi di GNL contrattati su base *spot* in confronto alla tradizionale importazione via gasdotto nell'area del bacino del Mediterraneo.

TAG
Ing, natural gas

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



Fonte: elaborazioni REF-E

L'ascesa dei prezzi asiatici incominciata in estate è molto evidente anche nel confronto (riportato in **Figura 2**) con l'andamento dei prezzi del GNL statunitense destinato all'Europa e l'andamento dei prezzi al TTF. È interessante il comportamento delle curve *forward* con i prezzi dei mercati TTF del prezzo *netback* del gas *spot* asiatico che convergono gradualmente, decretando una potenziale competizione a partire dalla fine dell'anno termico in corso.

Il livello di prezzo del gas americano approdato in Europa invece, calcolato sulla base dei soli costi variabili di liquefazione, trasporto e rigassificazione come mostrato in **Figura 2**, permetterebbe già l'arrivo di carichi *spot* verso l'Europa; tuttavia la competizione dei mercati asiatici, i cui *benchmark* di prezzo hanno raggiunto livelli record durante l'inverno in corso, non incentiva l'invio di carichi verso l'Europa, area che sta ricevendo principalmente volumi contrattati su base *long term*. Nuove opportunità si

potranno aprire al convergere delle curve *forward* asiatica ed europea nel quarto trimestre del 2018: su tale fronte, l'avvio a marzo 2018 del terminale di liquefazione di Cove Point, situato nella costa del Maryland, rappresenta un potenziale punto di sfogo del GNL americano verso l'Europa data la relativa vicinanza logistica rispetto al terminale di Sabine Pass. La capacità del terminale infatti è già stata prenotata per intero dalla *corporation* giapponese Sumitomo e dall'indiana Gail, ma quest'ultima è al lavoro per una rinegoziazione dell'accordo, fornendo spazio per potenziali interessi europei.

TABELLA 1. FLUSSI MENSILI DI GNL TRA AREE - Dicembre 2017

(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	338	0	0	80	0	316	284	0	0	1 019
Sud Europa	0	1 285	994	0	300	315	416	167	1 463	0	0	4 941
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	82	128	0	0	210
Nord America	0	0	93	0	0	198	0	0	0	0	0	291
Centro America	0	0	193	0	263	318	0	0	0	0	0	774
Sud America	0	0	0	0	101	314	0	0	0	0	0	415
Medioriente	0	0	324	0	0	76	0	82	183	0	0	665
Sud e Sud Est Asiatico	480	101	273	464	186	0	0	182	2 199	331	0	4 216
Estremo Oriente	8 098	0	811	0	928	268	100	1 645	6 334	6 750	120	25 054
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	0	0	0	0	0	85	260	0	0	345
Totale	8 578	1 386	3 027	464	1 778	1 569	516	2 559	10 852	7 081	120	

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Gmc)

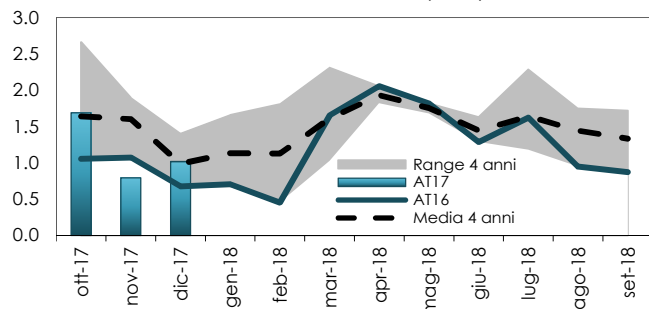


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Gmc)

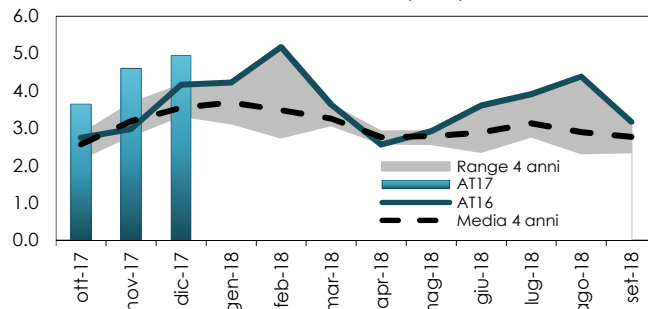


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Gmc)

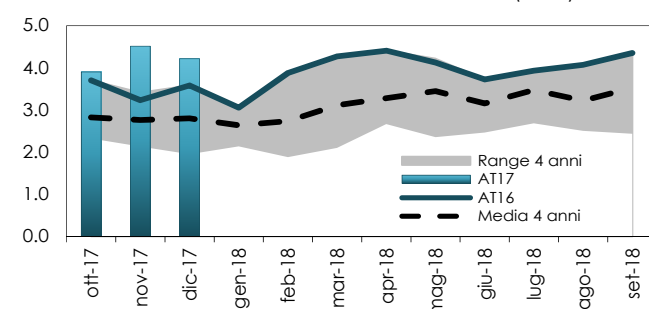
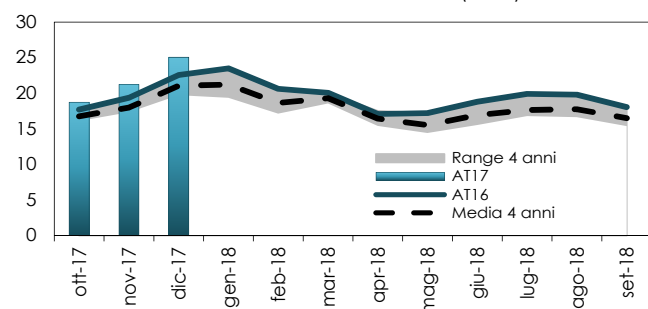


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Gmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Gmc)

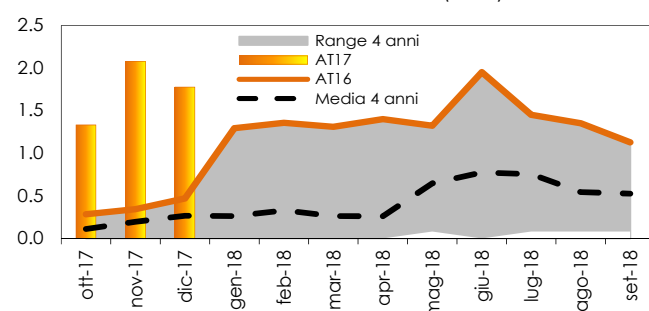


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Gmc)

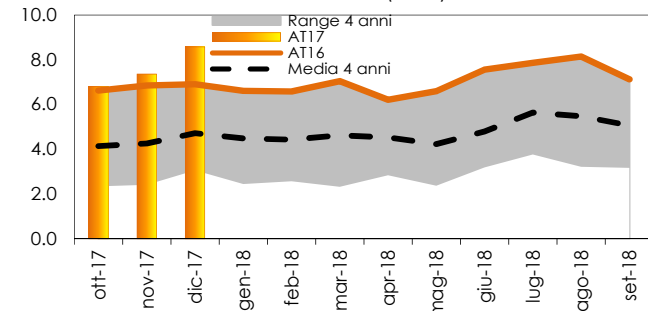


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Gmc)

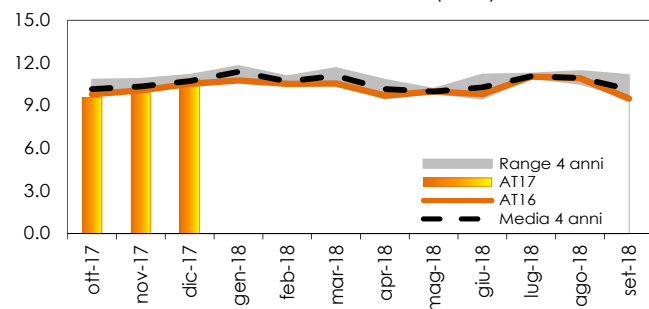
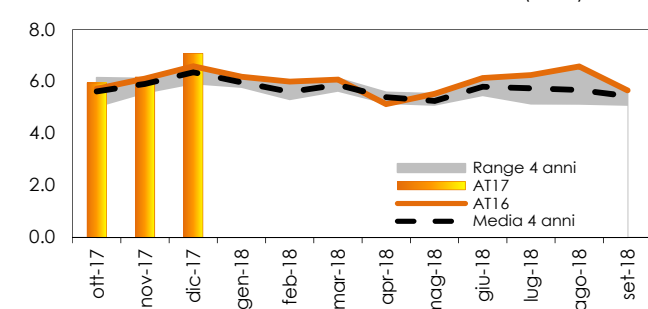


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Gmc)



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, Columbia, Perù

Medioriente: Israele, Giordania, Kuwait, Oman, Qatar, Emirati Arabi Uniti, Yemen

Sud e Sud Est Asiatico: Brunei, India, Indonesia, Malesia, Pakistan, Repubblica di Singapore, Thailandia

Estremo Oriente: Cina, Giappone, Sud Corea, Taiwan

Oceania: Australia, Papua Nuova Guinea

Africa: Africa del Nord, Africa dell'Ovest, Africa del Sud

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Sentenza 5736/2017](#)
- [Delibera 905/2017/R/gas](#)
- [Delibera 904/2017/R/gas](#)
- [Delibera 859/2017/R/gas](#)
- [Sentenza 10286/2016](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Monitoraggio gare gas](#)
(Newsletter 215-216)

TAG
gare gas

Il 2017 si è chiuso con alcune piccole, ma importanti novità sul fronte gare gas.

AGGIORNAMENTI TARIFFARI

Nell'ambito dei normali aggiornamenti tariffari di fine anno (Delibera 859/17), le prime indicazioni sulle **tariffe di distribuzione per il 2018** mostrano andamenti altalenanti. A fronte di aumenti dei tassi di inflazione molto bassi - prezzi al consumo a 0.65% e deflatore degli investimenti fissi lordi nullo, i parametri applicati da ARERA, quasi in linea con i dati da noi monitorati - (cfr. sezione *Dati settori incentivati e regolati*) i costi di capitale centralizzati rimangono stabili mentre scendono i costi operativi (-1.1% per imprese grandi, -1.9% per medie e piccole) per via dell'applicazione dell'*x-factor*. Tuttavia, le tariffe obbligatorie per i clienti finali sono tendenzialmente in aumento, segno che i primi riscontri dai dati inviati dagli operatori ad ARERA segnano investimenti in ripresa, in particolare per il servizio di misura (+13%), positivi anche se molto più contenuti per il servizio di distribuzione (+1.8%). Rimangono comunque ampie le differenze tra gli incrementi delle diverse aree. Nel complesso per il consumatore tipo in tutela (consumo di 1,400 mc/annui) la spesa per la distribuzione aumenta del 2.5%, anche se rimane comunque inferiore a quella del 2014, mentre l'incidenza sulla spesa totale pre-tasse diminuisce dal 20 al 19% (dato che le altre componenti sono aumentate di più).

È stata pubblicata anche la **revisione infra-periodo delle tariffe di misura**, che sarà valida per gli anni 2018 e 2019 (Delibera 904/2017), che segue la pubblicazione di un documento di consultazione (DCO 759/2017, *Newsletter 215-216*). Le novità hanno riguardato i costi di capitale decentralizzati per l'installazione dei misuratori, il livello extra costi per l'installazione e manutenzione degli *smart meter* di dimensione superiore a G6 e i costi di capitale centralizzati per telelettura e telegestione,

Per quanto riguarda i costi di installazione le modifiche vanno in due direzioni:

1. l'aggiornamento dei valori dei costi standard per le diverse tipologie dei gruppi di misura, sulla base dei costi osservati, ha portato alla conferma dei valori per le classi G4 e G6 e superiori a G40, un ribasso per le classi G10, G16 e G25, un aumento per la classe G40

2. la modifica dell'approccio ibrido, utilizzando una media pesata tra costo effettivamente sostenuto (con peso 60%) e costo standard (con peso 40%), per avvicinare l'incentivo a quello presente sui costi operativi, dove è stimato pari al 70% per il costo sostenuto e al 30% per il costo standard.

In controtendenza rispetto agli orientamenti recenti, in merito agli extra costi per verifiche metrologiche, a seguito dell'introduzione del decreto 93/2017 che impone nuove verifiche sui misuratori e i cui costi non sono stimabili al momento, l'ARERA ha deciso di eliminare la componente $\Delta CVER$ (confermata a 50 €/PDR per il 2017) per passare a un approccio basato sui costi effettivamente sostenuti dalle diverse imprese.

Confermato anche l'approccio ibrido per i costi di telelettura e telegestione, dove si continua ad applicare il metodo del costo effettivo ma con un *cap*, che per i prossimi anni viene abbassato da 5.74 €/PDR per il 2017, a 5.24 €/PDR per il 2018 e 4.74 €/PDR per il 2019, contro un valore *target* pari a quello efficiente stimato in 2.74 €/PDR, rimandando al 2020 l'applicazione piena del costo standard.

La revisione infra-periodo è anche l'occasione per rimandare ulteriormente l'applicazione del costo standard per gli investimenti in reti di distribuzione, sulla base di un prezzario, che verrà pubblicato a fine 2018 per gli investimenti dal 2019, mentre il nuovo obbligo temporale per l'installazione degli *smart meter* sarà pubblicata a febbraio di questo anno, prevedendo nuovi obiettivi già per il 2020.

NORMATIVA GARE

A fine anno sono state varate le regole per le **semplificazioni procedurali** in materia di gare gas (Delibera 905/2017) confermando sostanzialmente le proposte del DCO

734/2017 (Newsletter 215-216). La prima semplificazione riguarda l'iter di valutazione del VIR. Infatti, nel caso in cui lo scostamento tra VIR e RAB sia maggiore del 10% per singolo comune, posso essere seguite tre procedure alternative: regolare, semplificata per Comune, semplificata ex-lege.

La procedura *semplificata-ex lege* è riservata agli ambiti in cui si verificano contemporaneamente tre condizioni:

- l'ente locale certifica che il VIR è stato calcolato secondo le linee guida
- lo scostamento dell'ATEM è inferiore all'8%
- in nessun Comune lo scostamento è superiore al 20%.

La certificazione può essere rilasciata dal Comune stesso, dalla stazione appaltante se delegata da Comune, o da terzi, laddove sono stati specificati anche i criteri di onorabilità, professionalità e indipendenza dei terzi.

La procedura *semplificata per Comune* è riservata agli ambiti in cui si verificano contemporaneamente tre condizioni:

- l'ente locale certifica che il VIR è stato calcolato secondo le linee guida
- il Comune non è il maggiore dell'ATEM e ha meno di 10mila abitanti.

In ambedue i casi, è necessario presentare all'ARERA solamente la certificazione che il VIR è stato calcolato secondo le linee guida.

La seconda semplificazione riguarda l'iter di valutazione dei bandi di gara. Nel caso in cui i bandi siano redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, le stazioni appaltanti possono inviare all'Autorità solamente un estratto del bando di gara, e in particolare:

- i valori di VIR e RAB e le differenze
- la ripartizione dei punteggi massimi tra criteri e sub-criteri fissati dal "Regolamento Criteri"
- le linee guida del piano di sviluppo.

Rimane invece in sospeso la questione della *cost-benefit analysis*: sebbene venga ribadita la sua necessità e che la sua presenza verrà analizzata anche in caso di procedura semplificata, l'ARERA rinuncia a definire regole standard, rimandando a provvedimenti successivi.

Non si chiude invece la verifica da parte della giustizia amministrativa sulla normativa che regola le gare. Il ricorso proposto da Unareti (A2A) sul **decreto Linee guida del maggio 2014** finisce davanti alla giustizia amministrativa europea: il Consiglio di Stato, chiamato a verificare la Sentenza del Tribunale Amministrativo del Lazio che aveva rigettato i motivi del ricorso (Sentenza 10286/2016) - ha rimandato la questione alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (Sentenza 5736/2017). I timori del Consiglio di Stato riguardano la certezza del diritto, il principio del legittimo affidamento, secondo cui una normativa che comporta conseguenze svantaggiose per i privati deve essere chiara e precisa e la sua applicazione deve essere prevedibile. Le normative che si sono succedute hanno invece modificato le previsioni del Dlgs 164/200 che prevedevano fossero utilizzati criteri diversi da quelli previsti nella concessione per la valutazione del rimborso, solo qualora tale valore non fosse ricostruibile. Le linee guida vengono invece applicate adesso a una platea più vasta di operatori: tutte le concessioni affidate successivamente al 2012, nonché le concessioni che non specificano i criteri di valutazione del rimborso ma solo il valore. Inoltre, le modalità di valutazione descritte nelle linee guida sono state sostituite rispetto a quelle previste dal R.D. n. 2578 del 1925 citato nella legge originaria.

LE OPERAZIONI DI M&A

Continua, anche se con operazioni minori di quelle segnalate lo scorso mese, l'attività di M&A.

- **Italgas e A Energia Reti** hanno firmato un accordo per la cessione della concessione per il completamento della rete per il comune di Portopalo di Capo Passero (Siracusa) per un valore di 2.2 milioni di euro

- **Italgas e Hera** hanno siglato un accordo per il trasferimento a Italgas del 100% di Medea Spa, che detiene la concessione per la distribuzione nel Comune di Sassari e potrebbe essere ampliata con la metanizzazione della Sardegna, confermando l'impegno di Italgas nell'isola
- Il fondo ICON Infrastructure ha acquistato il 49% delle società del gruppo **EGEA** che gestisce le reti di distribuzione (Reti Metano Territorio) e di teleriscaldamento (TLRNET); il valore dell'operazione è stimato in 24 milioni di euro
- **Erogasmet** è salita al 100% nel controllo di **Bresciana Gas Infrastrutture**, che detiene la concessione nel comune di Palazzolo sull'Oglio (BS), precedentemente detenuta in *Joint Venture* con LGH.
- I Comuni hanno approvato il progetto di aggregazione della **maxi-utility del Nord**, che vede coinvolte Lario Reti Holding (Lecco), ACSM-AGAM (Como e Monza), Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (Sondrio) e ASPEM (Varese), già al 90% di A2A, con A2A.

BANDI DI GARA

- ARERA ha avviato in dicembre le procedure per la valutazione dei bandi per gli **ATEM Valle d'Aosta e Genova 1** a seguito dell'invio della relativa documentazione. Si tratta di due ambiti molto concentrati, con Italgas che detiene attualmente il 100% di Valle d'Aosta e IREN che gestisce il 97% dell'ATEM Genova 1.
- Pochi giorni dopo il rinvio di sette mesi della scadenza del bando di **Udine 2**, (la data è fissata adesso per il 28 giugno 2018) è arrivata l'approvazione da parte dell'Autorità di differenze tra VIR e RAB maggiori del 10% per alcuni comuni (Basiliano, Buttrio, Campoformido, Codroipo, Manzano, Flaibano, Lestizza, Martignacco, Mereto di Tomba, Pagnacco, Pasian di Prato, Pavia di Udine, Pozzuolo del Friuli, Pradamano, Premariacco e Sedegliano)
- Il Comune di Lucca ha annullato la gara per l'ATEM di **Lucca 101**, dopo che la scadenza per la fase di *expression of interests* della gara, avviata a fine 2016, era stata rimandata ad agosto 2018 e dopo diversi mesi dall'invio della documentazione all'ARERA senza aver ottenuto alcun parere. Alla base dell'annullamento ci sarebbero difficoltà nella ricognizione del VIR.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi ARERA	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	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	29/12/2015		28/06/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi ARERA	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 2	NO	04/11/2015		28/06/2018	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017		●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	29/12/2017		●	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO	12/07/2017	30/03/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	30/04/2018		●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	31/05/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2018		●	BASSA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi ARERA	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015		Annullata	●	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016		01/09/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
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	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/08/2018	Revocata	●	MEDIA	●	●	●	●	●

BANDI INVIATI ARERA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi ARERA	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
GENOVA 1	in corso	NO	-		-	ALTA	●	●	●	●	●
VALLE D'AOSTA	in corso	NO	-		-	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-		-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-		-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 11/12/2017

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	320 437	314 261	2.0%
Produzione netta	285 118	279 703	1.9%
- Termoelettrico	199 500	190 771	4.6%
- Rinnovabili**	85 618	88 932	-1.8%
Saldo estero	37 760	37 026	2.0%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

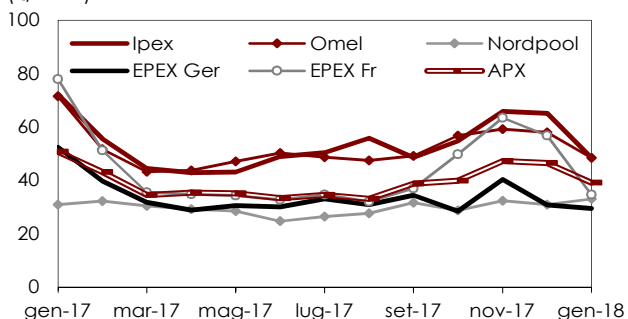
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	14.3	12.6	13.5%	3.8	3.1	22.0%
Termoelettrico	25.2	21.6	16.8%	7.0	6.1	14.3%
Distribuzione	32.7	27.7	18.4%	11.3	8.4	35.4%
Altro	1.6	1.7	-5.6%	0.5	0.4	30.5%
Totale	73.9	63.5	16.2%	22.6	17.9	25.8%

Valori cumulati al 31/12/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

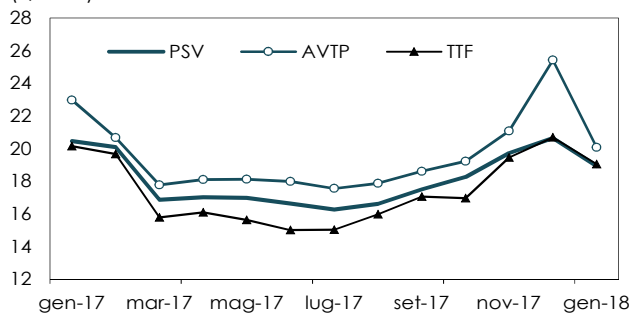
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 21/01/2018

Fonte: Borse Europee

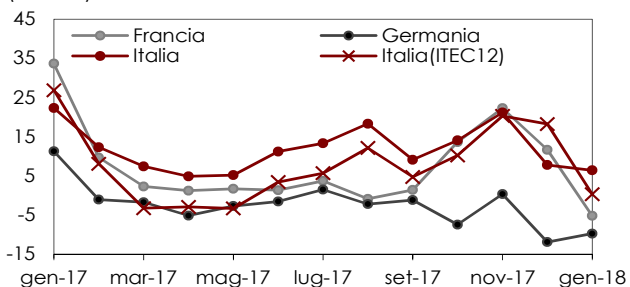
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/01/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

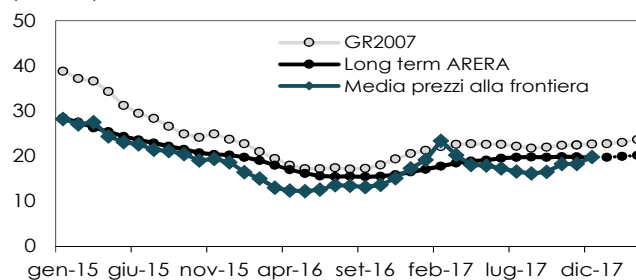
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 21/01/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

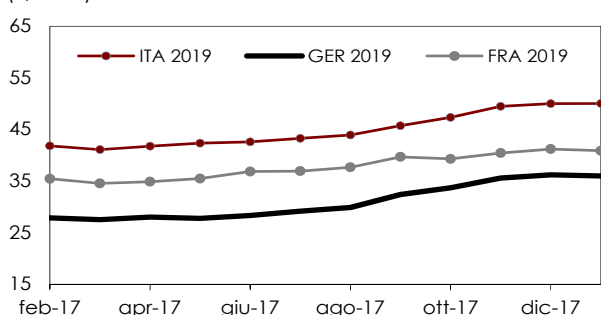
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e AEEGSI
forward al 11/12/2017

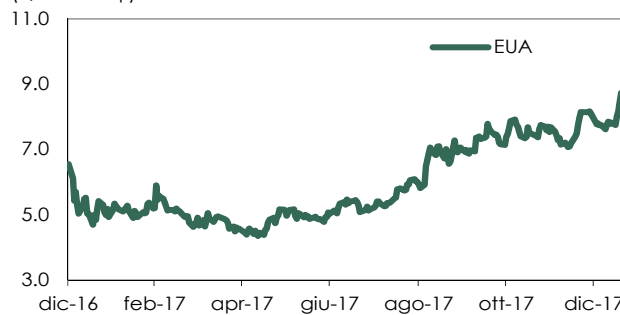
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/01/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

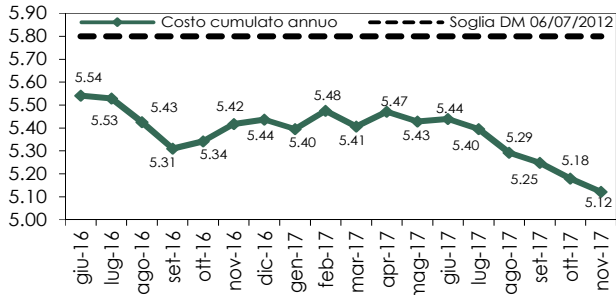


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 23/01/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

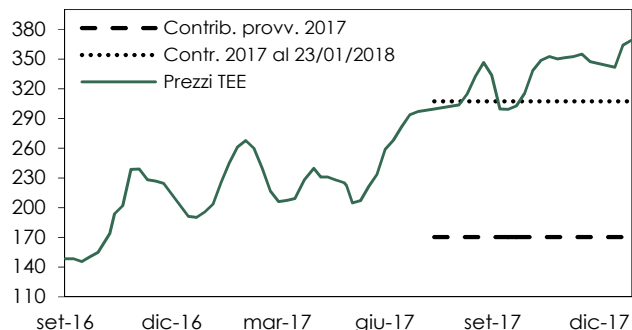
CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

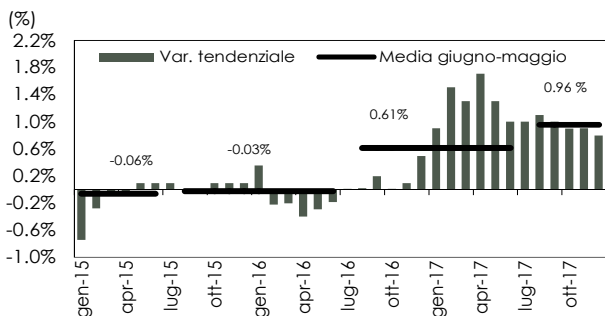
Fonte: GSE

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

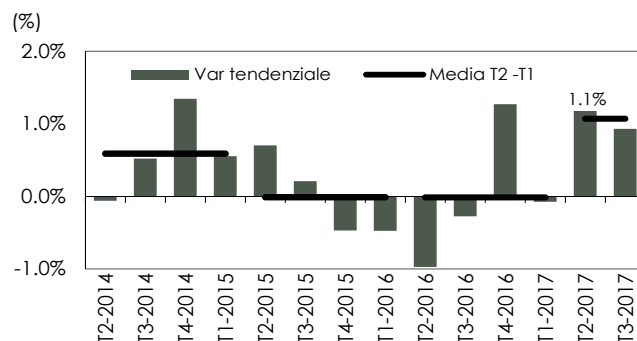
FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato dicembre 2017

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2017

Fonte: Istat

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

Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Energia, dispac. e commerc.	9.05	9.55	9.33	10.02
Costi infrastrutture	3.81	3.81	3.81	3.79
Oneri A UC MCT	3.77	3.77	3.86	4.13
Totale - tasse escluse	16.63	17.13	17.00	17.94

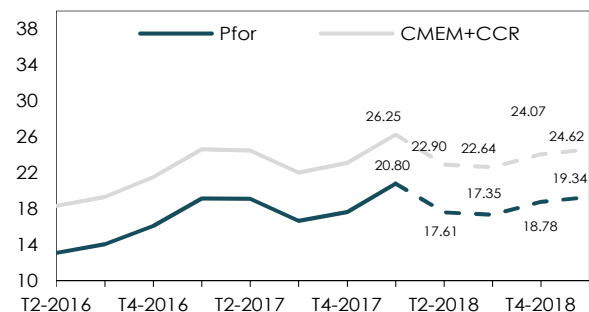
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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

Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Energia, dispac. e commerc.	8.02	8.62	8.47	9.15
Costi infrastrutture	2.78	2.78	2.78	2.66
Oneri A UC MCT	7.28	7.28	7.37	6.70
Totale - tasse escluse	18.08	18.68	18.63	18.51

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 (tratteggiato) su forward al 24/01/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e Arera

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

Componente	II 2017	III 2017	IV 2017	I 2018
Approvvig. e vendita	30.11	27.65	28.74	31.33
Costi di trasporto	3.33	3.32	4.12	4.55
Costi di distribuzione	8.99	8.99	8.99	9.21
Oneri generali di sistema	2.32	2.96	2.73	2.62
Totale - tasse escluse	44.74	42.91	44.58	47.71

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

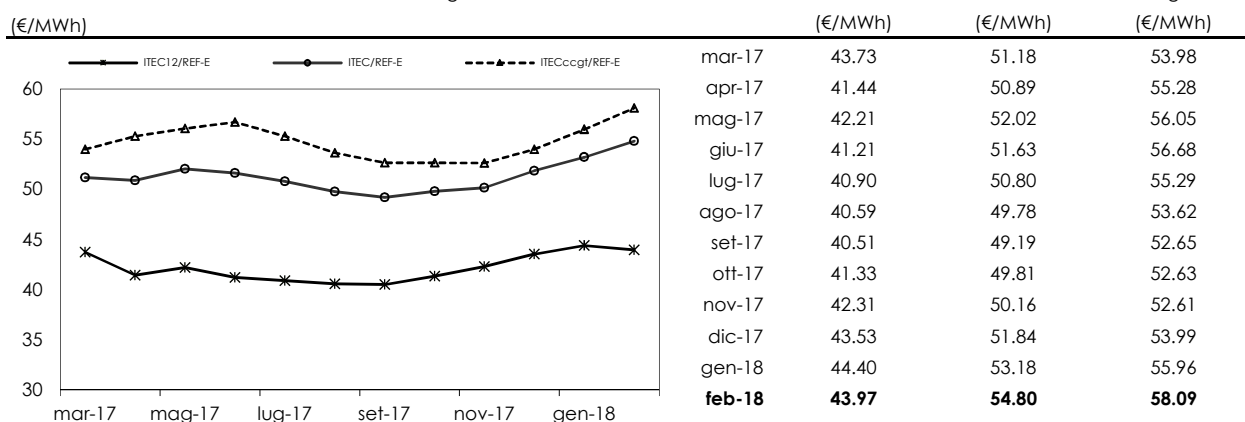
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio è pari a 44.40 €/MWh, in calo dell'1% sul dato di dicembre (43.53 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di dicembre, con tasso di cambio \$/€ in netto aumento.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 53.18 €/MWh, in aumento del 2.6% sul valore consuntivo di dicembre (pari a 51.84 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 55.96 €/MWh, in rialzo del 3.6% rispetto al consuntivo del mese precedente (53.99 €/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 dicembre.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 18 gennaio, è pari a 43.97 €/MWh, in calo dell'1% rispetto al consuntivo di gennaio. I valori *forward* per il mese di febbraio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 18 gennaio, sono pari a 54.80 €/MWh e 58.09 €/MWh, il primo in aumento del 3%, mentre il secondo del 3.8% rispetto al consuntivo di gennaio.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di febbraio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 18/01/2018. 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

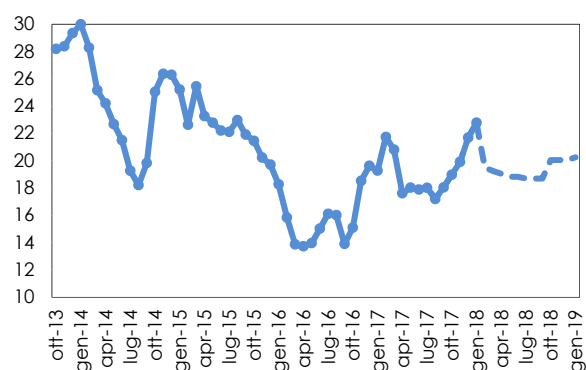
L'indice gas MAGI consuntivo per gennaio 2018 è pari a 22.79 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 21.78 €/MWh e 21.79 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a gennaio 2018 è cresciuta del 5% rispetto a quella per le consegne di dicembre 2017, e in rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (19.28 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,830 MW) è aumentato del 40% rispetto al gennaio scorso, mentre il numero di transazioni registrate (173) è calato del 7%.

I primi scambi del prodotto con consegna a febbraio 2018, relativi a un campione di 243 operazioni e un volume totale scambiato di 5,753 MW, indicano un prezzo di 20.56 €/MWh, un valore inferiore a quello del prodotto con consegna a gennaio. Al 24 gennaio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 19.5 €/MWh, in calo del 14.4 % rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Le prime quotazioni per il gas in consegna nel II trimestre 2018 sono di 18.9 €/MWh.

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