



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, Anigas, Axpo Italia 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, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Iren SpA, Repower Italia 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

- Fine tutela: nuovi interventi per favorire il passaggio al mercato libero

La prospettiva di un rinvio della completa apertura del mercato retail (giugno 2019 dovrebbe essere la nuova data) non rallenta le attività dell'Autorità per incentivare il passaggio al mercato libero. Ai trend attuali sarebbero infatti necessari ancora circa 20 anni per completare la liberalizzazione in maniera spontanea, nonostante il numero dei fornitori sia in aumento. La strada scelta è quella di minimizzare il rischio del passaggio per i clienti finali attraverso offerte standardizzate, ma emerge la difficoltà di conciliare diversi obiettivi: trasparenza e confrontabilità delle offerte, semplicità di accesso al mercato, libertà per gli operatori e spazio per l'effettiva competizione non sono facilmente conciliabili.

pag. 3

- Al via la sostituzione di 41 milioni di contatori elettrici

Spesa ridotta sotto i 4 miliardi per 7 anni di lavori, maggiori controlli e incentivi momentaneamente sospesi: queste le condizioni dell'Autorità all'avvio del piano di installazione dei contatori di seconda generazione, approvato nonostante le diverse perplessità sull'opportunità di avviare le sostituzioni prima che la tecnologia per l'utilizzo dei dati prodotti sia matura.

pag. 10

GAS NATURALE

- Nord-Stream II: dubbi e vantaggi per i paesi del Sud Europa

Il Nord-Stream II, progetto che potenzierebbe la capacità di importazione di gas dalla Russia attraverso il mare del Nord dai 55 Gmc/a attuali a 110, e che da diversi anni anima il dibattito, anche politico europeo, risponde alle previsioni di incremento della dipendenza dall'estero dei paesi del Nord Europa e permette di aggirare il transito dall'Ucraina. Tuttavia, simulando i nuovi assetti e i possibili flussi di gas verso l'Italia, le conseguenze potrebbero essere di un incremento di almeno di 0.5 €/MWh dello spread di prezzo tra PSV e TTF. Giusto per l'Italia valutare le alternative possibili.

pag. 13

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

pag. 17

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 19

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 20

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Domenico Biasi, 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
Ultime pubblicazioni

- Working paper "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15/Marzo 2017
- 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

FINETUTELA: NUOVI INTERVENTI PER FAVORIRE IL PASSAGGIO AL MERCATO LIBERO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Rapporto 168/2017/I/com](#)
- [DCO 204/2017/R/com](#)
- [Delibera 296/2015/R/com](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Riforma tariffaria: impatti contenuti per gli utenti con bassi consumi](#) (Newsletter 195)

La prospettiva di un rinvio della completa apertura del mercato retail (giugno 2019 dovrebbe essere la nuova data) non rallenta le attività dell'Autorità per incentivare il passaggio al mercato libero. Ai trend attuali sarebbero infatti necessari ancora circa 20 anni per completare la liberalizzazione in maniera spontanea, nonostante il numero dei fornitori sia in aumento. La strada scelta è quella di minimizzare il rischio del passaggio per i clienti finali attraverso offerte standardizzate, ma emerge la difficoltà di conciliare diversi obiettivi: trasparenza e confrontabilità delle offerte, semplicità di accesso al mercato, libertà per gli operatori e spazio per l'effettiva competizione non sono facilmente conciliabili.

INCENTIVI AL PASSAGGIO: TRASAPRENZA O SEMPLICITÀ?

Con la fine dei prezzi tutelati, si aprono una serie di questioni fra cui, in primis, la gestione del passaggio dalla maggior tutela (elettrico) e tutela (gas) al mercato libero. I nuovi interventi dell'Autorità (DCO 204/2017) si aggiungono e integrano gli strumenti già attivi con la Tutela Simile, cercando di facilitare il passaggio dei consumatori finali dalla tutela al mercato libero. La strada seguita è quella di puntare su confrontabilità e trasparenza. Concetti presenti anche nella bozza del disegno di legge Concorrenza¹, che prevede l'obbligo per tutti i fornitori di inserire nella loro offerta almeno un contratto con prezzo fisso ed uno con prezzo variabile. La confrontabilità e la trasparenza dei prezzi sono state alla base anche della riforma intrapresa dal regolatore britannico OFGEM². Questo a partire dal 2013 e su sollecitazione dell'Autorità della concorrenza, che aveva sottolineato la scarsa efficacia del mercato *retail* dell'energia elettrica nel promuovere una concorrenza effettiva, ha imposto una serie di limitazioni stringenti alla libertà di offerta degli operatori, con vincoli sia al formato delle offerte che alle modalità di presentazione di scontistiche, promozioni e offerta di servizi correlati. L'idea è quella che in questo mercato la libertà di scelta e la pluralità di opzioni abbiano un valore inferiore rispetto alla comprensione del prezzo effettivo pagato, che rischia di non essere confrontabile o chiaro in presenza di troppe opzioni.

Trasparenza e confrontabilità non sembrano tuttavia troppo allineate con l'obiettivo della semplicità, che a nostro avviso è imprescindibile per conquistare la fiducia dei consumatori sul mercato libero. La moltiplicazione delle informazioni che il contratto deve necessariamente riportare, che è una delle previsioni introdotte dal DCO, favorisce la trasparenza, ma potrebbe rendere questi contratti eccessivamente complessi, richiedendo ai consumatori l'impiego di tempi lunghi anche per la sola lettura.

Ma ancora più controverse sembrano le previsioni sulla nuova offerta standard (PLACET) che gli operatori potrebbero essere chiamati a offrire obbligatoriamente. Fatta salva l'opzione del prezzo fisso (che comunque tutti gli operatori principali generalmente già offrono), l'idea è quella di tornare a contratti con indicizzazioni a variabili che solo in maniera indiretta influenzano il prezzo dell'energia. Nello specifico si suggerisce che anche il contratto di energia elettrica (come già avviene per il prezzo tutelato del gas) sia indicizzato al prezzo del gas quotato sull'*hub* olandese TTF. Questa soluzione viene senz'altro incontro agli operatori fornendo un riferimento liquido e che mette a disposizione molti più strumenti di copertura rispetto a quelli presenti sugli indicatori italiani. Tuttavia non si può certo affermare che garantisca la semplicità di comprensione per i clienti finali, né che vada nella direzione di promuovere la fiducia nella solidità del mercato elettrico italiano.

LA NUOVA OFFERTA PLACET

Per facilitare la confrontabilità dei prezzi e agevolare l'accesso del consumatore finale al mercato libero, una delle linee d'intervento dell'Autorità prevede la creazione di una forma di contratto obbligatoria: la PLACET.

L'idea è quella di imporre a tutti i fornitori l'offerta di questo contratto ai clienti finali.

¹ Disegno di legge Concorrenza, "Legge annuale per il mercato e per la concorrenza", attualmente in discussione nel Senato, atto AS2085.

² OFGEM: Office of Gas and Electricity Market.

TABELLA 1. CONFRONTO TRA STRUTTURE TARIFFARIE NEL GAS

Componente		Peso*	Tutela	PLACET
Materia prima	Energia	37%	Mercato (TTF)	Fornitore
	Approv.	17%	AEEGSI	Fornitore
	Comm.	11%	AEEGSI	Fornitore
Trasporto		9%	AEEGSI	Fornitore
Distribuzione		20%	AEEGSI	AEEGSI
Oneri		5%	AEEGSI	AEEGSI

* Stimato su costi tutela IV trimestre 2016 cliente tipo domestico

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

TABELLA 2. CONFRONTO TRA STRUTTURE TARIFFARIE NELL'ELETTRICO

Componente		Peso*	Maggior Tutela	PLACET
Materia prima	Energia	30%	Costi AU	Fornitore
	Comm.	10%	AEEGSI	Fornitore
	Disp.	5%	AEEGSI	Fornitore
	Altri costi	5%	AEEGSI	AEEGSI
Trasporto		21%	AEEGSI	AEEGSI
Oneri		29%	AEEGSI	AEEGSI

* Stimato su costi tutela IV trimestre 2016 cliente tipo domestico

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

I fornitori ammessi alla Tutela Simile dovranno, già da ottobre di quest'anno, implementare la PLACET nelle proprie offerte, mentre l'obbligo per tutti gli altri fornitori è fissato a gennaio 2018, ferma restando la possibilità di anticiparla a ottobre, in modo da allinearsi competitivamente ai fornitori della Tutela Simile. In questa offerta, la documentazione contrattuale, e in particolar modo le condizioni generali di fornitura, dovranno poter essere facilmente comparabili tra i diversi fornitori. A tale proposito l'Autorità è orientata verso due soluzioni differenti: redigere un vero e proprio contratto, che può essere utilizzato da tutti i fornitori, oppure lasciare libertà al fornitore, rispettando però la lista delle informazioni minime previste per tutti i contratti (il secondo punto di intervento del DCO in questione). Nell'offerta PLACET, i fornitori hanno un certo grado di libertà per determinare la componente d'acquisto e di commercializzazione, offrendo così ai clienti finali prezzi indicizzati al mercato. Per quanto riguarda le componenti di natura passante³, eccetto per alcuni costi specifici descritti nelle **Tabelle 1 e 2**, sia per il gas naturale che per l'elettrico, si mantiene la struttura della tutela. Per le componenti di acquisto e di commercializzazione, il fornitore non può differenziare il prezzo nella stessa fascia di clientela, ma può aggiornare il prezzo mensilmente per i nuovi clienti e dovrà garantire un prezzo unico a livello nazionale (sebbene l'Autorità lasci aperta una possibile differenziazione territoriale). A tale prezzo, tuttavia, non potranno essere applicati bonus o costi aggiuntivi, che potrebbero confondere e rendere complicata l'equiparazione tra le differenti offerte.

L'offerta PLACET sarà destinata a due categorie di consumatori finali, piccoli e grandi. I costi per la copertura della componente di acquisto e di commercializzazione saranno dati da una quota punto (€/POD/anno o €/PDR/anno) fissa per 12 mesi e valida esclusivamente per i piccoli consumatori e una quota energia (€/kWh o €/Smc), declinata in due possibili formule di prezzo: fissa per 12 mesi oppure variabile ogni tre mesi (**Tabelle 3 e 4**).

TABELLA 3. OFFERTA PLACET ENERGIA ELETTRICA

	Piccoli consumatori	Grandi consumatori
Prezzo fisso	Quota punto + Quota energia (fissa per 12 mesi)	Quota energia (fissa per 12 mesi)
Prezzo variabile	Quota punto + Quota energia (variabile e indicizzata al TTF ogni 3 mesi)	Quota energia (variabile e indicizzata al PUN ogni 3 mesi)

Fonte: REF-E su dati Autorità

TABELLA 4. OFFERTA PLACET GAS NATURALE

	Piccoli consumatori	Grandi consumatori
Prezzo fisso	Quota punto + Quota energia (fissa per 12 mesi)	Quota energia (fissa per 12 mesi)
Prezzo variabile	Quota punto + Quota energia (variabile e indicizzata al TTF ogni 3 mesi)	Quota energia (variabile e indicizzata al TTF ogni 3 mesi)

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

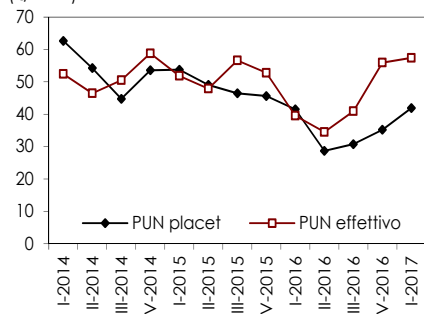
Con la formula di prezzo variabile, la quota energia sarà indicizzata alla media aritmetica delle quotazioni *forward* OTC a tre mesi del gas del TTF, così come accade oggi nel servizio di tutela del gas naturale. L'Autorità ha infatti proposto l'estensione dell'indicizzazione utilizzata nel servizio di tutela del gas anche al settore dell'energia elettrica per i piccoli consumatori⁴, mentre per i grandi consumatori è previsto l'utilizzo del Prezzo Unico Nazionale (PUN). La scelta dell'Autorità di optare per l'indicizzazione della tariffa elettrica al TTF viene giustificata dal fatto che gli indici *forward* del PUN non sono sufficientemente sviluppati per essere utilizzati nella determinazione della spesa per la materia energia e inoltre che esistono delle correlazioni tra l'andamento del PUN e il prezzo *spot* del TTF. L'Autorità valuterà regolarmente la sussistenza di tali correlazioni e la liquidità degli indici *forward* del PUN.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica quotato dal PUN e il prezzo del gas quotato al TTF mostrano in effetti una correlazione abbastanza elevata, nell'intorno del 90%. Tuttavia, stimare l'andamento del prezzo dell'energia elettrica attraverso una formula di indicizzazione prezzo gas *forward* quotato in un paese diverso può comportare numerosi errori che nel breve periodo possono essere anche elevati. Questo implicherebbe uno scostamento tra il prezzo dell'energia elettrica stimato dalla formula inclusa nell'offerta PLACET e le condizioni di mercato effettive. Per stimare quale sarebbe il prezzo incluso nell'offerta PLACET, è necessario innanzitutto disegnare una formula di trasformazione tra prezzo del gas e prezzo elettrico, che nella proposta dell'Autorità sembra essere lasciata a discrezione degli operatori. Nell'esercizio che segue si è scelto di utilizzare un modello semplice. Si è trasformato il prezzo del

³ Sia nel gas naturale che nell'energia elettrica, le componenti di natura passante sono la spesa per il trasporto e la gestione del contatore e la spesa per oneri di sistema e di imposte.

⁴ Domestici e BTA inferiori a 16 KWh.

FIGURA 1. DIFFERENZE TRA PUN EFFETTIVO E PUN PLACET (€/MWh)



Fonte: REF-E

TABELLA 5. DIFFERENZE PUN EFFETTIVO E PUN PLACET (€/MWh)

Periodo	PUN PLACET	PUN effettivo	differenze
I trim 2014	62.66	52.45	-10.2
II trim 2014	54.27	46.48	-7.8
III trim 2014	44.76	50.52	5.8
IV trim 2014	53.59	58.80	5.2
I trim 2015	53.75	51.86	-1.9
II trim 2015	49.08	47.92	-1.2
III trim 2015	46.47	56.63	10.2
IV trim 2015	45.64	52.80	7.2
I trim 2016	41.53	39.55	-2.0
II trim 2016	28.68	34.52	5.8
III trim 2016	30.77	40.94	10.2
IV trim 2016	35.23	55.95	20.7
I trim 2017	41.92	57.41	15.5

Fonte: REF-E

gas assumendo un'efficienza del 53%, utilizzata anche nell'indice ITEC12⁵, tenendo anche in considerazione la differenza tra potere calorifico inferiore e superiore, e in seguito si è calcolato il prezzo dell'energia elettrica utilizzando le indicazioni fornite dall'Autorità (Figura 1 e Tabella 5). Quindi si è preso il P_{for} utilizzato nel mercato di tutela del gas⁶ al quale sono stati sommati i costi di trasporto.

La differenza da noi stimata tra PUN effettivo e PUN stimato (PUN PLACET) sarebbe di 4 €/MWh in media, dal primo trimestre del 2014 ad oggi. Questa differenza è spiegata da quattro differenti tipi di errori di stima. Innanzitutto la formula assume uno *spark spread* costante (e nell'esempio nullo per un impianto con efficienza del 53%) mentre chiaramente nella realtà questo è molto volatile. Il secondo errore è spiegato dallo *spread* tra il prezzo del gas al TTF e il prezzo del gas al PSV, che ancora nella formula è assunto costante (e pari ai costi di logistica) mentre nella realtà, sebbene in misura minore che in passato, presenta una certa volatilità. A questi va aggiunto l'errore presente in tutte le formulazioni di prezzo ex-post causato dall'utilizzo dei prezzi *forward* e non *spot*. Ad esempio nel IV trimestre del 2016 e nel I trimestre del 2017 la differenza, tra i due indici, di 20 €/MWh è spiegabile con gli avvenimenti successi lo scorso inverno, ovvero la chiusura della maggior parte delle centrali nucleari francesi, che ha comportato un aumento delle esportazioni dall'Italia verso la Francia, causando un aumento dei prezzi. Legare il prezzo dell'energia elettrica alle quotazioni *forward* del TTF del trimestre successivo però ha il vantaggio di ridurre l'esposizione del consumatore ai picchi di rialzo o di ribasso del PUN, minimizzando gli effetti legati alle dinamiche *short term* come ad esempio la chiusura delle centrali nucleari. Le differenze però, così come rappresentano un guadagno o una perdita per il consumatore, rappresentano anche il rischio del venditore, il quale si assume, inoltre, anche il rischio del profilo di prelievo del cliente.

LE CONDIZIONI CONTRATTUALI PER LE OFFERTE DEL MERCATO LIBERO

Per garantire una facile equiparazione tra le diverse offerte nel mercato libero diverse dall'offerta PLACET, l'Autorità ha intenzione di prevedere una serie di informazioni non derogabili e immodificabili che il fornitore dovrà inserire nelle proprie condizioni generali di fornitura, rafforzando dunque le clausole minime del contratto già previste dal Codice di condotta commerciale.

Tali informazioni minime riguardano la tipologia del contratto, il mandato per recesso in cambio di fornitore, il diritto al ripensamento e il diritto di recesso, la fatturazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione, la fattura di chiusura, la rateizzazione e la parte commerciale che riguarda i reclami, la richiesta informazioni, le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie e le assicurazioni per la fornitura di gas. Per tutte queste informazioni, il fornitore dovrà seguire le indicazioni della normativa vigente, ovvero del Codice di condotta commerciale. Non sembra però esserci una netta differenza tra le clausole minime previste già dal Codice e tali informazioni inderogabili. L'informazione minima che in un tale contesto sarebbe dovuta essere inderogabile è la condizione economica di fornitura, che non compare nella lista fornita dall'Autorità, sebbene il Codice di condotta preveda determinati criteri per la comunicazione dei prezzi di fornitura del servizio. Si ritiene che tale clausola dovrebbe essere messa tra quelle inderogabili, considerato che il principale aiuto per i consumatori finali nel confrontare le differenti offerte risiede proprio nella comparazione dei prezzi, motivo principale della scelta di costituire un'offerta standard come la PLACET.

APERTURA DEL MERCATO: STATO DELL'ARTE

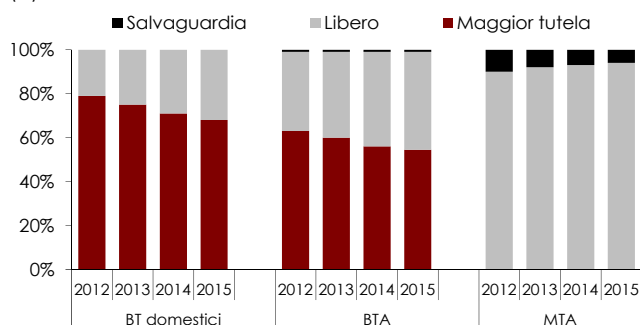
IL TUTELATO È ANCORA LA MODALITÀ DI FORNITURA PREFERITA

La fissazione di un termine per la fine del mercato tutelato accelererà senza dubbio il processo di sostituzione delle forniture a prezzi regolati con forniture negoziate sul mercato, processo da sempre caratterizzato da una forte lentezza. Infatti, nonostante che

⁵ Si veda la pagina della rubrica dedicata agli indicatori ITEC e ITEC12.

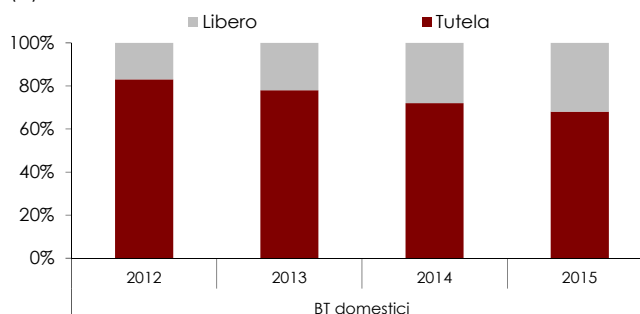
⁶ Fa riferimento alla media delle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'hub europeo TTF, con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento.

FIGURA 2. PUNTI DI PRELIEVO MAGGIOR TUTELA E LIBERO 2012-2015 (%)



Fonte: REF-E su dati AEEGSI

FIGURA 3. PUNTI DI RICONSEGNA TUTELA E LIBERO 2012-2015 (%)



Fonte: REF-E su dati AEEGSI

a partire dal 2003 per il settore gas e dal 2007 per quello elettrico tutti i consumatori abbiano la possibilità di approvvigionarsi da un fornitore a scelta sul mercato libero, secondo quanto riporta l'Autorità nell'ultimo rapporto sul monitoraggio *retail*⁷, nel 2015 ancora il 68% dei consumatori domestici di elettricità (su un totale di quasi 30 milioni di punti di prelievo) e gas (su un totale di quasi 20 milioni di punti di riconsegna) e il 55% delle piccole e medie imprese allacciate in bassa tensione altri usi (BTA - settore elettrico) continua a approvvigionarsi con prezzi tutelati.

Se i clienti domestici continuano a preferire la tutela, seppur con una dinamica decrescente per entrambi i settori nel quadriennio 2012-2015 (**Figure 2 e 3**), nel non domestico si sta affermando una certa dinamicità nel rivolgersi al mercato libero. In particolare nel settore elettrico nel 2015, ogni 100 clienti in media tensione altri usi (MTA), 29 hanno fatto registrare un passaggio da un fornitore del libero ad un altro. Anche i clienti in BTA si sono dimostrati molto più attivi rispetto al passato. Infatti se è vero che meno della metà (45% nel 2015) degli stessi si approvvigiona nel libero, a questa percentuale corrisponde un volume di energia elettrica pari al 72% del totale (vs 66% del 2012), dato che testimonia come i clienti con i maggiori consumi siano stati i primi a uscire dalla tutela. Tuttavia, bisogna registrare anche una tendenza al rientro in tutela: infatti nel 2015 su 3 clienti che sono usciti dalla tutela 1 è rientrato mentre nel 2013 il rapporto era 4 a 1.

Concentrandosi sul segmento domestico elettrico, nel quadriennio 2012 -2015 si registra una crescita media dei punti di prelievo del 0.8% che ha portato gli stessi a quota 29.7 milioni nel 2015, di cui 20.2 milioni nel 2015 erano ancora sul tutelato, con un numero di utenti che in media annualmente migrano verso il libero pari a circa 900,000. Se quindi la maggior tutela finisse oggi, la potenziale platea

di clienti che approderebbe sul libero tramite un sistema ad aste potrebbe aggirarsi sui 20 milioni. Nel segmento della BT altri usi la dinamica dei punti di prelievo è stata invece decrescente, passando da 7.6 milioni nel 2012 a 7.2 nel 2015, con un numero medio annuale di uscite dalla maggior tutela intorno a 250,000.

A livello regionale si registra una certa disomogeneità (dati 2015). Per quanto riguarda la clientela domestica la percentuale di passaggi da e per il servizio di tutela si attesta nella maggior parte delle regioni tra il 4% e il 5%, con unica eccezione la Valle d'Aosta dove si colloca al 1.5%. In questa regione e in Trentino-Alto Adige anche la percentuale di clienti che hanno cambiato fornitore nel libero è più bassa (attorno al 2%) rispetto al resto delle regioni dove si attesta in media al 6% con punte del 7.3% in Abruzzo e del 7.8% in Toscana. Anche su scala regionale i clienti della BT altri usi presentano una maggiore dinamicità dei domestici. Se anche in questo segmento la quota di passaggi da e per il servizio di maggior tutela si aggira intorno al 4-5%, la percentuale di clienti che hanno cambiato fornitore nel mercato libero è, in più della metà delle regioni, superiore al 10% con punte in Veneto (14%), Abruzzo (15.1%) e Friuli-Venezia Giulia (16.1%).

Nel settore gas, secondo quanto riportato nel rapporto, sia i clienti domestici che quelli altri usi hanno mostrato una dinamica decrescente in questi anni, attestandosi, nel 2015 rispettivamente a 19.7 milioni i primi e 1.2 milioni i secondi⁸. Tuttavia tale dinamica risulta in contrasto con quella evidenziata dalle relazioni annuali dell'Autorità stessa, secondo le quali i PDR totali dal 2012 al 2015 sono cresciuti con un tasso medio del 1.0% arrivando nel 2015 a quota 23.4 milioni. Concentrandosi sul segmento domestico, i clienti che nel 2015 si servivano ancora sul tutelato erano pari a 13.4 milioni, con un numero medio di clienti in uscita annualmente dal tutelato pari a circa un milione.

Anche nel settore gas, la clientela non domestica evidenzia una maggiore dinamicità rispetto a quella domestica, forse complice anche la ripermimetrazione del servizio

⁷ Rapporto AEEGSI 168/2017/II/com, "Monitoraggio retail. Aggiornamento del rapporto per gli anni 2014 e 2015". Nel rapporto vengono confrontati i dati riferibili al periodo 2012-2015, attingendo anche alla precedente edizione del rapporto.

⁸ Solo il segmento dei condomini uso domestico ha mostrato una crescita nei PDR che sono passati da 196,000 nel 2012 a 201,000 nel 2015.

di tutela, avvenuta nel 2013 a opera del cosiddetto “Decreto del Fare”⁹. Infatti nel quadriennio in esame la percentuale di clienti gas che hanno optato per un cambio della modalità di fornitura¹⁰ ha fatto registrare un continuo aumento attestandosi nel 2015 a:

- 13% per i clienti domestici
- 17% per i condomini uso domestico
- 13% per i clienti altri usi < 50,000 Smc/anno
- 26% per i clienti altri usi 50,000 - 200,000 Smc/anno.

QUANTO È CONCENTRATO IL MERCATO?

Il livello di concorrenzialità risulta ancora molto disomogeneo sia a livello di settore sia di tipologia di clientela.

Nel mercato elettrico libero, anche se il numero di fornitori ha registrato un aumento nel quadriennio 2012-2015 (da 219 a 335), i livelli di concentrazione a livello nazionale (dati 2015) permangono ancora molto elevati nel segmento domestico, mentre risultano più bassi nei segmenti degli altri clienti in BT e dei clienti in MT.

In particolare, il primo operatore (gruppo Enel), in termini di energia fornita, copre:

- quasi i tre quarti del mercato domestico totale, detenendo una quota del 87% sul tutelato e del 50% sul libero
- circa il 40% della BTA, con quote pari al 84% sul tutelato e al 24% sul libero
- circa il 9% della MTA, coprendo quasi l'8% del libero e quasi la metà del mercato in salvaguardia.

Anche nel settore gas, il numero di operatori attivi nel libero è aumentato passando da 280 nel 2012 a 340 nel 2015, tuttavia le dinamiche concorrenziali restano su scala regionale o sub-regionale, come dimostra il fatto che solo un quarto degli operatori attivi è presente in più di 10 regioni, mentre poco meno di un terzo del totale continua ad operare in un'unica regione (dati 2015). Guardando alle quote di mercato in termini di gas fornito nel 2015, relativamente al solo settore domestico, si nota come:

- il primo operatore (gruppo ENI) copre il 27% del mercato totale, detenendo una quota del 72% sul tutelato e poco meno del 6% sul libero
- il secondo operatore ha una quota che si aggira intorno al 17% sia sul tutelato che sul libero
- i primi venti gruppi del settore (esclusi il primo e il secondo) detengono, ciascuno, quote di mercato sul libero nettamente inferiori al 5%
- gli operatori diversi dai primi venti gruppi coprono nel loro insieme circa il 60% del mercato totale.

Elemento significativo per entrambi i settori, che in un'ottica di fine della tutela potrebbe far temere una tendenza verso una maggior concentrazione del mercato, riguarda il vantaggio competitivo mostrato dai fornitori del tutelato nel convincere i clienti a sceglierli come fornitori nel libero. In particolare, con riferimento al settore elettrico, nel 2015, è stato rilevato che la quota di clienti che esce dalla maggior tutela e poi sul libero si affida ad un venditore collegato all'impresa di distribuzione è pari al 56% per la BTA e al 67% per il domestico.

Proprio per rimuovere ogni rischio di confusione e promuovere la concorrenza, l'Autorità, in ossequio a quanto previsto dal Terzo Pacchetto Energia già nel 2015 (delibera 296/2015) aveva disposto che il distributore e i venditori integrati in uno stesso gruppo societario (operanti sia sul libero che nella tutela) non potessero più utilizzare lo stesso marchio, oltre a dover separare le politiche di comunicazione ed utilizzare canali e spazi commerciali ben distinti. Tali obblighi andavano assolti entro il 30 giugno 2016 per quanto riguarda separazione del marchio e della comunicazione e entro il 1 gennaio 2017 per quanto riguarda la separazione degli spazi commerciali e dei canali di interfaccia con i clienti. Gli effetti del *debranding* sui passaggi dal tutelato

⁹ Il decreto legge 69/2013 (convertito in legge 98/2013) stabiliva la cessazione del diritto alle condizioni di tutela per le forniture di gas naturale ai clienti finali non domestici.

¹⁰ Entrata o uscita dalla tutela, cambio di fornitore nel libero o rinegoziazioni contrattuali avvenute con lo stesso fornitore.

al libero con un venditore collegato all'impresa di distribuzione non sono ancora stati rilevati dall'Autorità, dato che il monitoraggio sulle attività *retail* si riferisce al 2014 e 2015, cioè quando ancora il *debranding*, non era operativo.

BOLLETTE NON FACILMENTE CONFRONTABILI

Dall'analisi delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero, si evince come la varietà delle stesse sul TrovaOfferte si sia notevolmente ampliata nel quadriennio 2012-2015: per il settore elettrico si è passati da 26 a 40, mentre nel gas da 13 a 25, con una netta prevalenza, in entrambi i settori, di quelle a prezzo bloccato.

L'Autorità sostiene che in media la spesa sostenuta dai clienti domestici sul mercato libero si attesti su valori più elevati rispetto a quella nei regimi di tutela, soprattutto per le offerte a prezzo bloccato. Per verificare ciò REF-E ha proceduto a confrontare la spesa riportata nel monitoraggio *retail* riferibile a ottobre 2015¹¹, basata sulle informazioni reperibili nel TrovaOfferte e su quelle comunicate trimestralmente dai fornitori, con la spesa media del cliente domestico in tutela riferita al quarto trimestre del 2015, ricostruita da REF-E stessa¹². La **Tabella 6** evidenzia l'esistenza di un significativo differenziale tra le offerte più vantaggiose e quelle meno

TABELLA 6. SPESA MEDIA PER FORNITURA DI ENERGIA, INCLUSE IMPOSTE (€/anno)

	Prezzi tutelati*	TrovaOfferte**					
		Prezzo variabile			Prezzo bloccato		
		min	media	max	min	media	max
Elettrico	514.7	457.6	498.0	554.6	462.8	527.0	623.7
Gas	1265.1	1156.7	1234.0	1310.9	1158.9	1277.0	1426.3

*IV trimestre 2015 **Ottobre 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEGSI

vantaggiose sul mercato libero e come in media la spesa sul tutelato risulti più bassa rispetto a quella associata a offerte sul libero a prezzo bloccato, che sono la stragrande maggioranza di quelle disponibili, ma in linea o addirittura più alta rispetto a quella relativa a offerte a prezzo variabile. Per capire se il passaggio sul libero può effettivamente portare a dei risparmi per il consumatore, il confronto dovrebbe avvenire tra la spesa sul tutelato con quella effettivamente sostenuta dai clienti del libero ormai a regime in quanto guardare ai dati del TrovaOfferte potrebbe creare una distorsione dato che per catturare il cliente, i fornitori del libero potrebbero praticare inizialmente delle condizioni particolarmente vantaggiose, la cui durata è però limitata nel tempo.

In ogni caso, quando si effettuano tali tipi di confronti, bisogna tener presente che le spese non sono sempre direttamente comparabili. Infatti le offerte del mercato libero, oltre alla fornitura del puro kWh elettrico o del mc di gas, comprendono altri servizi, come ad esempio l'attivazione di programmi fedeltà o la fornitura di servizi energetici e non. Inoltre, nel caso delle offerte a prezzo bloccato, la spesa incorpora anche la copertura che il fornitore deve avere per gli eventuali incrementi di prezzo, quindi il cliente finale si trova a pagare anche un differenziale riconducibile alla stabilizzazione della componente materia prima rispetto alla variabilità del prezzo della stessa sul mercato all'ingrosso. Interessante è anche notare come offerte di pari contenuto presentino costi diversi a seconda del canale di sottoscrizione: la sottoscrizione online dei contratti, attraverso la quale il fornitore minimizza i costi di acquisizione del cliente rispetto agli altri canali, consente l'accesso a offerte più vantaggiose a parità di contenuto delle stesse.

IL PREOCCUPANTE FENOMENO DELLA MOROSITÀ

Negli ultimi anni uno dei fenomeni che desta maggior preoccupazione nei fornitori riguarda i mancati pagamenti da parte dei clienti finali delle fatture di energia elettrica e gas. Anche a causa della crisi economica, tale fenomeno si è aggravato rispetto al passato, anche se nell'ultimo quadriennio i due settori presentano *trend* opposti.

Per il settore elettrico si registra una tendenziale diminuzione delle richieste di sospensione effettiva rispetto al totale dei punti serviti per tutte le tipologie di clientela rilevate nel rapporto, con tassi più alti per il mercato libero e i clienti in salvaguardia. Elevate differenze sussistono non solo a livello di diversa tipologia di clientela, ma anche per area geografica. Ad esempio per i clienti domestici, a livello nazionale, si è

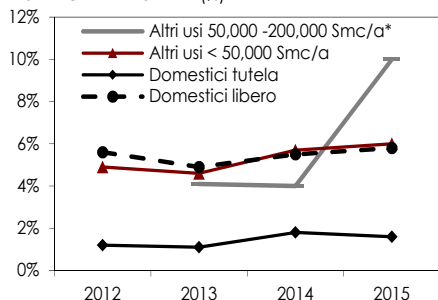
¹¹ Cliente domestico di riferimento:

- Elettrico - cliente connesso in BT residente a Roma, con potenza pari a 3 kW ed un consumo annuo di 2,700 kWh, ripartiti per il 33,4% nella fascia oraria F1 e per il 66,6% nella fascia oraria F2-3
- Gas - cliente con consumi di gas naturale pari a 1.400 Smc/anno e ubicazione della fornitura nella città di Roma.

¹² Stima REF-E basata sulle delibere AEEGSI di aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche per i clienti del servizio di maggior tutela/tutela per il IV trimestre 2015. In analogia con i clienti domestici di riferimento considerati nel monitoraggio *retail*, per il perimetro tutelato si sono presi a riferimento:

- Elettrico - cliente connesso in BT residente, con potenza pari a 3 kW ed un consumo annuo di 2,700 kWh
- Gas - cliente con consumi di gas naturale pari a 1.400 Smc/anno e ubicato nell'ambito centro-sud occidentale.

FIGURA 4. RICHIESTE DI SOSPENSIONE EFFETTIVE RISPETTO AI PDR SERVITI (%)



*Dato 2012 non disponibile

Fonte: REF-E su dati AEEGSI

passati da un tasso del 5.4% del 2013 al 4.2% nel 2015 per la maggior tutela e dal 8.6% al 6.7% per il mercato libero. Il *trend* di calo ha interessato anche le regioni del Sud, dove però si registrano tassi tendenzialmente più alti, con punte in Campania del 6.9% nel tutelato (8.9% nel 2013) e del 12.2% nel libero (15.8% nel 2013). Per i clienti non domestici in BT, per i quali le richieste di sospensione per morosità sono storicamente più numerose che per i clienti domestici, le differenze tra tutelato e libero sono irrisorie con tassi di poco inferiori al 10%, ma si mantengono le differenze regionali con il Sud che mediamente presenta tassi tra il 15% e il 20%.

Nel settore gas le richieste di sospensione della fornitura risultano in media più basse che per il settore elettrico e analogamente a questo, le richieste sono più frequenti per i clienti non domestici rispetto ai domestici, tuttavia in questo settore appare preoccupante la tendenza di rialzo come riportato in **Figura 4**.

QUALI LEVE ALL'ESPANSIONE DEL MERCATO LIBERO?

Dal monitoraggio dell'Autorità emerge quindi un quadro molto composito: le offerte per i clienti di piccola e media dimensione crescono, tuttavia il mercato libero stenta a decollare. Se da una parte i clienti non domestici risultano sempre più dinamici, per quelli domestici permane una certa resistenza a uscire dal perimetro tutelato o addirittura una tendenza a rientrarvi. Per questa categoria di clienti resta da capire quanto lo scarso *appeal* del libero sia legato a una limitata "capacitazione" del cliente finale non ancora in grado di coglierne appieno i benefici, a una sua pigrizia nell'informarsi sulle offerte disponibili o a una mancanza di fiducia verso i fornitori.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto l'Autorità registra un miglioramento del grado di soddisfazione della clientela. Ad esempio l'indice di reclamosità¹³ è in riduzione nel mercato libero, attestandosi all'1.3% (1.8% nel 2012) e 1.4% (2.5% nel 2012) rispettivamente per i clienti domestici elettrici e gas, mentre si è mantenuto pressoché costante in quello tutelato (circa 0.4% per i clienti domestici elettrici, 0.6% nel gas) nel periodo 2012-2015. Delle criticità si riscontrano invece relativamente al fenomeno dei contratti contestati per irregolarità nella loro formazione: la percentuale di contratti contestati sul totale dei nuovi sottoscritti¹⁴ nel 2015 è in leggero aumento rispetto a quanto registrato nel 2012 sia per il settore elettrico che per quello gas (**Tabella 7**).

TABELLA 7. INDICATORE CONTRATTI CONTESTATI

		2012*	2013	2014	2015
Elettrico	domestici	0.7%	0.7%	0.6%	1.0%
	BTA	0.4%	0.5%	0.3%	0.7%
Gas	domestici	0.2%	0.4%	0.5%	0.9%
	condomini uso domestico	0.0%	0.1%	0.2%	0.1%
	altri usi	0.0%	0.3%	0.2%	0.3%

*Dati disponibili a partire dal II trimestre 2012

Fonte: dati AEEGSI

Se la lentezza del processo di abbandono del tutelato a favore del mercato libero fosse invece maggiormente imputabile a un atteggiamento poco proattivo del cliente finale, la definizione di una data definitiva per la fine della tutela e l'avvicinarsi di tale data potrebbero facilitare anche il passaggio al mercato libero che potrebbe essere incentivato anche dall'espandersi dell'offerta dei servizi post contatore che con l'avvento dei nuovi misuratori (2G per l'elettrico e *smart meter* per il gas) si presume sia destinata ad ampliarsi e arricchirsi sempre più.

¹³ Il rapporto tra il numero di reclami e il numero di clienti serviti.

¹⁴ L'indicatore preso a riferimento per rappresentare tale fenomeno è rappresentato dalla percentuale di reclami per tale tipologia di contratti rispetto al totale dei contratti conclusi in luogo diverso dai locali commerciali del venditore o attraverso forme di comunicazione a distanza.

AL VIA LA SOSTITUZIONE DI 41 MILIONI DI CONTATORI ELETTRICI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 248/2017/R/eel](#)
- [Delibera 229/2017/R/eel](#)
- [Delibera 222/2017/R/eel](#)
- [Delibera 646/2016/R/eel](#)
- [Delibera 87/2016/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Un nuovo paradigma regolatorio per i misuratori 2.0](#) (Newsletter 204-205)
- [Regolazione 2.0 per gli smart meter 2G](#) (Newsletter 202)

Spesa ridotta sotto i 4 miliardi per 7 anni di lavori, maggiori controlli e incentivi momentaneamente sospesi: queste le condizioni dell'Autorità all'avvio del piano di installazione dei contatori di seconda generazione, approvato nonostante le diverse perplessità sull'opportunità di avviare le sostituzioni prima che la tecnologia per l'utilizzo dei dati prodotti sia matura.

UN VIA LIBERA NON SCONTATO

L'Autorità ha infine approvato il tanto discusso piano di installazione dei misuratori 2G di Enel (delibera 222/2017). L'approvazione del progetto fissa la data di avvio retroattivamente al primo gennaio 2017, presentando però una serie di condizioni (dieci per l'esattezza) che modificano in parte il piano presentato a dicembre. Il distributore può comunque avviare la fase di sostituzione.

L'iter è stato piuttosto complesso e diverse voci, tra le quali anche quella del Ministero dello Sviluppo Economico, hanno, nelle ultime settimane, contestato la tempistica della sostituzione, approvata senza valutare pienamente né i costi di un sistema di misurazione che potrebbe richiedere tempi piuttosto lunghi per l'attivazione dei benefici, né i rischi di installare una soluzione tecnologica che potrebbe a breve rivelarsi sorpassata, soprattutto dal lato della *chain 2* (la catena informativa dal misuratore al cliente). Sulla stessa *chain* inoltre non è ancora stato approvato il protocollo di comunicazione aperto, ovvero che permette al misuratore di interagire con qualsiasi dispositivo di terzi installato dagli utenti. La conclusione del lavoro, in corso d'opera al Comitato Elettrotecnico Italiano, è prevista per questa estate, ma a valle della fine dei lavori, ci sarà un periodo dedito alle attività per l'installazione del *software* all'interno dei misuratori 2G, e anche al monitoraggio delle *performance* e delle funzionalità richieste dall'Autorità (delibera 87/2016). Dovranno essere infine svolti dei test per valutare l'interoperabilità tra i misuratori 2G e i dispositivi utenti sviluppati da soggetti terzi. L'unica "risposta" dell'Autorità alle numerose perplessità sollevate è stata quella di congelare, almeno per il 2017, i possibili incentivi, stabiliti solamente pochi mesi fa e ottenibili da Enel a fronte di contenimenti della spesa effettiva rispetto a quella programmata.

Dopo la consultazione pubblica, tenutasi a gennaio, l'Autorità aveva fatto pervenire a e-distribuzione una serie di richieste d'approfondimento, che hanno portato alla modifica e all'integrazione di diverse parti, tra le quali due aspetti di primaria importanza: il numero di misuratori totali installati previsti nel piano e la spesa totale di capitale prevista. e-distribuzione ha infatti diminuito il numero di misuratori previsti, portandoli da 41.8 milioni a 41.1 milioni di misuratori. Tale diminuzione ha ovviamente impattato anche sulla diminuzione delle previsioni di spesa, passata da 4.09 miliardi di euro a 4.02 miliardi di euro. Inoltre, a seguito di ulteriori richieste da parte dell'Autorità, e-distribuzione ha anche integrato alcune disposizioni che riguardano l'intercambiabilità, la tutela del cliente e le sinergie tra posa della fibra ottica e il piano di installazione, tre temi che avevano suscitato diverse opinioni e reazioni da parte degli attori coinvolti (tra le quali associazioni di consumatori, fornitori di energia elettrica, aziende terze...).

Sul tema dell'intercambiabilità, ovvero la capacità di un misuratore di operare con distributori diversi, in caso di cessione e acquisizione dei diversi rami della rete, e-distribuzione ha fornito alcune delucidazioni, spiegando che insieme ad altri distributori, è stato avviato un tavolo tecnico al fine di scegliere un protocollo, tra quelli proposti da Cenelec, aperto e condivisibile tra tutti.

Rispetto alla tutela del cliente, riguardante la modalità della rilevazione delle letture nel periodo di sostituzione, e-distribuzione intende rafforzare i diritti del consumatore per ottenere tutte le misure di energia elettrica, con una fatturazione su dati reali e non stimati. A questo proposito, per i clienti i cui misuratori non sono stati letti da oltre due mesi prima della sostituzione e le letture effettive sono simili a quelle stimate, si prevede la sostituzione obbligatoriamente con la presenza del cliente. Per i misuratori le cui letture non sono state lette da oltre due mesi, e che presentano dati molto diversi

TAG

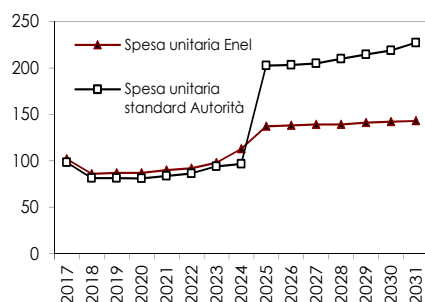
electricity, network regulation, smart metering

rispetto a quelle stimate, il cliente finale potrà richiedere una verifica del misuratore. Anche a questo scopo, verrà implementata una nuova funzionalità, che permetterà di trasferire le letture al momento della sostituzione dal vecchio misuratore al misuratore 2G. Entro 90 giorni dalla sostituzione, il cliente potrà inoltre richiedere il controllo dei dati registrati dal misuratore ormai rimosso.

In relazione infine alle sinergie tra fibra ottica e misuratore 2G, e-distribuzione ha garantito la predisposizione di due sistemi differenziati di contabilità per la posa della fibra e per il piano di sostituzione dei misuratori, in modo da assicurare una piena separazione tra le due attività.

A seguito di tali integrazioni, l'Autorità, così come previsto dalla delibera sul riconoscimento dei costi (delibera 646/2016), ha delineato il piano convenzionale di messa in servizio, identificando per ciascun anno la percentuale di misuratori, il piano di spesa *standard* annuale di capitale e la spesa unitaria *standard* per misuratore 2G. Dalle valutazioni effettuate dall'Autorità, sono stati riscontrati valori diversi dalle spese ipotizzate dal distributore. Infatti, i costi stimati dall'Autorità sono risultati inferiori sia per quanto riguarda l'installazione durante la posa massiva, sia durante la fase di posa singola per i misuratori dei punti di scambio di produzione di energia elettrica e sia per l'approvvigionamento dei misuratori monofase, mentre sono risultati superiori per quanto riguarda il costo per misuratore nel periodo di posa singola. La spesa *standard* di capitale calcolata dall'Autorità si è dunque attestata a 3.85 miliardi di euro, 170 milioni in meno rispetto al piano di e-distribuzione. Il piano dell'Autorità prevede un'installazione massiva dal 2017 al 2024 di circa 31 milioni di misuratori, con una previsione di spesa per i sistemi centrali e i concentratori di 210 milioni di euro e una spesa unitaria *standard* di 87 euro per misuratore. La spesa unitaria *standard* per misuratore varierà da un prezzo di 80 euro nel 2020 ai 230 euro nel 2031¹ (Figura 1).

FIGURA 1. SPESE PREVISTE ENEL VS AUTORITÀ
(€/misuratore)



Fonte: REF-E su dati e-distribuzione e Autorità

LE CONDIZIONI RICHIESTE DALL'AUTORITÀ

Oltre alle integrazioni che e-distribuzione ha già inserito nel piano, l'approvazione è anche condizionata al soddisfacimento di ulteriori clausole. Per quanto riguarda il monitoraggio delle *performance* sulla *chain 2*, e-distribuzione dovrà aumentare i controlli da 30 a 100 per ogni singolo consumatore, con il costo a carico dell'impresa distributrice. Per quanto riguarda tale punto, le *performance* sulla seconda catena informativa sono il punto focale della sostituzione dei misuratori, è pertanto corretto aumentare lo sforzo del monitoraggio delle sue funzionalità, così come è corretto che sia la stessa impresa distributrice ad assumersi l'onere della spesa. Non si spiega però come sia stato tarato il numero di 100 controlli. Tale monitoraggio comunque dovrà essere comunicato, attraverso rapporti dettagliati, all'Autorità, affinché possa valutare l'applicazione di eventuali sanzioni per il non soddisfacimento delle funzionalità e delle *performance* previste dalla delibera 86/2016. Rispetto alle funzionalità della *chain 2*, l'Autorità ha inoltre pubblicato un ulteriore documento (delibera 229/2017) sulla configurazione di *default* dei nuovi misuratori. Infatti, in attesa che il venditore implementi degli strumenti informatici per configurare il misuratore in base alle esigenze del consumatore (ovvero i servizi garantiti dalla *chain 2*), il distributore dovrà predisporre una configurazione in linea con quella del precedente contatore, garantendo al cliente finale la *privacy* dei dati visualizzabili sul *display*. Le informazioni che riguarderanno il contratto saranno dunque visualizzabili sul misuratore solo al completamento degli strumenti informatici. Come ulteriore garanzia per il cliente, una delle condizioni previste richiede che il distributore debba anche rendere disponibile al consumatore una verifica della lettura per 15 giorni successivi la sostituzione. La verifica di lettura non potrà superare il contributo, in quota fissa, stabilita dal TIC (47.71 €) a seguito dell'avvenuto controllo. Per tutelare il cliente sulle mancate letture del mese precedente la sostituzione, e-distribuzione dovrà garantire che sul *display* vengano trasmesse le letture del mese precedente e che queste rimangano fino a 18 mesi.

Ulteriore condizione riguarda la sostituzione dei misuratori: qualsiasi rimozione dei misuratori 2G dovrà essere comunicata all'Autorità, dandone un preciso motivo (se a causa di un guasto, una richiesta commerciale del cliente, manomissione, furto, mancata raggiungibilità, mancata riprogrammazione). Rispetto al tema dell'intercambiabilità, qualsiasi extra-costi che dovesse sorgere a causa dell'impossibilità di comunicazione causata dalla scelta di un protocollo non aperto (di quelli definiti dal Cenelec),

¹ Dati a prezzi costanti.

saranno a carico di e-distribuzione. Infine, il distributore dovrà informare gli utenti del dispacciamento dell'imminente sostituzione del misuratore ai punti di prelievo, al fine di agevolare lo scambio di informazioni e approfittare dei benefici derivanti dal misuratore 2G. L'Autorità, anche su questo punto, ha definito alcuni interventi volti alla gestione delle misure tramite il Sistema Informativo Integrato (SII) (delibera 248/2017). Come infatti richiesto dalla delibera 87/2016, il distributore deve inviare entro 24 ore (per i primi 12 mesi il limite è spostato a 30 ore) le misure quartorarie rilevate al SII, al quale poi l'utente del trasporto² può accedere. Proprio il passaggio del flusso informativo dal SII all'utente del trasporto è quello interessato dalle modifiche e le modalità dovranno essere definite dal gestore del SII, ovvero l'Acquirente Unico, entro la fine del mese di maggio.

² L'utente del trasporto e l'utente del dispacciamento sono il medesimo soggetto, il quale però utilizza due contratti separati, uno di trasporto e uno di dispacciamento. Il contratto di dispacciamento è una condizione necessaria per il contratto di trasporto. (Articolo 4, Allegato A della delibera 111/2006).

GAS NATURALE

NORD-STREAM II: DUBBI VANTAGGI PER I PAESI DEL SUD EUROPA

Il Nord-Stream II, progetto che potenzierebbe la capacità di importazione di gas dalla Russia attraverso il mare del Nord dai 55 Gmc/a attuali a 110, e che da diversi anni anima il dibattito, anche politico europeo, risponde alle previsioni di incremento della dipendenza dall'estero dei paesi del Nord Europa e permette di aggirare il transito dall'Ucraina. Tuttavia, simulando i nuovi assetti e i possibili flussi di gas verso l'Italia, le conseguenze potrebbero essere di un incremento di almeno di 0.5 €/MWh dello spread di prezzo tra PSV e TTF. Giusto per l'Italia valutare le alternative possibili.

ARTICOLI CORRELATI

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

DIRETTIVE ATTUALI E NORD-STREAM 2

Sempre più vivo è il dibattito sulla necessità e ragionevolezza del progetto Nord-Stream 2 il quale coinvolge assiduamente i vertici delle maggiori società coinvolte nel progetto, insieme ai maggiori esponenti dell'Unione Europea e del Governo tedesco. In questo contesto la Germania è lo sponsor principale del progetto, supportando fortemente Gazprom nella realizzazione di questa espansione. Il gasdotto dovrebbe estendersi per 1,200 km attraverso il Mar Baltico e approdare a Greifswald, *exit point* dell'attuale del Nord-Stream 1 (**Figura 1**).

FIGURA 1. ROTTE NORD-STREAM



Fonte: <https://www.nord-stream2.com/en>

Le due nuove *string* aggiungerebbero una capacità di 55 Gmc/a raggiungendo un totale pari a 110 Gmc/a, capacità che se completamente utilizzata permetterebbe di soddisfare, da sola, circa il 25% della domanda attuale di gas dell'Europa Nord e Sud Occidentale. Nord Stream 2 potrebbe essere già operativo entro la fine del 2019, secondo le dichiarazioni di Gazprom, anno in cui la Russia pianificherebbe di cessare, o fortemente limitare, il transito ucraino che a oggi alimenta, tramite la Brotherhood pipeline (**Figura 2**), principalmente Slovacchia, Romania, Ungheria, Austria e Italia.

LE DUE FACCE DELLA MEDAGLIA

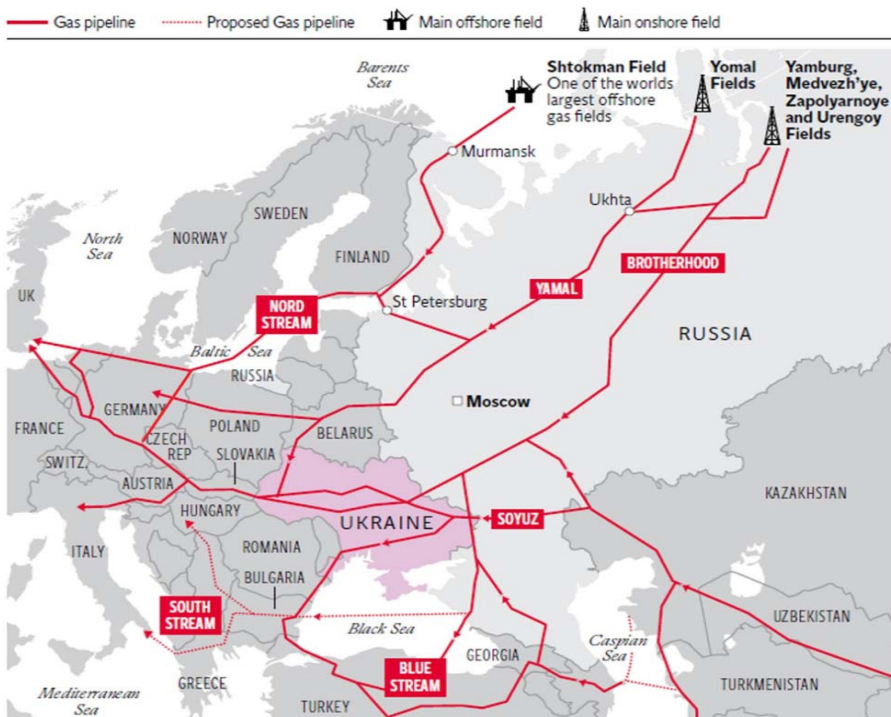
Dal 2014 il dibattito sul Nord-Stream 2 vede il coinvolgimento attivo di diversi *stakeholder* motivati da interessi contrapposti. Da un lato del tavolo si presentano i paesi usuali di transito del gas russo quali Slovacchia, Repubblica Ceca, Polonia e Bielorussia, trainati dall'Ucraina. Alcuni tra questi osteggiano il progetto Nord-Stream ritenendo che l'espansione russa da Nord rientrerebbe nei piani del Cremlino per il rafforzamento della sua influenza sui paesi dell'Est Europa, potendo la Russia così imporre la propria posizione dominante senza intaccare le forniture verso l'Occidente.

Dal lato opposto del tavolo invece vi sarebbero paesi nord-europei quali Germania, Austria, Gran Bretagna, Olanda e Francia che in prospettiva del declino della produzione nazionale e norvegese, si garantirebbero un approvvigionamento dalla Russia a costi

TAG

market analysis, natural gas, network regulation

FIGURA 2. ROTTE ATTUALI DEL GAS RUSSO IN EUROPA

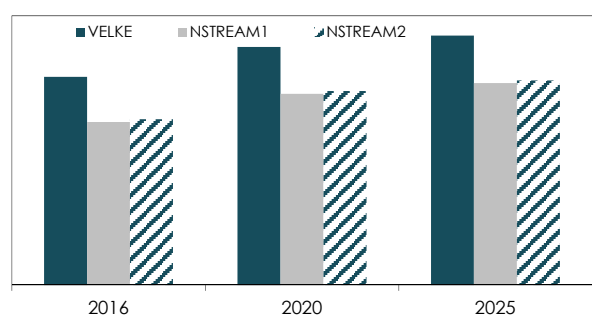


Fonte: Bloomberg e REF-E

inferiori rispetto al transito in essere East-West, che si estende da Ucraina-Slovacchia-Repubblica Ceca, nonché diversi TSO (in primis quelli tedeschi) che fruirebbero di ricavi derivanti dal gas di transito verso i paesi più estremi.

Soffermandoci proprio sulla Germania, abbiamo stimato la tariffa di *entry* che deriverebbe dalla costruzione del Nord-Stream 2 il cui CAPEX è stimato pari a circa 9.9 miliardi di euro¹, secondo quanto pubblicato dalla stampa² internazionale.

FIGURA 3. PREZZO DI IMPORTAZIONE GAS RUSSO ALL'ENTRY GERMANIA (€/MWh) Media aritmetica annuale



Fonte: Stime REF-E su scenari proprietari

Da nostre stime la costruzione di questa *pipeline* graverebbe sul gas in transito dalla Germania per ulteriori 1.9 €/MWh (costo poco superiore agli attuali costi del Nord-Stream1), mentre il gas in transito dall'Ucraina, passante per Slovacchia e Repubblica Ceca, valutato ai punti di interconnessione tedeschi, ammonterebbe a circa 3.1 €/MWh, tenendo conto del costo attuale del transito ucraino e del costo del contratto di *ship or pay* slovacco (in essere fino al 2028).

Stante queste stime e attuali costi di trasporto, questo si tradurrebbe per la Germania in costi del gas russo più contenuti nel caso si utilizzasse il Nord-Stream 2 e/o pienamente il Nord-Stream 1 (Figura 3) piuttosto che il transito ucraino via Velké (beneficio di circa 1.2-1.3 €/MWh), ciò non solo per la Germania ma anche per tutti i paesi confinanti e direttamente interconnessi al mercato tedesco (Olanda, Belgio, Francia).

MA QUALI COSTI O BENEFICI PER L'ITALIA?

Se sembra essere economicamente ragionevole supportare l'espansione del Nord-Stream per i mercati nord-europei, nell'ipotesi che la dipendenza russa sia uguale o addirittura crescente in tale area, la situazione è più articolata se si considera anche il Sud-Europa e possibili alternative.

Nel dibattito Nord-Stream, l'Italia non sembra mai comparire né supportare una scelta a dispetto dell'altra sui tavoli comunitari. Limitandoci ad aspetti meramente economici, abbiamo valutato i potenziali impatti dello *switch* dal transito ucraino al Nord-Stream,

¹ Circa 8 miliardi di euro sono necessari per la realizzazione del gasdotto *off-shore*, la restante quota invece tenendo conto anche dei costi di *project financing*.

² Reuters news-ID: nNRA3nsuz4.

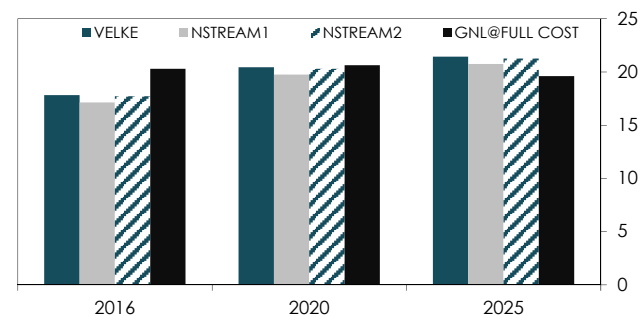
in termini di costo della materia prima. Allora abbiamo stimato i costi per tre corridoi possibili, ritenendo alternative le tre soluzioni:

1. Transito Ucraino - Velké - Baumgarten-Tarvisio
2. Nord-Stream 1 - OPAL - Repubblica Ceca - Slovacchia - Austria-Tarvisio
3. Nord-Stream 2 - NCG-TRANSITGAS-Gries.

I risultati ottenuti prospetticamente evidenziano un costo pieno all'entry Italia superiore nel caso 3 rispetto agli altri due corridoi (**Figura 4**).

Se si considerasse l'annullamento del transito ucraino, potrebbe essere necessario utilizzare la soluzione (2) e la soluzione (3) contestualmente per garantire i flussi attuali verso l'Europa e l'Italia. Sebbene la soluzione (2) possa essere considerata comunque

FIGURA 4. PREZZO DI IMPORTAZIONE GAS RUSSO ALL'ENTRY ITALIA (€/MWh) Media aritmetica annuale



Fonte: Stime REF-E su scenari proprietari

competitiva rispetto a Velké (**Figura 4**), essa potrebbe essere da sola non sufficiente a garantire il bilancio dell'Europa, richiedendo il ricorso del transito (3). Quest'ultimo corridoio non sarebbe indifferente per l'Italia, mostrando costi sostanzialmente più alti (di 0.3-0.4 €/MWh circa) rispetto al corridoio attuale via Ucraina. Con l'attuale sistema *entry-exit* europeo, il transito Nord-Stream via Transitgas continuerebbe così a segnare un divario tra i prezzi all'ingrosso nord e sud europei, potenzialmente incrementando lo *spread* PSV - Hub Nord di ulteriori 0.5 €/MWh (*spread* tra prezzo russo a Baumgarten rispetto al prezzo russo via Nord-Stream 2 a Gries), stante le nostre stime. Inoltre l'importazione russa via Nord-Stream nel lungo termine potrebbe non essere necessariamente la soluzione ottimale, se la confrontiamo con nostre previsioni di lungo del costo di importazione via GNL in Italia di nuovi fornitori³ (**Figura 4**), ad esempio.

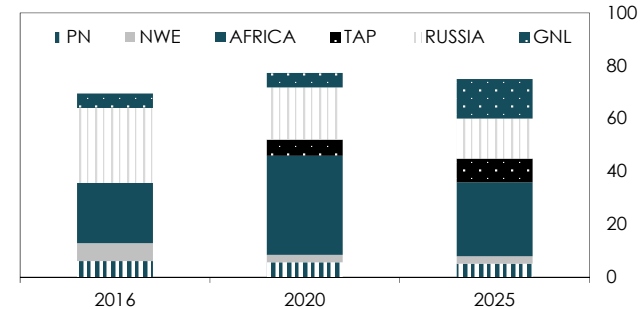
A questo andrebbero aggiunte valutazioni dei costi dello *ship or pay* slovacco (legati a un minimo transito di 50 Gmc/anno, in essere fino al 2028), che Gazprom continuerebbe a sostenere e che, in caso di posizione dominante russa in Europa, potrebbe essere comunque ribaltato dai russi sul costo della materia prima su tutti i punti di importazione europea.

ALTERNATIVE PER L'ITALIA

A questo punto ne dovrebbe conseguire una valutazione di alternative possibili per l'Italia anche considerando attuali e future possibili infrastrutture. Con il modello proprietario, EU-GaMe abbiamo simulato il mercato europeo e italiano, considerando la competitività del gas russo rispetto a gas alternativo, ad esempio via GNL, nell'ipotesi di avere solo gli attuali terminali di rigassificazione (attuale capacità di rigassificazione installata, 15 Gmc/a).

Abbiamo poi ipotizzato di utilizzare tariffe di rigassificazione in linea con gli altri terminali occidentali, in modo da neutralizzare effetti di distorsione regolatoria, con un

FIGURA 5. FLUSSI ITALIA AL 2030 - RUSSIA VERSO NUOVI FORNITORI (Gmc/a)



Fonte: Analisi REF-E su simulazioni del modello proprietario EU-GaMe

costo FOB del GNL rispecchiante nuove forniture (ad esempio GNL Americano), ritenendo ragionevole che l'ammacco derivante per la remunerazione e il costo di capitale dei nuovi e attuali terminali di rigassificazione possa essere recuperato a valle del PSV⁴. In aggiunta abbiamo supposto il cessare dei contratti di lungo termine con *delivery* Baumgarten/Tarvisio a partire dal 2020.

Simulando allora il mercato europeo e facendo competere l'import russo, fruibile secondo le tre direttive precedentemente discusse, ne emergerebbe che le importazioni russe potrebbero non essere necessariamente le più economiche, in nessuno dei tre corridoi prospettati, a scapito di una quota crescente di importazione via GNL o corridoi alternativi (TAP ad esempio) i quali potrebbero spiazzare parte dell'import attuale da Tarvisio che si ridurrebbe (**Figura 5**), consentendo il completo utilizzo dei terminali di rigassificazione.

³ Stima costo LNG rigassificato in Italia tenendo conto di un costo di rigassificazione allineato ai terminali di rigassificazione nord-europei e spagnoli.

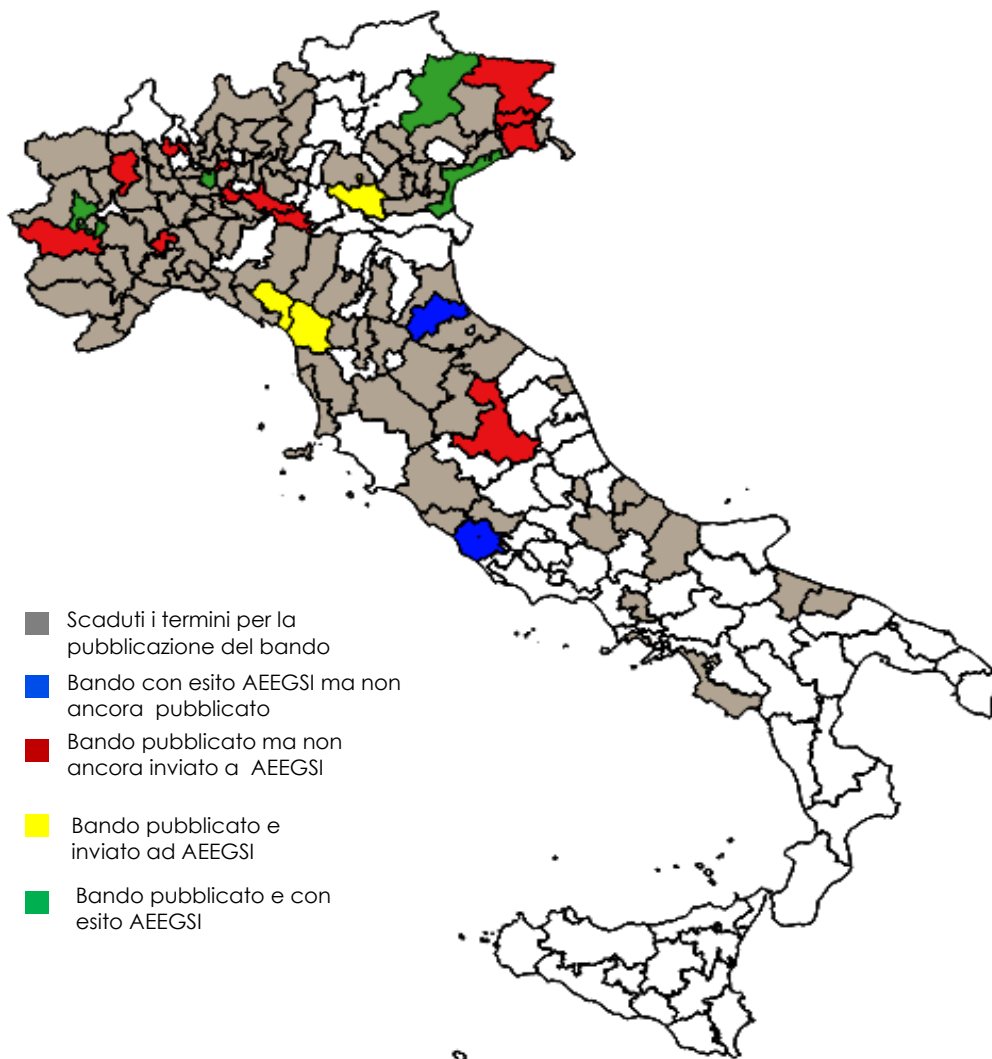
⁴ Ipotesi plausibile ma che è funzione di scelte regolatorie al vaglio dall'Autorità.

Ovviamente questo è trainato dall'assunzione che il costo di capacità di rigassificazione sia adeguato a valori di 1.3 €/MWh, valore di riferimento per i principali terminali europei e che i costi di logistica (*entry/exit*) si mantengano ai valori attuali.

A questo andrebbe aggiunto anche l'ulteriore potenzialità di importazione dal bacino East-Med, attualmente dotato di un elevato potenziale di esportazione, ottimizzabile utilizzando gli attuali impianti di liquefazione egiziani, a oggi *off-line* per sopperire al bilancio interno, in prospettiva del *go-live* di Zohr.

GARE GAS MONITORAGGIO GARE GAS

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	28/06/2017	●	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	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	30/11/2017	●	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 26/04/2017

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	78 962	78 489	0.6%
Produzione netta	70 426	66 165	6.4%
- Termoelettrico	51 529	46 929	9.8%
- Rinnovabili**	18 897	19 236	-0.6%
Saldo estero	9 202	12 930	-28.8%

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

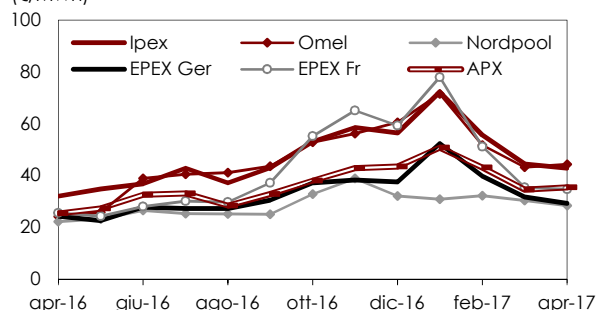
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	3.7	3.5	6.5%	7.5	6.8	11.3%
Termoelettrico	6.7	5.6	19.3%	14.4	11.2	29.4%
Distribuzione	14.2	13.7	4.2%	24.0	23.8	1.0%
Altro	0.6	0.8	-24.7%	1.0	1.6	-34.9%
Totale	25.3	23.6	7.2%	47.0	43.3	8.6%

Valori cumulati al 31/03/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

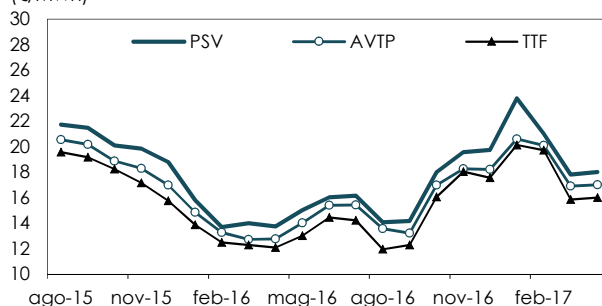
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/04/2017

Fonte: Borse Europee

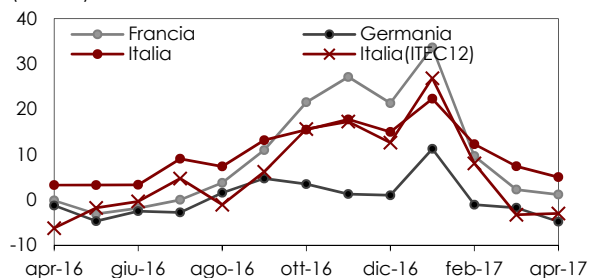
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 20/04/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

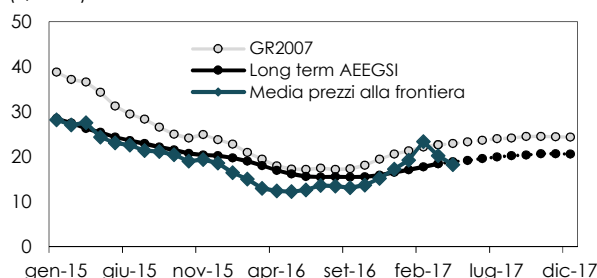
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 26/04/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

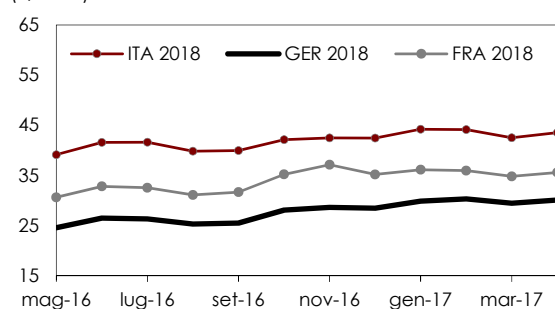
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 20/04/2017

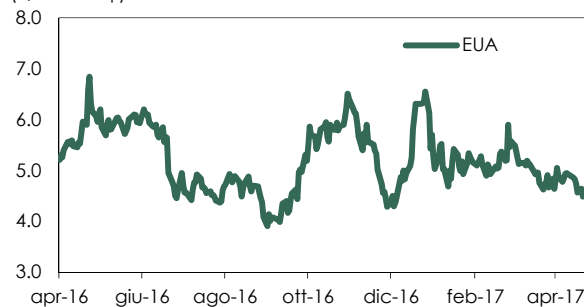
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 26/04/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

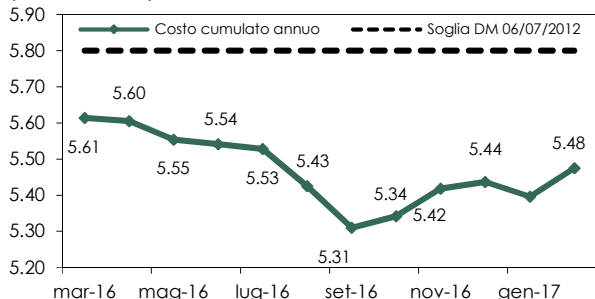


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 26/04/2017

Fonte: Reuters su EEX

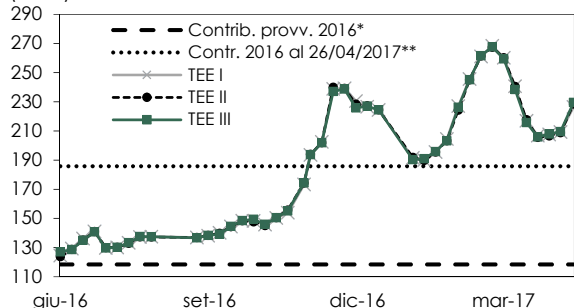
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



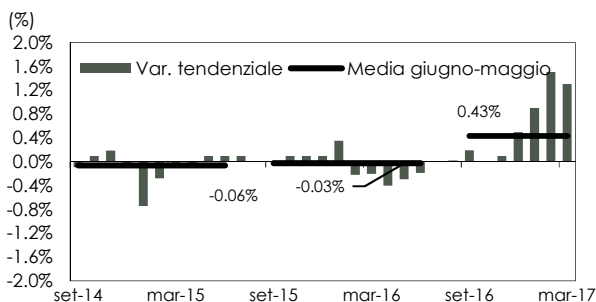
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 28/02/2017
Fonte: GSE

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



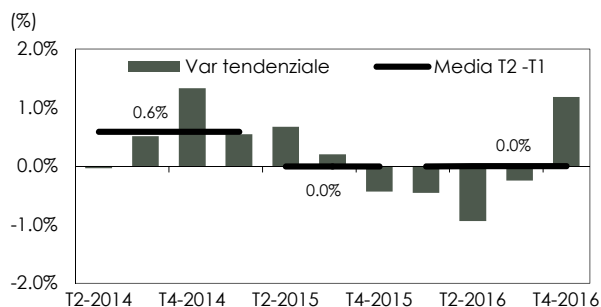
* AEEGSI, DMEG/EFIR/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 26/04/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



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

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2016
Edizione dati Istat: marzo 2017

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	8.28	8.00	8.39	9.05
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.81	3.81
Oneri A UC MCT	4.84	4.92	3.94	3.77
Totale - tasse escluse	16.17	15.98	16.13	16.63

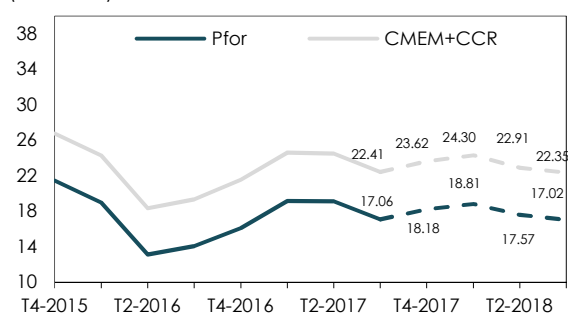
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.37	7.09	7.42	8.02
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.78	2.78
Oneri A UC MCT	8.23	8.31	7.66	7.28
Totale - tasse escluse	18.35	18.14	17.85	18.08

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 20/04/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

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

Componente	III 2016	IV 2016	I 2017	II 2017
Approvvig. e vendita	27.16	28.71	31.08	30.11
Costi di trasporto	3.17	3.83	4.08	3.33
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.99	8.99
Oneri generali di sistema	3.50	2.32	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	42.60	43.62	46.46	44.74

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

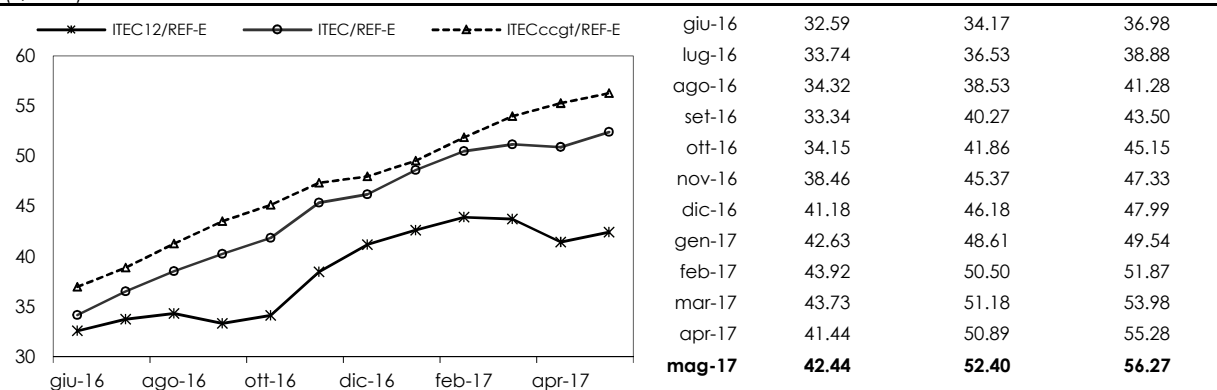
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 41.44 €/MWh, in diminuzione del 5.2% sul dato di marzo (43.73 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alla diminuzione del valore di mercato del TTF e del carbone a marzo e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi. Il calo dei combustibili ha prevalso sulla diminuzione del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di marzo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 50.89 €/MWh, in diminuzione dello 0.6% sul valore consuntivo di marzo (pari a 51.18 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 55.28 €/MWh, un valore in crescita (+2.4%) sul consuntivo del mese precedente (53.98 €/MWh). Tali andamenti sono legati al calo del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di marzo.

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 20 aprile, è pari a 42.44 €/MWh, in aumento del 2.4% rispetto al consuntivo di aprile. I valori *forward* per il mese di maggio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 20 aprile, sono pari a 52.40 €/MWh e 56.27 €/MWh, il primo in aumento del 3% mentre il secondo dell'1.8% rispetto ai consuntivi di aprile.

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 20/04/2017.

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.



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

ANDAMENTO

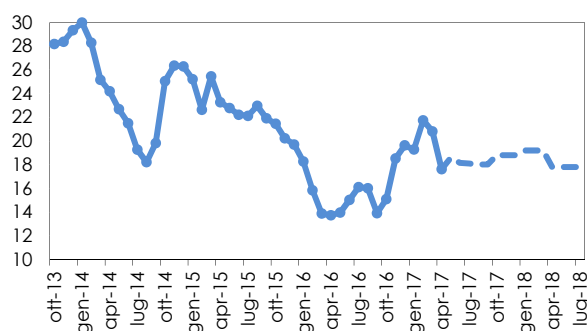
L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2017 è pari a 17.62 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 17.56 €/MWh e 17.78 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a aprile 2017 è diminuita del 15.3% rispetto a quella per le consegne di marzo 2017, comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (13.73 €/MWh). Il volume complessivo transato (1.613 MW) è aumentato del 55% rispetto al volume transato allo stesso mese dell'anno scorso, così come il numero delle operazioni registrate (325) che risulta in aumento del 54% rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso.

I primi scambi del prodotto con consegna a maggio 2017, relativi a un campione di 210 operazioni e un volume totale scambiato di 4,570 MW, indicano un prezzo di 17.9 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna ad aprile. Al 26 aprile il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 18.6 €/MWh, +5.5% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel III trimestre 2017 (18.05 €/MWh) hanno subito un calo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni per l'inverno 2017, che raggiungono i 18.8 €/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