



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

TECNOLOGIE

- **Blockchain:** una nuova rivoluzione nel settore energetico?

Il protocollo peer-to-peer per lo scambio di informazioni sulle transazioni di energia e sullo sviluppo efficiente della rete, permette (e promette) opportunità che spaziano dai semplici scambi di eccedenze tra prosumers, alla gestione efficiente di processi informativi più complessi. Una potenziale rivoluzione del mercato energetico, che richiede digitalizzazione della rete e standardizzazione delle procedure.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- Garanzie sugli oneri generali di sistema in capo ai venditori: la proposta di riforma dell'Autorità

Le sentenze dei giudici amministrativi, che hanno individuato nel cliente finale il soggetto passivo degli oneri generali, hanno tolto all'Autorità il potere di svolgere azioni di contrasto ai comportamenti inadempienti dei clienti finali e impongono una riforma generale della disciplina, ma permettono la riduzione delle garanzie del 5-10% e il contenimento del rischio di mancato incasso in carico ai venditori.

pag. 6

- Il superamento della tutela di prezzo nel 2019 è legge: come ci stiamo preparando?

Approvate le offerte standard (PLACET) e avviati i procedimenti per l'incentivazione dei gruppi di acquisto, l'elenco venditori, il portale di confrontabilità delle offerte presso il SII, rimane da sciogliere il nodo delicato della salvaguardia nel settore elettrico: i rischi sono numerosi e vanno dall'aumento dei prezzi per chi non sceglie a quello di un ulteriore rafforzamento dell'operatore dominante.

pag. 11

- Al via gli aggregatori nel sistema italiano

Dopo le unità di consumo (UVAC) anche quelle di generazione distribuita (UVAP) e miste (UVAM), potranno presto accedere al mercato del dispacciamento. Nonostante i primi risultati incerti, la strada è quella giusta verso un sistema moderno, capace di valorizzare il contributo di tutte le risorse, fornendo nuove opportunità anche per gli energivori alle prese con la riforma delle RIU.

pag. 17

- Bilanciamento e dispacciamento

Divengono tangibili gli effetti delle numerose riforme: più incerti e meno manipolabili i segni di sbilanciamento, consistente riduzione dei costi di dispacciamento, anche grazie al favorevole momento di mercato.

pag. 21

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

L'approvazione della Legge Concorrenza e gli interventi che l'Autorità si accinge a varare potrebbero aiutare a ridurre i tempi per la valutazione d'idoneità dei bandi e dei valori di rimborso. Tuttavia le gare gas non sembrano voler partire, tra continui rinvii e annullamenti. Si rischia dunque che il tanto atteso effetto dell'approvazione del legge svanisca nel nulla, tra le varie sentenze dei tribunali amministrativi.

pag. 24

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 27

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 28

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 29

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Andrea Coletta, Roberta
d'Alessandro, Federica Davò,
Guido Gatti, Pablo Ángel Escribano
Martín, Tommaso Franci, Ana
Georgieva, Marco Pellegrino,
Giorgio Perico

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti. Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

NEWS

Ultime pubblicazioni

- [Energy Outlook n. 5](#), Luglio 2017
- [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

TECNOLOGIE

BLOCKCHAIN: UNA NUOVA RIVOLUZIONE NEL SETTORE ENERGETICO?

Nel settore energetico si sta assistendo negli ultimi mesi a un crescente interesse per le applicazioni della blockchain, protocollo peer-to-peer per lo scambio di informazioni, sulle transazioni di energia e sullo sviluppo efficiente della rete. L'impiego degli smart contracts sfruttabili tramite questa tecnologia possono offrire molteplici opportunità che spaziano dai semplici scambi di eccedenze tra prosumers, alla gestione efficiente di processi informativi più complessi. Una potenziale rivoluzione del mercato energetico, dove però digitalizzazione della rete e standardizzazione delle procedure si rivelano un presupposto fondamentale.

INTRODUZIONE

L'innovazione del mercato dell'energia sta determinando cambiamenti radicali degli standard su cui l'intero settore si è appoggiato nell'ultimo decennio. Lo sfruttamento delle potenzialità dell'*information technology* è stato e continuerà a essere di fondamentale importanza per l'implementazione e lo sviluppo efficiente e integrato dei sistemi e delle applicazioni utilizzate nel settore energetico. L'Italia è stata pioniera su specifiche parti della filiera: si pensi al primo programma al mondo per il settore domestico iniziato nel 2001 di dismissione di misuratori meccanici e contestuale installazione di *smart meters* che consentono sia una rapida e precisa misurazione e registrazione dei consumi di energia elettrica, sia la possibilità di integrazione delle tecnologie di autoproduzione e la potenziale trasformazione del consumatore in *prosumer*.

Uno dei concetti maggiormente discussi negli ultimi mesi nel campo dell'energia è quello della *blockchain* o in italiano *Catena di Blocchi*. La tecnologia *blockchain* è stata inventata da Satoshi Nakamoto (pseudonimo) e applicata attraverso la ormai famosa e distribuita criptovaluta Bitcoin. Tuttavia, a partire dallo sviluppo del mercato delle valute, la tecnologia in questione ha visto un rapido incremento di interesse in svariati settori poiché, oltre a essere una soluzione tecnologica con risvolti particolarmente interessanti, rende possibili scambi sicuri e autonomi ed elimina la necessità di intermediari a garanzia di una specifica transazione: la verifica della transazione non è più effettuata in uno specifico centro, ma è *decentralizzata* presso chiunque sia entrato nella catena mediante l'aggiunta di un blocco. Il concetto di decentralizzazione è quello che forse rende più interessante questa tecnologia, poiché può potenzialmente cambiare il ruolo degli intermediari presenti all'interno del mercato e, nello specifico caso dell'energia, favorire lo sviluppo dei *prosumers* come figura fondamentale per il dispacciamento di energia e il bilanciamento della rete elettrica, il tutto racchiuso all'interno di un sistema sicuro e controllato dalla tecnologia stessa. Ciò che certifica la sicurezza della tecnologia è il concetto di "registro distribuito" scaricato da ogni partecipante alla *blockchain* sul proprio computer e che contiene l'intera catena di blocchi registrata fino all'ultima transazione. Volendo dare una rapida definizione tecnica della tecnologia, la *blockchain* è formata da una serie di blocchi che contengono il set informativo relativo alla transazione, identificato da un marcatore temporale. Il blocco contiene inoltre una *hash*, un codice univoco generato da un algoritmo e relativo al blocco precedente e che fa sì che i due blocchi siano concatenati in maniera definitiva l'uno all'altro. Nel caso vi sia un attacco informatico alla *blockchain* presente sul computer di un utente, vi sono tante altre copie della catena rimasta intatta quanti sono i numeri dei partecipanti non coinvolti nell'attacco informatico.

La *blockchain* è dunque una tecnologia che, applicata all'energia, permetterebbe di effettuare scambi e transazioni da parte di chiunque sia connesso alla rete in maniera automatica e sicura e senza l'ausilio diretto di intermediari, acquistando dalla rete l'energia necessaria e vendendo quella in eccesso, ad esempio quella prodotta dai pannelli fotovoltaici o contenuta nella batteria della propria auto, il tutto eseguendo i cosiddetti *smart contracts* e all'interno di un network *peer-to-peer*.

LA BLOCKCHAIN AL SERVIZIO DELL'ENERGIA

Il settore energetico sembra essere particolarmente interessato da nuovi progetti basati sulla *blockchain*. L'inaugurazione di questa tecnologia applicata alle transazioni di

ARTICOLI CORRELATI

- [Working Paper REF-E n. 15](#)

TAG

electricity, smart metering

energia è stata fatta a New York grazie al progetto TransActive Grid, sviluppato dalle due aziende americane Lo3 Energy e ConsenSys, focalizzate nello sviluppo informatico nel campo dell'energia e della *blockchain*: nell'aprile 2016 si è assistito al primo scambio di energia tra due privati cittadini che ha contestualmente sancito la nascita di una comunità locale per lo scambio di energia solare su una microrete. Il prossimo obiettivo del progetto è quello di gestire specifiche variabili delle transazioni come prezzo di vendita ai vicini di casa tramite l'utilizzo di applicativi mobili. Recentemente in Europa si è assistito a un rapido incremento dell'interesse di molteplici operatori nei confronti di questa tecnologia con diversi progetti paralleli focalizzati su specifiche parti della filiera. Enerchain, progetto coordinato dalla *software house* Ponton fondata da Michael Merz e Tilo Zimmerman che mira a favorire lo scambio in *blockchain* in Europa, ha permesso, nel novembre 2016, il primo scambio di elettricità tra due trader già attivi sul mercato tradizionale. Recentemente lo stesso progetto ha riscontrato l'attenzione di molte aziende europee che, sfruttando la nascita di una piattaforma di *trading* ad-hoc, hanno sottolineato la volontà di partire con le transazioni già a partire dal prossimo trimestre. A livello globale, la Energy Web Foundation (EWF) fondata dall'organizzazione no-profit americana Rocky Mountain Institute e dall'azienda austriaca Grid Singularity attiva nella *blockchain*, mira ad accelerare lo sviluppo della *blockchain* nel settore energetico puntando allo sviluppo di uno standard di mercato che, a dire degli stessi fondatori, "assicuri l'interoperabilità, riduca i costi e le complessità, allinei le iniziative di *blockchain* disperse e consenta lo sviluppo della tecnologia attraverso applicazioni di facile implementazione".

Ciò che rende particolarmente interessante l'applicazione del protocollo *peer-to-peer* della *blockchain* all'energia è nello specifico la possibilità di sfruttare da un lato i già esistenti sistemi automatici di telelettura e, dall'altro, l'applicazione dei cosiddetti *smart contracts*: si tratta di una serie di comandi predefiniti che possono eseguire specifiche azioni nel caso in cui determinati eventi si verifichino. Si pensi ad esempio a una classica transazione tra due controparti attualmente gestita in maniera manuale: con uno *smart contract*, è il sistema stesso che mediante semplici espressioni come *IF* e *THEN* permette di stabilire ad esempio se particolari condizioni di volume o prezzo sono state soddisfatte, o se le garanzie prestate a monte sono adeguate per procedere allo scambio. Attraverso gli *smart contracts* dunque, mediante un sistema di istruzioni preimpostate, la rete stessa conoscerà in maniera intelligente e automatica quando, come e quale tipologia di transazione effettuare. Immaginando una possibile applicazione, il bilanciamento di domanda e offerta potrebbe essere soddisfatto localmente tramite contratti intelligenti che andrebbero a sfruttare *smart grids*, batterie e generazione distribuita in maniera coerente e interconnessa.

Volendo fare un paragone, mentre nel sistema elettrico tradizionale un numero ridotto di impianti produce energia da immettere in rete soddisfacendo le richieste di un grande numero di consumatori, nel sistema elettrico interessato da *blockchain* e *smart contracts*, il numero di produttori è potenzialmente uguale al numero di consumatori, poiché ogni soggetto presente sulla rete, tramite ad esempio una batteria o un impianto fotovoltaico installato sul tetto di casa, può diventare anche produttore e contribuire alla fornitura e vendita di energia e al bilanciamento della rete elettrica. A conferma di ciò, la fase di digitalizzazione in corso e l'avvento del cosiddetto *Internet of Things* potrebbe trasformare in maniera radicale il settore energetico mediante un maggiore ed efficiente sfruttamento dei dati legati agli ambienti fisici e un loro diretto utilizzo nella gestione della domanda locale¹.

OPPORTUNITÀ GENERALI E TRADING DI ENERGIA

A oggi risulterebbe difficile immaginare il settore energetico senza l'esistenza di operatori di *trading*, *brokers* o piattaforme di bilanciamento, eppure la *blockchain* potrebbe contribuire a cambiare radicalmente il modo in cui verrà scambiata l'energia in futuro. Nel novembre 2016 l'agenzia tedesca DENA - Deutsche Energie-Agentur - ha pubblicato un sondaggio volto a comprendere la conoscenza e le idee di possibile implementazione della tecnologia *peer-to-peer* tra i *decision-maker* operanti nell'industria energetica tedesca: il risultato è che tali soggetti sono intenzionati a occuparsi in maniera prioritaria della *blockchain*, sottolineando anche il fatto che la Germania e l'Unione Europea sono in ritardo rispetto ad altri paesi e progetti sviluppati in altre parti del mondo.

¹ REF-E, Working Paper n. 15/2017, *Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete*.

Uno dei concetti fondamentali del modello *blockchain* applicato alle transazioni di energia è che lo scambio di materia prima potrà avvenire direttamente da produttore a consumatore, senza l'ausilio di intermediari operanti nella filiera. In questo disegno, il ruolo di *traders*, *brokers* o banche sarebbe sempre meno richiesto, determinando in ultima istanza una riduzione dei costi della filiera stessa e dell'intero sistema. I costi relativi al funzionamento dell'intero apparato attuale, insieme a quelli di *settlement* e fatturazione, sarebbero drasticamente diminuiti o addirittura eliminati qualora la *blockchain* diventasse la tecnologia standard nelle transazioni di energia. Allo stesso tempo è importante sottolineare che un'efficace implementazione di questa tecnologia necessiterebbe l'esistenza di una rete elettrica che abbia nel suo complesso una maggiore flessibilità e capacità di lavorare con molteplici *prosumers* distribuiti, ognuno con proprie caratteristiche di intermittenza nel consumo e nell'immissione in rete di energia elettrica. Ciò richiederebbe maggiori investimenti che, insieme ai possibili costi di transazione dovuti, ad esempio, alla potenza di calcolo necessaria e all'energia elettrica utilizzata, si potrebbero dunque tradurre in maggiori costi da condividere con l'intera comunità.

Data la novità del tema e la complessità di implementazione della tecnologia tra i diversi soggetti coinvolti, si può immaginare uno sviluppo della *blockchain* per singoli *step*. In questo senso, il tema della standardizzazione è fondamentale sia per raggiungere un consenso generalizzato e credibile di una nuova piattaforma, sia poiché lo scambio informativo non avverrà più tra singoli soggetti, ma avrà una base ampia e interconnessa. In una prima fase, ad esempio, si può immaginare lo sfruttamento della tecnologia *peer-to-peer* al servizio dello scambio informativo in una interconnessione a cui sono collegati tutti i diversi partecipanti al mercato. Da questa interconnessione, chiunque potrebbe trarne benefici: ad esempio il *trader* potrebbe facilmente desumere dalle precedenti transazioni i valori degli indici contro cui effettuare il *mark-to-market* dei propri contratti di vendita, il TSO avrebbe in maniera istantanea il quadro completo delle immissioni e prelievi di rete e il regolatore si troverebbe con una reportistica *real-time* delle transazioni effettuate, comprensive di tipologia di operatori interessati e volumi conclusi. Gli *step* successivi potrebbero invece incentrarsi sulle prime transazioni di energia, inizialmente su prodotti a breve termine o necessari al bilanciamento del sistema e in cui produttore e consumatore si incontrano direttamente sul mercato. In questo scenario, l'ausilio degli *smart contracts*, il loro grado di automazione e la loro adattabilità alle più disparate esigenze può essere di fondamentale importanza per permettere quella standardizzazione necessaria a favorire un più esteso interesse nella tecnologia in questione. Come *step* finale vi potrebbe essere l'avvio del *trading* di energia su *blockchain*, con la conseguente riduzione del ruolo di borse e *brokers* e l'integrazione di tutte le fasi della vita di un *deal* all'interno di un sistema unico e generale.

LIMITI E SFIDE

Il particolare interesse sulla *blockchain* che si riscontra negli ultimi mesi sta favorendo l'attenzione di molteplici soggetti, portando allo sviluppo concreto di svariati progetti e proposte che, da una prima valutazione, sembra contengano interessanti potenzialità. Tuttavia, l'attuale struttura del mercato e la regolazione in essere, insieme a un'ancora difficile standardizzazione delle procedure e dei prodotti scambiabili, determinano un possibile ritardo nelle effettive applicazioni della tecnologia *peer-to-peer* applicabili su larga scala e in maniera continuativa. Inoltre la *blockchain* compete con altre soluzioni già esistenti sul mercato o in fase avanzata di implementazione, il che porta la tecnologia a dover essere convincente perlomeno dal punto di vista dei costi e delle tempistiche di implementazione in maniera tale che possa generare un utilizzo diffuso che favorisca la liquidità del mercato, fattore chiave e fondamentale negli scambi e nelle transazioni.

MERCATO ELETTRICO

GARANZIE SUGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA IN CAPO AI VENDITORI: LA PROPOSTA DI RIFORMA DELL'AUTORITÀ

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 597/2017/R/eel](#)
- [Delibera 109/2017/R/eel](#)
- [Sentenza TAR Lombardia 244/2017](#)
- [Sentenza TAR Lombardia 243/2017](#)
- [Sentenza TAR Lombardia 238/2017](#)
- [Sentenza TAR Lombardia 237/2017](#)
- [Segnalazione AS 1397](#)
- [Sentenza Consiglio di Stato 2182/2016](#)
- [Delibera 654/2015/R/eel – Allegato A \(III\)](#)
- [Delibera 268/2015/R/eel \(Codice di Rete Tipo\)](#)
- [Delibera 612/2013/R/eel](#)

Nei contratti tra distributori e venditori per il servizio di trasporto, per prassi contrattuale e per disposizioni regolatorie (TIT e Codice di Rete), i venditori sono tipicamente tenuti a versare gli oneri generali di sistema elettrico fatturati, anche se non incassati dai clienti finali, oltre che a presentare sugli interi oneri fatturati adeguate garanzie. Le sentenze dei giudici amministrativi, che hanno individuato nel cliente finale e non nel venditore il soggetto passivo degli oneri generali, hanno però tolto all'Autorità il potere di svolgere azione di contrasto ai comportamenti inadempienti dei clienti finali e impongono una riforma generale della disciplina. Le proposte dell'Autorità ora in discussione sono volte a ridurre le garanzie dovute del 5-10% e a ridurre il rischio di mancato incasso in carico ai venditori. Tuttavia, senza un intervento legislativo che consenta a un soggetto terzo il recupero coattivo degli oneri non versati, come già avviene per il Canone RAI, l'effetto della riforma sarà quello di trasferire il costo degli inadempimenti sulla platea dei consumatori finali tramite strumenti di socializzazione.

Le garanzie a carico degli utenti del trasporto (tipicamente i venditori) per l'accesso al servizio di trasporto dell'energia elettrica sono state disciplinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (Autorità) con la Delibera 268/2015, ma da allora la materia è stata oggetto di numerosi ricorsi al giudice amministrativo, che hanno costretto l'Autorità ad avviare un processo di riforma, i cui orientamenti sono contenuti nel recente DCO 597/2017.

CONTESTO REGOLATORIO PREGRESSO

Nel settore elettrico, a differenza di quello del gas naturale, non esiste a oggi un contratto tipo per il servizio di distribuzione, ma la Delibera 612/2013 ha avviato un procedimento per la sua definizione, prevedendo che essa possa avvenire anche per parti, dando priorità alle tematiche della fatturazione e delle garanzie rilasciate a copertura degli obblighi derivanti dalla stipula del contratto. La Delibera 268/2015 ha quindi approvato i due capitoli del "Codice di Rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica" (Codice di Rete) relativi alle garanzie (Allegato B) e alla fatturazione e pagamenti (Allegato C)¹, entrati in vigore il 1 gennaio 2016.

In materia di garanzie, il Codice di Rete ha previsto una disciplina unitaria per la copertura di tutti gli obblighi derivanti dal contratto (oneri di rete e oneri generali di sistema - OGS), con forme di attenuazione dell'onere per i venditori puntuali nei pagamenti, ossia:

- possibilità di presentare garanzie reputazionali (*parent company guarantee* o *rating*²) in luogo delle garanzie tradizionali (fideiussione bancaria o assicurativa o deposito cauzionale infruttifero)
- stima dell'importo delle garanzie sull'onere dovuto per 3 mesi di servizio, a fronte di 5-6 mesi effettivamente necessari al distributore per risolvere il contratto in seguito a inadempienza dell'utente del trasporto.

Con riferimento in particolare agli OGS, le disposizioni del Codice di Rete, combinate con quelle contenute nel TIT (Testo integrato dei servizi di trasmissione e distribuzione di energia elettrica)³, hanno determinato in capo a distributori e venditori le seguenti obbligazioni:

- per i distributori:

- obbligo di versare a CSEA o al GSE (a seconda della competenza dell'onere) gli OGS fatturati ai venditori, anche se non incassati

- per i venditori:

- obbligo di versare al distributore gli OGS da quest'ultimo fatturati, anche se non

¹ L'Allegato A della delibera contiene il glossario del Codice di Rete.

² Giudizio di *rating* creditizio emesso da un'agenzia registrata ai sensi del Regolamento CE 1060/2009 e contenuta nell'elenco dell'ESMA.

³ Articoli 40 e 41.

TAG

electricity, liberalisation, network regulation, retail elettrico

incassati⁴

- obbligo di presentare al distributore garanzie commisurate sulla stima degli OGS fatturati per 3 mesi di servizio, anche se non incassati.

Queste disposizioni sono intervenute su relazioni contrattuali distributore-venditore consolidate, sulla base delle quali il venditore era già tenuto a versare gli OGS fatturati, inclusa la parte eventualmente non incassata, e a presentare garanzie sulla stima dell'intero ammontare di OGS fatturati per 2 mesi di servizio.

RICORSI AL GIUDICE AMMINISTRATIVO

La Delibera 612/2013 e il Codice di Rete sono stati oggetto di ricorsi da parte degli operatori, con riferimento alla parte che riguarda le garanzie dovute sugli OGS, su cui il giudice amministrativo è già arrivato a sentenza. In particolare:

- il Consiglio di Stato (CdS), con sentenza 2182/2016, si è espresso sul ricorso avverso la Delibera 612/2013
- il TAR Lombardia (TAR), con sentenze 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017, si è espresso sui ricorsi avverso il Codice di Rete.

Gli operatori hanno sottolineato la peculiarità degli OGS, che il legislatore configura come oneri parafiscali a copertura di costi relativi ad attività di interesse generale, diversamente dagli oneri di rete che si configurano come oneri tariffari a copertura del costo di utilizzo della rete. In questo contesto la regolazione, che definisce gli OGS come maggiorazioni delle tariffe di rete, rappresenterebbe un'anomalia.

Nessun ricorso è stato invece presentato avverso le obbligazioni in capo a distributori e venditori derivanti dal TIT (ossia avverso le disposizioni relative agli obblighi di versamento sugli oneri fatturati).

I giudici amministrativi, con le sentenze sopra citate, nella sostanza accolgono i ricorsi degli operatori stabilendo che:

- la legge individua nei clienti finali, e non nei venditori, i soggetti passivi degli OGS; sono pertanto i clienti finali a essere i soggetti obbligati a sostenere gli OGS, e la legislazione non contempla la traslazione di tale obbligo in capo ai venditori
- l'Autorità non ha potere di regolamentare (eterointegrando) i contratti di trasporto⁵ mediante un sistema di garanzie che trasferisca sul venditore il rischio del mancato incasso delle componenti a copertura degli OGS da parte dei clienti finali; il potere dell'Autorità di eterointegrare i contratti di trasporto imponendo forme di garanzia in carico ai venditori sussiste infatti soltanto laddove l'obbligazione garantita sia propria del soggetto gravato, ossia limitatamente agli OGS effettivamente incassati dai venditori
- sui venditori grava in ogni caso l'obbligo di riscuotere gli OGS dai clienti finali e versarli all'impresa distributrice; il giudice ha infatti ritenuto legittime le modalità di esazione del gettito previste dalla regolazione (OGS che si configurano come incrementi degli oneri di rete, fatturati dal distributore al venditore e da questo ribaltati al cliente finale, corrispondendo il relativo gettito all'impresa distributrice)
- i profili di gestione del rischio dell'inadempimento del cliente finale sono rimessi pertanto all'autonomia negoziale delle parti (impresa distributrice e venditore).

Le corrispondenti disposizioni della Delibera 612/2013 e del Codice di Rete sono state di conseguenza annullate.

In esito alle sentenze, pertanto, l'Autorità perde il potere di imporre regole finalizzate ad assicurare la raccolta nell'ambito del sistema elettrico dei corrispettivi a copertura di oneri parafiscali, quali si configurano gli OGS, perdendo quindi la possibilità di svolgere azione di contrasto ai danni erariali provocati dai clienti finali inadempienti. Per contro, riacquista rilevanza l'autonomia contrattuale delle parti, attraverso la quale il distributore può imporre meccanismi di garanzia anche su importi fatturati, ma non incassati, analogamente a quanto avveniva prima dell'entrata in vigore del Codice di Rete.

⁴ Il TIT stabilisce in maniera esplicita l'obbligo di versamento in capo ai soli distributori, mentre l'obbligo di versamento in capo ai venditori discende dal meccanismo di esazione del gettito previsto dalla regolazione, che attribuisce al venditore il ruolo di interfaccia tra distributore e cliente finale.

⁵ Il potere di eterointegrazione di un contratto consiste nel potere, da parte di un soggetto terzo, di imporre clausole nell'ambito di un contratto definito in autonomia tra le parti che lo sottoscrivono.

DELIBERA 109/2017: DISCIPLINA TRANSITORIA E AVVIO DI PROCEDIMENTO

In ottemperanza alle sentenze del TAR, con la Delibera 109/2017 l'Autorità ha avviato un procedimento di riforma della disciplina delle garanzie relative agli OGS dovute ai fini della stipula del contratto di trasporto, affinché siano limitate alla sola quota parte degli oneri effettivamente incassata dai venditori.

L'Autorità non ha previsto una contestuale modifica delle disposizioni del TIT relative agli obblighi di versamento degli oneri (i quali, coerentemente, dovrebbero limitarsi alla quota effettivamente incassata), ma ha dichiarato di volere individuare, nell'ambito del procedimento di riforma, meccanismi che garantiscano un'adeguata compensazione a venditori e distributori a fronte di un eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie A degli OGS. Sulla base di quanto prospettato nella Delibera 109/2017, tali meccanismi dovrebbero trovare applicazione dal 1 gennaio 2016.

Con la stessa Delibera 109/2017, nelle more della definizione della riforma, l'Autorità ha previsto una disciplina transitoria, sulla base della quale le garanzie dovute sugli OGS sono ridotte del 4.9%, ossia del tasso di *unpaid ratio* riconosciuto nelle regioni caratterizzate da maggiori livelli di morosità. Allo stesso tempo, tutte le garanzie dovute (con riferimento sia agli oneri di rete sia agli OGS) sono ridotte del 5.6% per tenere conto della riduzione delle tempistiche necessarie alla risoluzione dei contratti in caso di inadempimento, in seguito a disposizione regolatorie approvate successivamente all'entrata in vigore del Codice di Rete.

RIFORMA: POSIZIONI DI AUTORITÀ E GARANTE ALLINEATE NELLA SOSTANZA

In vista della definizione della nuova disciplina delle garanzie degli OGS, sia l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (Garante), tramite segnalazione al Parlamento, sia l'Autorità, nell'ambito del processo di consultazione, hanno espresso le proprie valutazioni sulla materia.

Le posizioni di Garante e Autorità, che pongono le basi sugli esiti delle sentenze dei giudici amministrativi, sono sostanzialmente allineate e possono essere riassunte come segue:

- si ritiene necessario un intervento normativo volto a differenziare tra oneri di rete e OGS, riconoscendo la natura fiscale di questi ultimi (superando quindi la configurazione attuale degli OGS come maggiorazione degli oneri di rete); un intervento di questo tipo consentirebbe di coinvolgere i soggetti preposti a riscuotere coattivamente le imposte nel recupero degli OGS dovuti ma non versati, come già avviene per il Canone RAI
- in alternativa, la riforma dovrebbe contemplare una diversa distribuzione del rischio finanziario derivante da insolvenza dei clienti finali su tutta la filiera elettrica, anziché gravare del rischio di fatto solo la parte libera della filiera (ossia i venditori); in esito alle sentenze che hanno annullato le disposizioni impugnate del Codice di Rete sulle garanzie degli OGS, infatti, il distributore tende a imporre ai venditori, nell'ambito dell'autonomia contrattuale, la copertura del rischio di inadempimento da parte del cliente finale
- proprio alla luce di quanto sopra evidenziato, il Garante sottolinea anche che la gestione del rischio nell'ambito dell'autonomia contrattuale tra le parti, situazione che si configura in assenza di una nuova regolazione da parte dell'Autorità, determina un vantaggio competitivo per le imprese verticalmente integrate, che possono più agevolmente presentare garanzie di tipo reputazionale, a svantaggio delle altre, con evidenti ripercussioni negative sulla concorrenza del mercato, soprattutto in vista della piena liberalizzazione del mercato *retail* al 1 luglio 2019.

PROPOSTA DI RIFORMA: IL DCO 597/2017

Gli orientamenti di riforma recentemente presentati dall'Autorità nell'ambito del DCO 597/2017, che dovrebbero trovare applicazione dal 1 gennaio 2018, sono coerenti con le posizioni delle due *Authority*, prevedendo in particolare:

- la differenziazione della disciplina delle garanzie dovute con riferimento agli oneri di rete rispetto a quella dovuta sugli OGS, anticipando l'auspicato intervento del legislatore in tal senso

- una diversa distribuzione del rischio di inadempienza del cliente finale del pagamento degli OGS nella filiera, sgravando in parte il venditore tramite una maggiore socializzazione del rischio; la fissazione di tali regole consente inoltre il superamento dei rischi in capo ai venditori legati all'autonomia delle parti in sede contrattuale.

GARANZIE RELATIVE AGLI ONERI DI RETE O "PREVALENTI"

Per quanto riguarda le garanzie a copertura degli oneri di rete o garanzie "prevalenti", l'Autorità prospetta di dimensionare l'importo della garanzia sull'intera esposizione dell'impresa distributrice, pari alla stima dei costi del servizio di rete per 6 mesi di servizio, mantenendo però meccanismi premianti in favore degli utenti puntuali nei pagamenti, per i quali l'importo si potrebbe ridurre della metà. Rispetto alle

disposizioni del Codice di Rete, le condizioni a carico degli utenti del trasporto puntuali nei pagamenti non subirebbero quindi variazioni, mentre si aggraverebbe il costo per gli utenti non puntuali (per i quali l'ammontare della garanzia sarebbe commisurato su 6 mesi, mentre nel Codice di Rete si arrivava al massimo a 5 mesi)⁶ (**Tabella 1**).

TABELLA 1. DIMENSIONAMENTO GARANZIE ONERI DI RETE

Tipologia utente	Codice di Rete	DCO
Puntuale nei pagamenti	3 mesi*(1 - 5.6%)	3 mesi*(1 - 5.6%)
Non puntuale nei pagamenti	5 mesi*(1 - 5.6%)	6 mesi*(1 - 5.6%)

Fonte: Codice di Rete e DCO 597/2017/R/eel

Inoltre, l'Autorità propone ulteriori interventi a riduzione del rischio in capo al distributore, in particolare:

- adeguamento dell'importo della garanzia qualora quello effettivo risulti inferiore del 10% rispetto al dovuto (nel Codice di Rete la soglia era fissata al 20%)
- riduzione del margine di tolleranza utilizzato per la valutazione del requisito di regolarità di pagamento dell'utente, che tra l'altro rileva nel consentire la presentazione di garanzie reputazionali in luogo di quelle tradizionali (possibilità che comunque verrebbe mantenuta).

GARANZIE RELATIVE AGLI OGS O "COMPLEMENTARI" E REDISTRIBUZIONE DEL RISCHIO LUNGO LA FILIERA

Con riferimento agli OGS, l'Autorità nel processo di riforma è tenuta a dimensionare le garanzie dovute sulla base degli OGS riscossi dai venditori, come prescritto dai giudici amministrativi e in linea con quanto già previsto dalla Delibera 109/2017. Allo stesso tempo, l'Autorità intende mantenere l'obbligo, in capo alle imprese distributrici, di corrispondere a CSEA e al GSE gli OGS, ma intende limitare tale obbligo al 90-95% degli importi fatturati agli utenti del trasporto, qualora gli utenti non abbiano versato una percentuale maggiore; tale limite minimo viene definito *targeting*. Il *targeting* rileva nella definizione degli orientamenti di riforma sia con riferimento alle garanzie a copertura degli OGS, sia con riferimento alla distribuzione tra i diversi attori del sistema elettrico del rischio di inadempienza nei pagamenti da parte dei clienti finali.

Per quanto riguarda le garanzie, l'Autorità propone che i distributori dimensionino gli importi, con riferimento alla quota parte a copertura degli OGS, su soli 3 mesi di erogazione del servizio⁷ (a fronte di un rischio effettivo di 5-6 mesi), prevedendo un'ulteriore riduzione fino all'equivalente di 1 mese di erogazione del servizio per gli utenti che nel trimestre precedente abbiano versato tutti gli importi fatturati (quindi oltre il *targeting*) e risultino puntuali nei pagamenti (**Tabella 2**). Rispetto alle previsioni del Codice di Rete, il costo della garanzia si riduce in misura sostanziale (-62% per l'utente

che versa l'intero fatturato ed è puntuale nei pagamenti, -19% per l'utente che si limita a versare il *targeting* e non è puntuale nei pagamenti); tuttavia, tale meccanismo non consente di riflettere direttamente nell'ammontare della garanzia gli importi effettivamente incassati dal venditore, come invece richiesto dal giudice.

TABELLA 2. DIMENSIONAMENTO GARANZIE OGS

Tipologia utente	Codice di Rete	DCO
Puntuale nei pagamenti	3 mesi*(1 - 5.6% - 4.9%)	1 mese
Non puntuale nei pagamenti	5 mesi*(1 - 5.6% - 4.9%)	3 mesi*(1 - 5.6%)

Fonte: Codice di Rete e DCO 597/2017/R/eel

Con riferimento alle forme di garanzie che possono essere prestate, l'Autorità è orientata a consentire il mantenimento della possibilità di presentazione di garanzie reputazionali anche per gli OGS, al fine di mantenere un certo grado di uniformità con le garanzie prestate sulla quota parte degli oneri di rete e contenere i costi gravanti sui venditori. Le garanzie vengono escusse nei casi in cui l'utente abbia versato un importo

⁶ In tutti i casi la riforma prevede di mantenere la riduzione dell'importo della garanzia del 5.6%, introdotta dalla Delibera 109/2017 per tenere conto delle riduzioni delle tempistiche di risoluzione dei contratti introdotte dalla regolazione.

⁷ Anche in questo caso l'importo della garanzia viene ridotto del 5.6%.

inferiore del *targeting* sugli OGS, fino al raggiungimento del *targeting* stesso; in tali casi l'utente non potrà versare garanzie reputazionali in luogo di quelle tradizionali.

Come accennato, l'Autorità intende limitare l'obbligo di versamento degli OGS a CSEA e al GSE da parte dei venditori al massimo tra gli OGS effettivamente incassati e il *targeting* (90-95% degli OGS fatturati). Da questa disposizione discende una diversa ripartizione del rischio di mancato pagamento degli OGS da parte dei clienti finali, rispetto alla disciplina vigente che grava principalmente i venditori. L'esposizione al rischio post-riforma dei diversi soggetti della filiera elettrica può essere riassunta come segue.

- **Distributori.** L'obbligo di versamento degli OGS a CSEA e al GSE potrebbe scendere fino a un minimo di 90% degli OGS fatturati agli utenti; nel caso in cui gli oneri non incassati eccedano il 10% del fatturato, i distributori caratterizzati da un comportamento efficiente nel contenimento della propria esposizione creditizia potranno trovare copertura dei crediti non incassati (fino al raggiungimento del *targeting*) tramite un meccanismo di reintegro⁸, i cui costi saranno socializzati tramite apposita componente tariffaria.
- **Venditori.** Pur in mancanza di un'esplicita previsione di modifica regolatoria, nel disegno di riforma delineato dall'Autorità i venditori saranno di fatto tenuti a versare ai distributori solo il 90% del fatturato, anche se saranno incentivati a versare l'intero fatturato in conseguenza delle disposizioni sulle garanzie relative agli OGS, che prevedono la riduzione dell'importo della garanzia all'aumentare del versato. Il *targeting*, riducendo l'onere da versare fino al 10%, limita quindi il rischio di mancato incasso da parte dei venditori oltre il tasso di *unpaid ratio* medio attualmente registrato dall'Autorità nelle regioni maggiormente morose (4.9%). Alla luce di questa mitigazione del rischio per gli utenti si può quindi leggere la scelta dell'Autorità, contenuta nel DCO, di non introdurre un meccanismo di reintegro dei crediti non riscossi anche a favore dei venditori, diversamente da quanto prospettato in fase di avvio del procedimento con la Delibera 109/2017.
- **Consumatori finali (intera platea).** A legislazione attuale, nell'ambito della riforma proposta dall'Autorità sui consumatori finali ricadrebbe una parte significativa del rischio di mancato pagamento degli OGS da parte dei clienti inadempienti. Il nuovo disegno prevede infatti la socializzazione, fino al 10% degli OGS totali, degli importi non versati dai distributori a CSEA e al GSE, al fine di garantire il raggiungimento dello stesso gettito che si sarebbe raggiunto a regole vigenti. Inoltre, sui consumatori finali ricadrebbe l'ulteriore componente a copertura del meccanismo di reintegro a favore dei distributori.
- **Consumatori finali inadempienti.** La fissazione del *targeting* a livello di sistema potrebbe indurre i venditori a un'azione meno efficace di recupero del credito nei confronti dei clienti finali, almeno finché il tasso di inadempienza degli OGS da parte dei clienti finali rimane contenuto, a seconda del livello di *targeting*, entro il 5-10%. A legislazione vigente, quindi in assenza di altri soggetti preposti alla riscossione dei crediti inevasi, i clienti finali potrebbero essere quindi indotti ad aumentare il proprio tasso di inadempienza rispetto ai livelli attuali.

In questo quadro l'azione del legislatore, invocata dalle *authority*, volta a riconoscere in maniera compiuta la distinzione tra oneri di rete e OGS, e in particolare il carattere fiscale di questi ultimi, risulta un tassello fondamentale. Il nuovo disegno sgrava infatti in parte del rischio i venditori, coerentemente con le sentenze del giudice amministrativo, ma, senza l'inserimento di un attore terzo dedicato al recupero coattivo degli OGS dovuti e non versati, determinerà il trasferimento di gran parte del costo di inadempimento direttamente in capo alla generalità dei consumatori finali, tramite strumenti di socializzazione.

Infine, ai fini di una maggiore chiarezza del quadro regolatorio, è auspicabile che l'Autorità, insieme alla riforma della disciplina delle garanzie, adegui coerentemente anche la disciplina relativa a fatturazione e versamenti nei contratti tra distributori e venditori. Nell'ambito del DCO, infatti, è possibile derivare quest'ultima disciplina come logica conseguenza degli interventi di riforma prospettati per le garanzie, ma tale azione interpretativa sconta in quanto tale un margine di incertezza.

⁸ L'Autorità intende prevedere anche un meccanismo di reintegro dei crediti non recuperabili per il periodo transitorio precedente l'entrata in vigore della riforma, che dovrebbe trovare applicazione a partire dalle fatture emesse nel 2017 successivamente alla data di entrata in vigore della Delibera 109/2017.

IL SUPERAMENTO DELLA TUTELA DI PREZZO NEL 2019 È LEGGE: COME CI STIAMO PREPARANDO?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Legge 4 agosto 2017, n.124 "Legge Concorrenza"](#)
- [Delibera 610/2017/R/com](#)
- [Delibera 555/2017/R/com](#)
- [Delibera 375/2017/R/com](#)
- [DCO 204/2017/R/com](#)
- [Delibera 369/2016/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Fine tutela: nuovi interventi per favorire il passaggio al mercato libero](#) (Newsletter 209)
- [Nasce la Tutela Simile per favorire la liberalizzazione](#) (Newsletter 201)

Il superamento definitivo della tutela di prezzo al 1 luglio 2019 sembra ancora lontano, ma numerosi sono gli interventi necessari per prepararsi a questa rivoluzione del mercato retail, indicati dalla Legge Concorrenza. Tra questi, l'Autorità ha già approvato in via definitiva le offerte PLACET, obbligatorie dal 1 gennaio 2018, che saranno indicizzate alle quotazioni spot del PUN e alle quotazioni forward del TTF rispettivamente per il settore elettrico e per il gas; sono state quindi superate le criticità evidenziate da REF-E negli orientamenti iniziali, che prevedevano l'indicizzazione in entrambi i settori al prezzo del gas olandese. Altri interventi sono stati recentemente oggetto di avvio di procedimento da parte dell'Autorità (strumenti per l'incentivazione dei Gruppi di Acquisto, Elenco Venditori, Portale di confrontabilità delle offerte presso il SII). Tuttavia, rimane ancora da sciogliere il nodo delicato della salvaguardia nel settore elettrico per la tutela della continuità della fornitura ai clienti che oggi hanno diritto alla Maggior Tutela: date le attuali caratteristiche del mercato, i rischi sono numerosi e vanno dall'aumento dei prezzi per chi non sceglie a quello di un ulteriore rafforzamento dell'operatore dominante.

Dopo un lungo e complesso iter parlamentare, la Legge Concorrenza è stata finalmente approvata (legge 124/2017), fissando la fine definitiva della tutela di prezzo nei settori dell'elettricità e del gas naturale al 1 luglio 2019. La misura interessa i clienti finali del settore elettrico e del gas naturale che non sono forniti da un operatore sul mercato libero e che, avendone i requisiti, sono forniti, rispettivamente, nell'ambito del servizio di Maggior Tutela o di Tutela. In particolare, la riforma coinvolge:

- nel settore elettrico, i clienti domestici e non domestici connessi in BT con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro
- nel settore gas, i clienti domestici e i condomini a uso domestico.

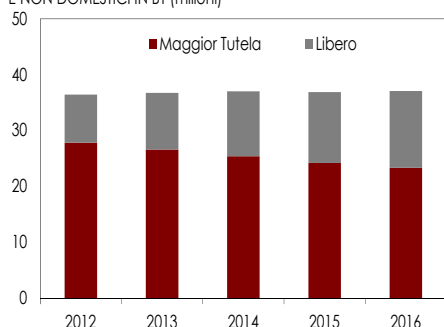
La legge dà quasi 2 anni di tempo al settore per prepararsi alla piena liberalizzazione, prevedendo nel periodo intercorrente una serie di interventi da parte dell'Autorità dell'Energia Elettrica il gas e il Sistema Idrico (Autorità) e del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) finalizzati alla capacitazione dei clienti finali, alla trasparenza del mercato e alla messa a punto degli strumenti necessari a garantire la continuità della fornitura ai clienti che al 1 luglio 2019 non abbiano scelto un venditore sul mercato libero.

LA MAGGIOR PARTE DEI PICCOLI CLIENTI È ANCORA IN SERVIZIO DI TUTELA

L'orizzonte di riforma potrebbe apparire lungo, ma d'altra parte, sebbene i clienti che beneficiano della tutela di prezzo siano costantemente diminuiti nel corso degli ultimi anni, nel 2016 i punti di prelievo (POD per l'elettrico e PdR per il gas) serviti in Maggior Tutela o in Tutela sono ancora nettamente la maggioranza dei punti connessi in BT nel settore elettrico (63%)¹ e dei punti di riconsegna domestici e a uso domestico nel settore gas (62%), corrispondenti a 23 milioni di POD nell'elettrico e a 12 milioni di PdR nel gas, su un totale rispettivamente di 37 milioni di POD e 20 milioni di PdR (Figure 1 e 2).

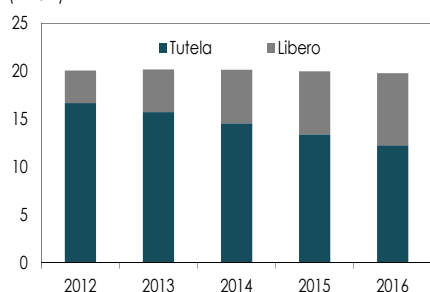
Se si considerano i volumi serviti, nel settore elettrico i pesi si invertono e il segmento del mercato libero supera quello tutelato per i clienti connessi in BT (59% contro 41%), a indicare che finora hanno scelto il passaggio da regime tutelato a libero soprattutto i clienti di maggiori dimensioni, in particolare le piccole imprese (dove il peso del mercato libero sale al 75%). Nel settore gas, dove a regole vigenti solo i clienti domestici (o i condomini a uso domestico) hanno diritto alla tutela, anche in termini di volumi il segmento tutelato supera quello del mercato libero per questa categoria di clienti (56% contro 44%).

FIGURA 1. PUNTI DI PRELIEVO ELETTRICITA' DI CLIENTI DOMESTICI E NON DOMESTICI IN BT (milioni)



Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

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



* Inclusi condomini uso domestico

Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

TAG

consumers, electricity, natural gas, network regulation, retail elettrico, retail market

¹ I clienti finali in BT includono anche clienti non domestici che non hanno diritto alla Maggior Tutela e che pertanto sono serviti sul mercato libero o, se privi di venditore, in servizio di salvaguardia; tali clienti rivestono tuttavia un peso marginale e non incidono in misura sostanziale sui risultati dell'analisi svolta.

AVVIATO IL PROCESSO PER LA PIENA LIBERALIZZAZIONE

Gli *step* previsti dalla Legge Concorrenza in vista della piena liberalizzazione al 1 luglio 2019 sono sintetizzati in **Tabella 1**. In realtà l'Autorità nel corso dell'ultimo anno con propri provvedimenti in parte ha già anticipato o avviato alcuni interventi individuati dalla Legge Concorrenza, infatti:

- il processo per la definizione delle modalità con cui i fornitori, dal 1 gennaio 2018, dovranno trasmettere adeguata informativa ai clienti in regime di tutela sul superamento delle tutele di prezzo è già stato avviato con la delibera 375/2017, attraverso la quale l'Autorità intende disegnare un quadro organico di strumenti (alcuni già in essere) per l'informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese
- le informazioni minime e i requisiti degli operatori necessari a garantire che tutti i venditori, entro fine febbraio 2018, forniscano offerte confrontabili e omogenee (almeno un'offerta per l'energia elettrica o per il gas a prezzo variabile e una a prezzo fisso) ai clienti che oggi hanno diritto al servizio di Maggior Tutela o di Tutela sono già stati definiti con la delibera 555/2017 recante le offerte PLACET; tra l'altro, la delibera 555/2017 prevede che l'obbligo di presentazione delle offerte PLACET in capo ai venditori si applichi dal 1 gennaio 2018, anticipando di quasi 2 mesi la *deadline* fissata nella Legge.

Altri procedimenti sono stati recentemente avviati dall'Autorità con la delibera 610/2017, al fine di garantire l'implementazione di ulteriori strumenti utili al processo di liberalizzazione entro le tempistiche indicate dalla Legge Concorrenza (fine novembre). Si tratta in particolare di:

- adozione di linee guida per la promozione di offerte commerciali a favore di gruppi di acquisto e realizzazione di piattaforme informatiche volte a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori, con l'obiettivo di stimolare la partecipazione al mercato in forma aggregata e quindi più attiva da parte dei clienti di piccole dimensioni
- definizione di criteri, modalità e requisiti (tecnici, finanziari e di onorabilità) per l'iscrizione dei venditori di energia elettrica nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita che sarà istituito presso il MiSE (l'iscrizione nell'Elenco costituisce condizione necessaria per lo svolgimento dell'attività di vendita), con l'obiettivo di aumentare la trasparenza del mercato, tutelare i consumatori finali e più in generale il sistema dall'operatività di venditori non idonei e fornire un ulteriore strumento di informazione e capacitazione ai clienti finali.

Con la stessa delibera l'Autorità ha avviato anche un procedimento per la realizzazione e la gestione da parte di Acquirente Unico (AU) di un portale per la confrontabilità delle offerte vigenti sul mercato *retail* dell'elettricità e del gas (per i segmenti del domestico e delle piccole imprese²), che dovrà concludersi entro fine gennaio 2018, al fine di rispettare le tempistiche fissate dal legislatore. Rispetto al portale Trova Offerte già esistente e gestito dall'Autorità, sul nuovo portale gestito da AU saranno presenti tutte le offerte dei venditori, in quanto questi saranno obbligati a trammetterle per la pubblicazione.

Nell'ambito dei 3 procedimenti "Gruppi di Acquisto", "Elenco Venditori" e "Portale confrontabilità offerte" bisogna quindi attendersi a breve la pubblicazione di documenti di consultazione da parte dell'Autorità. Ai fini dell'istituzione dell'Elenco venditori, sarà inoltre necessaria, in seguito alla consultazione dell'Autorità, l'emanazione di un decreto del MiSE recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione.

Infine, ai fini della realizzazione del Portale di confrontabilità delle offerte, l'Autorità si dovrà muovere a breve per costituire un comitato tecnico consultivo con funzioni di confronto tra i diversi portatori di interessi, come previsto dalla Legge Concorrenza.

PLACET: PREZZI EX-POST E INDICIZZAZIONI AL MERCATO

Come accennato, con la delibera PLACET l'Autorità si pone l'obiettivo, espresso anche nella Legge Concorrenza, di offrire ai consumatori finali uno strumento di confrontabilità dei prezzi, che contribuisca pertanto a incentivare i consumatori finali a passare dal regime tutelato al mercato libero attraverso una scelta consapevole.

Per garantire la piena confrontabilità con la Maggior Tutela, la PLACET presenta

² Imprese connesse in BT nel settore elettrico e imprese con consumi annui non superiori a 200,000 Smc nel settore gas.

TABELLA 1. STEP PREVISTI DALLA LEGGE CONCORRENZA PER LA PIENA LIBERALIZZAZIONE AL 1 LUGLIO 2019

Step	Comma*	Deadline **	Status	Provvedimento
Informazioni minime confrontabilità offerte	63	90 gg	definito	del. 555/2017 (PLACET)
Linee guida e piattaforma Gruppi di Acquisto	65	90 gg	procedimento avviato	del. 610/2017
Elenco venditori	80-82	90 gg	proc. avviato (criteri, modalità e requisiti)	del. 610/2017
Definizione modalità informativa ai clienti finali	69	90 gg	procedimento avviato	del. 375/2017
Informativa ai clienti finali su superamento tutela	69	1/1/18	-	-
Portale confrontabilità offerte gestito dal SII	61	5 mesi	procedimento avviato	del. 610/2017
Definizione modalità copertura costi portale	64	non definita	-	-
Proposte dei venditori di almeno un'offerta a prezzo variabile e fisso	62	6 mesi	-	-
Rapporto Monitoraggio mercato retail	66	6 mesi	-	-
Decreto MiSE contenente eventuali ulteriori misure	67-68	60 gg dal Rapporto	-	-
Definizione salvaguardia per clienti domestici e imprese BT (settore elettrico)	59-60	1/7/19	rinvio a successivi procedimenti	-

* Comma dell'art. 1 della Legge Concorrenza

** Se non diversamente specificato, si riferisce al termine dalla data di entrata in vigore della Legge Concorrenza (29 agosto 2017)

Fonte: Legge 124/17 e delibera AEEGSI 610/2017

la medesima struttura tariffaria del mercato tutelato, salvo che la componente energia viene determinata liberamente dal venditore. Sulla base della disciplina PLACET i fornitori di gas ed energia elettrica a partire da gennaio 2018 dovranno presentare ai clienti domestici e alle piccole imprese³ almeno due offerte, una a prezzo fisso, con la componente energia invariabile per 12 mesi dall'attivazione della fornitura, e una a prezzo variabile, in cui la componente energia è legata all'andamento del prezzo della materia prima sul mercato. Ciascun fornitore potrà sommare, al costo dell'energia a mercato, un parametro, fisso per 12 mesi e definito dal venditore, a copertura degli ulteriori costi di approvvigionamento della materia prima (sbilanciamento e perdite di rete) e del proprio *mark-up*.

Rispetto alla Tutela SIMILE (*Newsletter 201*), la presentazione di offerte PLACET da parte dei venditori è obbligatoria. Inoltre, mentre per le offerte di Tutela SIMILE i fornitori sono tenuti a offrire uno sconto *una tantum* sulla componente energia della Maggior Tutela, nella PLACET, come detto, i venditori sono tenuti a determinare la componente energia sulla base della

formula di indicizzazione indicata dall'Autorità.

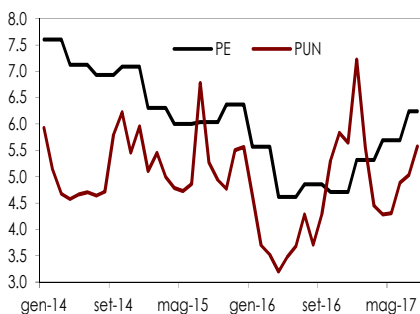
Con la delibera recentemente approvata, l'Autorità ha introdotto due importanti novità, per il settore dell'energia elettrica, rispetto al DCO 204/2017:

- il riferimento al PUN, anziché al TTF, per l'indicizzazione della componente energia
- il passaggio da modalità *ex ante* a *ex-post* nella determinazione del prezzo per il cliente finale che prevede l'indicizzazione a quotazioni *spot* a consuntivo anziché a quotazioni *forward*. Nel settore dell'energia elettrica la componente energia per le offerte a prezzo variabile, in particolare, sarà determinata, al termine di ciascun mese, sul valore consuntivo medio aritmetico mensile delle quotazioni del PUN sul mercato *spot* della piattaforma GME (nel settore del gas è invece confermata l'indicizzazione alla media aritmetica delle quotazioni *forward* OTC a tre mesi del gas al TTF).

Rispetto alla prima novità, la proposta di indicizzare il contratto di energia elettrica al prezzo del gas quotato sull'*hub* olandese TTF, sebbene PUN e TTF presentino un certo grado di correlazione, non avrebbe garantito semplicità di comprensione per i clienti finali, né avrebbe promosso la fiducia nella maturità del mercato elettrico italiano, senza contare la distorsione nel segnale di prezzo che avrebbe potuto essere trasferita ai clienti finali.

Per quanto riguarda la seconda novità, con il passaggio alla modalità *ex-post* dell'aggiornamento della componente energia (sulla base del consuntivo medio mensile del PUN) i consumatori finali saranno in grado di conoscere il prezzo dell'energia da loro consumata solo al termine del mese di consumo. Nell'ambito del servizio di Maggior Tutela, invece, i prezzi dell'energia elettrica sono noti ai consumatori finali in maniera anticipata rispetto ai consumi (modalità *ex-ante*), in quanto la componente tariffaria PE è aggiornata trimestralmente dall'Autorità sulla base della stima dei costi di approvvigionamento dell'energia di AU per l'anno solare, tenendo conto dei costi a consuntivo via via noti nel corso dell'anno. Il passaggio alla modalità *ex-post* era già stato proposto nell'ambito della discussione che ha preceduto la Tutela Simile, ma nel DCO che conteneva gli orientamenti sulla PLACET era stata preferita l'opzione di

³ Imprese connesse in BT nel settore elettrico e imprese con consumi entro 200,000 Smc all'anno nel settore gas.

FIGURA 3. CONFRONTO COMPONENTE PE E PUN
(cent€/Kwh)

Fonte: REF-E su dati Autorità e GME

utilizzare i *forward* del TTF sia per il gas sia per l'elettrico. La scelta finale dell'Autorità di adottare la modalità *ex-post* nelle offerte PLACET per il settore elettrico potrebbe essere legata alla scelta di utilizzare un'indicizzazione alle quotazioni del PUN sulla piattaforma GME, piuttosto dei mercati *forward* che non hanno ancora raggiunto un sufficiente grado di maturità. Tale scelta determina il vantaggio di un'applicazione di prezzi basati sui costi effettivi dell'energia elettrica all'ingrosso, piuttosto che su una loro stima. La modalità *ex-post* potrebbe però comportare delle complicazioni nelle tempistiche di fatturazione, soprattutto per le fatturazioni inframensili.

Il confronto tra il PUN (prezzo dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso) e la componente tariffaria PE (componente a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima per i clienti in Maggior Tutela aggiornata trimestralmente dall'Autorità sulla base della stima dei costi di AU) mette in luce gli effetti del passaggio dalla Maggior Tutela alla PLACET (Figura 3).

Due osservazioni emergono in merito all'analisi della nuova offerta.

- Sostituendo la componente PE con una quota energia indicizzata al PUN, gli effetti possono essere diversi a seconda che il consumatore finale scelga il contratto fisso o il contratto variabile. Nel caso il consumatore finale opti per il contratto variabile, si accentuerebbero gli effetti sul prezzo sia della stagionalità del mercato, sia di situazioni temporanee di emergenza, come è avvenuto con il blocco delle centrali nucleari francesi a fine 2016 che ha determinato una forte pressione al rialzo sul PUN. Nel caso del contratto fisso, il prezzo, bloccato per 12 mesi, non rifletterebbe invece l'andamento stagionale che caratterizza il PUN, che seppur attenuato, si può osservare nell'aggiornamento trimestrale della PE.
- Lo *spread* tra la componente PE e il PUN (pari a 0.66 €cent/KWh nel 2016 e a 0.53 €cent/KWh nel periodo gennaio-agosto 2017) riflette i costi di sbilanciamento di AU e i costi a copertura delle perdite⁴ di rete e potrebbe quindi rappresentare una prima indicazione del livello di *mark-up* che il venditore applicherà al prezzo dell'energia. Tuttavia, il *mark-up* fissato dal singolo venditore nell'ambito dell'offerta PLACET dipenderà in definitiva dalla capacità di essere competitivo sui costi di sbilanciamento (tenuto conto che AU nella gestione degli sbilanciamenti è avvantaggiato rispetto agli altri operatori dall'ampiezza dei volumi approvvigionati) e dalla strategia commerciale.

TABELLA 2. DIFFERENZE TRA DCO E DELIBERA

	Proposte DCO	PLACET finale
Tempistiche presentazione PLACET	Fornitori Tutela Simile ottobre 2017	Tutti i fornitori gennaio 2018
	Altri fornitori gennaio 2018	
Modulo condizioni generali	Obbligo utilizzo modulo AEEGSI	Libertà ma rispetto legislazione / regolazione
Struttura dell'offerta	Quota punto+quota energia piccoli consumatori	Quota punto+quota energia per tutti i consumatori
	Quota energia grandi consumatori	
Componenti di natura passante energia elettrica	Trasporto, distribuzione, misura, oneri	Trasporto, distribuzione, misura, commercializzazione, oneri

Fonte: REF-E su dati Autorità

Oltre a questa importante novità, la delibera ha introdotto nella disciplina PLACET alcune semplificazioni rispetto alle proposte che l'Autorità aveva indicato a marzo relative a tempistica, modulistica, struttura della quota energia e componenti tariffarie passanti (Tabella 2).

Le componenti della tariffa PLACET, a eccezione dei costi per la copertura della spesa per la materia prima, saranno tutte di natura passante, mentre negli orientamenti del DCO era previsto che la componente a copertura dei costi di commercializzazione, nel settore elettrico, fosse fissata a discrezione del fornitore. L'Autorità ha quindi deciso di assecondare le richieste degli operatori, che chiedevano di rendere la copertura dei costi di commercializzazione di natura passante. Questa scelta potrebbe essere dettata dalla volontà di favorire una competizione più equa tra fornitori per aggiudicarsi il maggior numero di contratti PLACET. La commercializzazione è infatti il principale fattore sul quale i fornitori possono fare margine e sulla quale possono essere fatte forti economie di scala. I grandi operatori già presenti sul mercato, che presentano forti economie di scala, avrebbero così potuto offrire tariffe molto minori rispetto ai piccoli fornitori, di fatto assicurandosi gran parte dei consumatori che escono dalla Maggior Tutela. L'Autorità,

mantenendo la regolazione per la componente di commercializzazione, ha invece annullato le differenze competitive e ha permesso ai piccoli fornitori di competere con gli operatori principali. D'altro canto, la regolazione di tale componente si scontra con la liberalizzazione del mercato, poiché è l'unica quota sulla quale il fornitore può sia fare margine che fare competizione.

I costi per la copertura della spesa per la materia prima saranno strutturati da una quota

⁴ Anche nella PLACET sarà applicato il parametro *standard* delle perdite fissato dalla regolazione.

TABELLA 3. STRUTTURA OFFERTA PLACET

	Consumatori gas	Consumatori energia elettrica
Contratto Prezzo fisso	Quota punto + Quota energia (fissa per 12 mesi)	Quota punto + Quota energia (fissa per 12 mesi)
Contratto Prezzo variabile	Quota punto+Quota energia (variabile e indicizzata al TTF ogni 3 mesi)	Quota punto+ Quota energia (riferita al consuntivo mensile del PUN del mese in corso)

Fonte: REF-E su dati Autorità

punto (€/POD/anno o €/PDR/anno) fissa per 12 mesi e una quota energia (€/KWh o €/Smc), declinata in due possibili forme di prezzo, fissa per 12 mesi oppure variabile (**Tabella 3**). La struttura, rispetto alla proposta del DCO, è stata semplificata, perché la prima ipotesi prevedeva di utilizzare la quota punto e la quota energia esclusivamente per i piccoli consumatori, mentre prevedeva di utilizzare solo la quota energia per i grandi consumatori.

Infine, per quanto riguarda le condizioni generali di fornitura, non vi sarà più l'obbligo, come prospettato nel DCO, per i fornitori di adottare un modulo appositamente creato dall'Autorità, ma ciascun venditore potrà redigere il proprio, nel rispetto della legislazione e della regolazione sul tema. L'Autorità pubblicherà comunque un modulo che sarà utilizzato come *benchmark* per valutare la conformità alla disciplina.

NODO SALVAGUARDIA: RISCHI ELEVATI NEL SETTORE ELETTRICO

A fronte dei numerosi processi già avviati dall'Autorità, descritti nei paragrafi precedenti, l'aspetto più critico del processo di liberalizzazione, ossia la tutela della continuità della fornitura ai clienti finali che al 1 luglio 2019 non avranno scelto un fornitore sul mercato libero, non è stato ancora affrontato, ma rinviato a successivo provvedimento. In particolare per il settore elettrico, infatti, la Legge Concorrenza prevede che, per i soggetti che oggi hanno diritto al servizio di Maggior Tutela, con il completamento del processo di liberalizzazione la tutela della continuità della fornitura (oggi garantita tramite la maggior Tutela) sia garantita tramite il servizio di salvaguardia, come già avviene per i clienti finali non domestici di maggiori dimensioni. Il legislatore ha specificato che il servizio di salvaguardia per i clienti domestici e le piccole imprese dovrà essere assegnato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero, quindi di fatto ricalcando lo strumento già in essere per le grandi imprese. L'Autorità tuttavia da parte sua ha già affermato di volere definire il nuovo servizio di salvaguardia tenendo conto anche delle specifiche caratteristiche dei clienti di minori dimensioni. Occorre quindi attendere l'avvio del procedimento di consultazione per valutare come l'Autorità intenda contemperare le diverse esigenze.

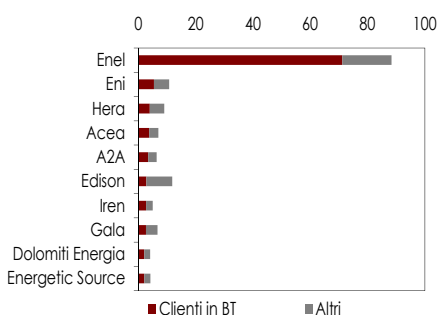
Una prima valutazione sulla base degli elementi attualmente a disposizione fa in ogni caso emergere 2 ordini di problemi:

- quali e quanti operatori saranno effettivamente in grado di fornire il servizio di salvaguardia ai clienti di piccole dimensioni al 1 luglio 2019
- a quali condizioni sarà esercito il servizio di salvaguardia a questi clienti.

Come visto in precedenza, nel 2016 i punti di prelievo elettrici serviti in Maggior Tutela erano ancora 23 milioni. Se si assume che nel periodo 2017-2019 la riduzione di tali punti segua lo stesso *trend* degli anni precedenti⁵, ossia -4.3% all'anno, i punti serviti in Maggior Tutela, a rischio quindi di ricadere nell'ambito della salvaguardia, saranno ancora circa 20.5 milioni nel 2019⁶. A questi punti si stima che possa essere associato, tenuto conto del *trend* storico recente, un consumo di elettricità di circa 43 TWh all'anno.

Attualmente, il primo operatore per volumi venduti a clienti domestici e non domestici connessi in BT è Enel (71 TWh), seguito a larga distanza da Eni (5.6 TWh), mentre gli altri operatori si collocano su volumi inferiori a 4 TWh all'anno. Tra i primi 10 operatori, Enel è caratterizzato da un portafoglio fortemente spostato sui clienti in BT (81% dei volumi venduti), mentre gli altri hanno un portafoglio tendenzialmente ripartito a metà tra clienti in BT e altri clienti, con l'eccezione di Edison, fortemente specializzata sui clienti di grandi dimensione (77% dei volumi venduti) (**Figura 4**). Inoltre, attualmente la società Enel Servizio Elettrico del gruppo Enel svolge un ruolo del tutto preponderante nel segmento della Maggior Tutela (86% dei volumi forniti, corrispondenti a 45.5 TWh su un totale di 52.7 TWh nel 2016). Tra gli altri esercenti la

FIGURA 4. PRIMI 10 OPERATORI PER VENDITA DI ELETTRICITA' A CLIENTI IN BT NEL 2016 (TWh)



Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

⁵ Si assume che la domanda complessiva di energia elettrica da parte dei clienti connessi in BT rimanga costante sui livelli attuali.

⁶ L'ipotesi di un *trend* di riduzione in linea con il periodo storico recente, che potrebbe sembrare cautelativa, deriva dalla valutazioni di dinamiche attese con effetti opposti: da una parte, una maggiore informazione e capacitazione dei clienti finali, anche grazie agli strumenti previsti dalla Legge Concorrenza, potrebbe accelerare l'uscita verso il mercato libero, dall'altra, il permanere in Maggior Tutela di una quota sempre maggiore di clienti inerti al cambiamento (i clienti finali più attivi hanno probabilmente già scelto un venditore sul mercato libero) potrebbe rallentare invece l'uscita.

Maggior Tutela, Acea Energia non supera il 5% dei volumi totali (con 2.5 TWh), A2A Energia arriva al 3.2% e Iren Mercato all'1.1%.

Alla luce di questa struttura del mercato, che ragionevolmente, nonostante i processi avviati dalla legge Concorrenza, non subirà stravolgimenti nel giro dei prossimi 2 anni, e delle disposizioni del legislatore sulla salvaguardia, che impongono procedure concorsuali per aree territoriali, il rischio è che i clienti ancora in Maggior Tutela al 30 giugno 2019 vengano ricollocati tra gli operatori rafforzando ulteriormente la posizione dell'operatore dominante rispetto al posizionamento attuale. Infatti, a fronte di uno spostamento simultaneo nel servizio di salvaguardia di un volume massiccio di clienti di piccole dimensioni, Enel è al momento l'unico operatore in grado di gestire un'ampia platea di clienti (mentre gli altri operatori sono attualmente strutturati per gestire portafogli molto più contenuti), oltre a essere l'unico operatore specializzato nel *retail* e ad avere già in gestione, tramite l'esercizio della Maggior Tutela, gran parte dei punti che probabilmente ricadranno in salvaguardia. Nell'ambito di procedure concorsuali, in particolare, tali condizioni possono quindi garantire un vantaggio competitivo importante rispetto agli altri operatori.

Per quanto riguarda il costo del servizio di salvaguardia, il legislatore, come si è visto, ha disposto che esso sia determinato in modo tale da incentivare il passaggio al mercato libero. Posto che, se il servizio di salvaguardia per i clienti finali di piccole dimensioni ricalcherà quello già in esercizio per i clienti di grandi dimensioni, la maggiorazione del servizio rispetto alle condizioni tariffarie e di mercato sarà determinata in esito alle aste (nel meccanismo attuale la maggiorazione rappresentata dal Parametro Omega costituisce l'oggetto stesso dell'asta), è possibile in ogni caso fare qualche considerazione qualitativa sui diversi impatti che potrebbero derivare da differenti livelli di costo di tale servizio.

In particolare, condizioni di costo particolarmente svantaggiose avrebbero sicuramente l'effetto positivo di favorire il passaggio al mercato libero anche da parte dei clienti più restii al cambiamento, comportando però un forte rischio di non accettabilità sociale della riforma. Inoltre, in questo caso il costo del servizio tenderebbe, con il crescere dei passaggi al mercato libero, a riflettere sempre di più i tassi di morosità dei clienti finali nelle diverse aree territoriali (come già avviene per l'attuale salvaguardia per i clienti di grandi dimensioni), con l'effetto da una parte di fornire un corretto segnale di prezzo agli operatori di mercato, ma dall'altra di determinare disparità nel costo dell'energia tra le varie aree del paese, difficilmente giustificabili per clienti di piccole dimensioni, in particolare domestici.

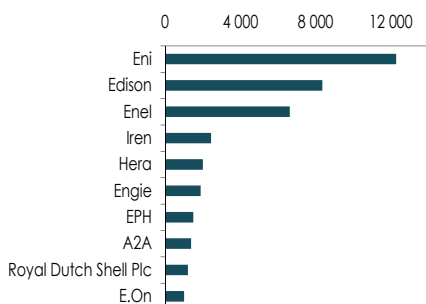
Al contrario, se il servizio di salvaguardia fosse erogato a condizioni solo di poco svantaggiose rispetto a quelle praticate in media a mercato, l'incentivo al passaggio al mercato libero sarebbe molto attenuato. Di fatto, in questo caso i clienti in salvaguardia pagherebbero una *fee* per evitare i rischi del mercato libero e la salvaguardia rimarrebbe un riferimento per valutare la competitività delle offerte a mercato.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, la Legge Concorrenza non introduce novità con riferimento alla tutela della continuità della fornitura e pertanto, al 1 luglio 2019, troveranno applicazione gli strumenti già in vigore, ossia:

- attivazione della fornitura di ultima istanza gas (FUI GAS), per i consumatori che hanno diritto al servizio di tutela e si trovano temporaneamente senza un fornitore di gas per ragioni indipendenti dalla loro volontà
- attivazione del servizio di *default* distribuzione (FDD GAS), per i consumatori senza fornitore che non rientrano nell'ambito del FUI GAS

Gli esercenti i servizi di FUI GAS e FDD GAS sono attualmente selezionati dall'AU tramite procedure concorsuali. Il legislatore non ha ritenuto opportuno introdurre, al completamento della liberalizzazione nel settore domestico, ulteriori meccanismi di asta per l'assegnazione dei clienti senza fornitore, possibilità che è stata invece oggetto di discussione nel corso del procedimento di approvazione del disegno di legge. D'altra parte, nel settore gas, a differenza che nell'elettrico, la fuoriuscita contemporanea di un alto numero di clienti in tutela dovrebbe comportare minori criticità in termini di rischi di concentrazione del mercato. Già adesso infatti il primo operatore di mercato, Eni, copre appena il 31% dei volumi di gas venduti, e i primi 3 operatori (Eni, Edison ed Enel) insieme non raggiungono il 50% (Figura 5).

FIGURA 5. PRIMI 10 OPERATORI PER VENDITA DI GAS NATURALE NEL 2016 (Mmc)



Fonte: Relazione Annuale AEEGSI

AL VIA GLI AGGREGATORI NEL SISTEMA ITALIANO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 583/2017/R/eel](#)
- [Delibera 372/2017/R/eel](#)
- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Terna - Regolamento MSD](#)
- [Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi - TISDC](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)

Dopo le unità di consumo (UVAC) anche quelle di generazione distribuita (UVAP) e miste (UVAM), potranno presto accedere al mercato del dispacciamento. Nonostante i primi risultati incerti, la strada è quella giusta verso un sistema moderno, capace di valorizzare il contributo di tutte le risorse, fornendo nuove opportunità anche per gli energivori alle prese con la riforma delle RIU.

I PROGETTI PILOTA DI TERNA

L'APERTURA DEL MSD ALLA DOMANDA

Nell'ambito del progetto pilota per l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) alla domanda, nel mese di giugno sono state svolte le prime aste per la negoziazione a termine dei servizi ancillari offerti dalle unità virtuali abilitate di consumo (UVAC)¹. Terna ha pubblicato alla fine di maggio la documentazione relativa al progetto pilota, rendendo disponibili il regolamento per la creazione, la qualificazione e la gestione delle UVAC al MSD, l'elenco dei perimetri di aggregazione e la procedura e le regole per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento.

Terna ha introdotto alcune novità² volte ad ammorbidire i requisiti per l'ammissione alle aste: il valore minimo della Potenza Massima di Controllo (ossia il massimo prelievo modulabile che viene offerto come risorsa di dispacciamento) associato all'UVAC è stato ridotto da 10 a 5 MW, mentre la disponibilità a fornire il servizio è stata ridotta da 4 a 3 ore consecutive al giorno.

Il corrispettivo fisso riconosciuto alle UVAC contrattualizzate a termine viene fissato in fase d'asta con un *cap* a 30,000 €/MW/anno e sarà riconosciuto alle UVAC che offriranno il servizio di regolazione per un minimo di 3 ore al giorno nell'intervallo tra le 14 e le 20 nei giorni tra lunedì e venerdì. Questo premio potrà essere incrementato proporzionalmente per ogni ora di servizio offerta in più rispetto alle tre ore obbligatorie, fino a un massimo di 60,000 €/MW/anno (corrispondente a un'offerta del servizio di regolazione per almeno sei ore ogni giorno). Ogni ora di servizio in più offerto oltre le sei ore non godrà di un incremento del corrispettivo fisso ma solo di quello variabile, nel caso in cui l'offerta venisse accettata. Per quanto riguarda quest'ultimo, al prezzo di mercato sarà applicato un *cap* pari a 400 €/MWh.

L'energia disponibile è considerata per calcolare la riserva potenzialmente disponibile, ma movimentata solamente sul MB in caso di necessità.

I RISULTATI DELLE PRIME ASTE A TERMINE

A metà giugno si è svolta la prima asta plurimensile (**Figura 1**) del progetto pilota in cui Terna ha messo a disposizione 500 MW per la capacità di regolazione della domanda: per gli operatori è stata la prima possibilità di inserirsi nel mercato e iniziare a offrire il proprio servizio. Inizialmente solo il gruppo Burgo Energia ha approfittato di questa opportunità aggiudicandosi 5 MW in zona Nord a un premio pari a 30,000 €/MW. Tale capacità è stata poi offerta sul MSD ex ante a un prezzo pari allo *strike price*, per sei ore consecutive tra le 14 e le 20.

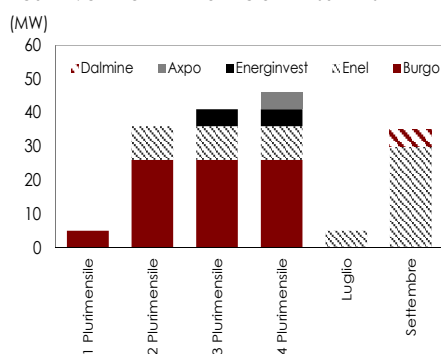
Durante la seconda asta, Burgo ha aggiunto una seconda unità in zona Centro-Nord, poi offerta sul MSD con le stesse modalità della prima unità, mettendo così a disposizione un totale di 21 MW di capacità di regolazione a salire. Da sottolineare l'ingresso di Enel con un'unità di 10 MW in zona Nord, per cui invece è stata adottata una logica di offerta significativamente diversa: la capacità è stata infatti offerta su tutte le ore del giorno a un prezzo decisamente inferiore allo *strike price* (pari a 80 €/MWh), stimolando la competizione al ribasso sui prezzi.

Alla terza asta, l'ultima plurimensile di giugno, si è aggiunto il Consorzio Energinvest del gruppo Innowatio aggiudicandosi 5 MW, offerti poi su MSD a livello *strike price* nell'intervallo tra le 14 e le 20. A valle di quest'asta si è assistito a un primo ribassamento anche del prezzo di offerta dell'unità principale di Burgo, che si è ridotto tra gli 80 e i 150 €/MW.

¹ Il progetto pilota relativo alle UVAC è stato descritto in Newsletter 210: "MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato".

² Terna - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di consumo abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento - Regolamento MSD.

FIGURA 1. CAPACITÀ APPROVVIGIONATA SULLE ASTE



Fonte: elaborazioni su dati GME

TAG
market design

Alla fine di giugno ha avuto luogo anche la prima asta mensile che prevedeva una *delivery* nel solo mese di luglio: anche in questo caso Terna ha messo a disposizione 500 MW di cui sono stati assegnati solamente 5 a Enel in zona Centro-Nord, poi offerti su MSD ex ante a livello *strike price*.

Non risultano comunicazioni di Terna rispetto alla quarta e alla quinta sessione d'asta in calendario per il mese di luglio, forse non più necessarie visto il non verificarsi della situazione di scarsità temuta per l'estate, mentre la sesta e ultima asta plurimensile ha visto l'ingresso di Axpo con un'unità da 5 MW in zona Nord, poi offerta su MSD ex ante allo *strike price* nel consueto intervallo 14-20 e nell'intervallo tra l'1 e le 4 del mattino.

Anche il Consorzio Energinvest ha iniziato a competere sul prezzo, con un'offerta variabile tra 40 e 400 €/MWh e, in alcuni giorni, addirittura tra 10 e 100 €/MWh tra le 11 e le 20.

A conclusione del progetto pilota, a fine agosto si è tenuta l'ultima asta, con *delivery* mensile per il mese di settembre, in cui è stata registrata la maggior partecipazione: Enel si è infatti aggiudicata 30 MW e ha partecipato per la prima volta anche Dalmine Spa con 5 MW.

Per tutto il periodo da giugno ad agosto, le aste si sono chiuse con un prezzo medio ponderato pari al *cap* di 30,000 €/MW/anno.

LE OFFERTE DELLE UVAC SU MSD

Come previsto, nessuna delle offerte presentate dalle UVAC risulta selezionata sul MSD ex-ante, come detto in precedenza, in quanto Terna demanda l'utilizzo delle UVAC alla fase di bilanciamento: dati i tempi di pubblicazione degli esiti dettagliati di MB, a oggi è possibile limitarsi a verificare che nei mesi di giugno e luglio non risulta nessun servizio ancillare approvvigionato dalle UVAC da parte di Terna³.

Analizzando l'evoluzione delle offerte nel tempo, si è assistito complessivamente a una fase transitoria, che ha visto l'assestarsi delle offerte elaborate dagli operatori, durata fino all'inizio di agosto. Fatta eccezione per un'unità gestita da Enel, in tutti gli altri casi gli operatori hanno cominciato offrendo allo *strike price* la propria capacità di regolazione, per poi rivedere le proprie offerte al ribasso.

È possibile osservare che nella fase transitoria lo *spread* tra prezzo minimo e massimo richiesto dalle UVAC per il servizio di regolazione è stato molto ampio, coprendo tutta la fascia di prezzo tra 10 e 400 €/MWh, come nel caso del consorzio Energinvest.

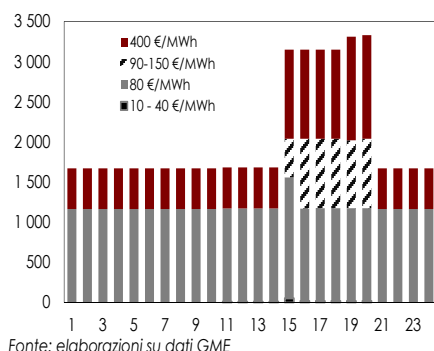
Alla fine di agosto però, con lo stabilizzarsi dei prezzi, gli operatori hanno definito le proprie offerte in maniera più chiara: Burgo ha presentato offerte sempre vicine a 100 €/MWh, Enel a 80 €/MWh e il Consorzio Energinvest tra i 10 e i 100 €/MWh. Parte della capacità (tra cui la seconda unità di Burgo, la seconda unità di Enel e l'unità di Axpo), invece, ha continuato a offrire sempre allo *strike price* anche nel "più competitivo" mese di agosto.

Tipicamente, il prezzo medio di offerta aumenta nella fascia tra le 14 e le 20, dove è obbligatorio presentarsi sul mercato e dove è più probabile che Terna accetti l'offerta presentata (**Figura 2**). Le UVAC offrono la capacità con strategie diverse: alcune concentrano le offerte tra le 10 e le 20, mentre altri offrono in modo *baseload* su tutte le 24 ore.

A conclusione della prima fase del progetto pilota, si può sicuramente dire che gli operatori hanno preso parte al progetto con crescente partecipazione e spirito di competizione, diversificando le proprie offerte con l'aumento degli operatori in gioco, anche se non si può non evidenziare che la partecipazione è stata inferiore alle attese: infatti Terna ha approvvigionato una quota molto ridotta di capacità rispetto a quella resa disponibile. La cosa potrebbe sorprendere visto l'alto valore ottenibile sull'asta, oltre alla collocazione del progetto pilota nel periodo estivo, che avrebbe permesso di ottenere elevati margini in caso di scarsità: forse una maggiore partecipazione, oltre ad accentuare la competizione, avrebbe fornito qualche indicazione aggiuntiva sull'effettiva efficacia di aprire il MSD alle unità di consumo.

³ Dall'analisi dei risultati di MSD, emerge che, nonostante la presenza delle UVAC a garantire la disponibilità della propria banda di regolazione, i volumi approvvigionati da Terna dalle altre unità abilitate nella fase ex-ante non sono cambiati sostanzialmente rispetto ai mesi corrispondenti dell'anno precedente.

FIGURA 2. DISTRIBUZIONE ORARIA OFFERTE UVAC
19 giugno-31 agosto 2017 (MWh)



L'APERTURA DEL MSD ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Con la delibera 583/17, l'Autorità aveva chiesto a Terna aprire l'MSD anche alle unità di produzione rinnovabili rilevanti, non comprese attualmente nel progetto pilota delle UVAP, e ai sistemi di accumulo a esse assimilati, con la possibilità di aggregazione in unità virtuali nodali.

Il progetto pilota proposta da Terna prevede la partecipazione al MSD della generazione distribuita, mediante la costituzione di Unità di Produzione Virtuali Abilitate (UVAP).

Le UVAP saranno costituite da aggregati⁴ di unità di produzione non rilevanti, ubicati nello stesso perimetro di aggregazione, già definito da Terna per le UVAC, e ogni punto di immissione dovrà essere dotato di apparecchiatura UPMG (unità periferica di monitoraggio generazione). Ogni UVAP dovrà avere un punto di controllo fisico, destinato a ricevere gli ordini di dispacciamento da Terna e trasmetterli ai punti di immissione sottostanti. Le UVAP sono dunque assimilabili a Unità di produzione, che saranno abilitate a operare solo sul mercato del dispacciamento; sui mercati dell'energia, invece, i punti di immissione sottostanti alle UVAP continueranno a essere inclusi nelle unità di produzione che già attualmente vi partecipano.

La creazione e qualificazione di un'UVAP può essere richiesta sia dal un titolare degli impianti di produzione, sia da un soggetto terzo aggregatore: nella medesima UVAP possono essere compresi punti di immissione inclusi in differenti contratti di dispacciamento, a eccezione dei punti nella responsabilità del GSE⁵.

Sarà possibile abilitare la UVAP all'incremento di immissione, di prelievo o a entrambi: per l'abilitazione a salire la Potenza Massima di Controllo deve essere almeno pari a 5 MW e, in modo analogo, per l'abilitazione a scendere la Potenza Minima di Controllo inferiore deve essere (in valore assoluto) almeno pari a 5 MW. Il tempo di risposta per modulare in incremento e/o in decremento l'immissione non deve superare i 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e la modulazione deve poter essere sostenuta per un tempo non inferiore a 3 ore consecutive. Il rispetto dei requisiti delle UVAP, allineati a quelli già utilizzati nel progetto pilota riguardante le UVAC, saranno oggetto di verifiche ispettive da parte di Terna.

Riguardo alla presentazione delle offerte su MSD, vige l'obbligo di inserire un'offerta predefinita nei sistemi di Terna, stante la possibilità di aggiornare quotidianamente le offerte predefinite nonché di rettificarle in tempo reale, utilizzando le sessioni di bilanciamento (MB) nel giorno di *delivery*, a patto che le quantità riservate in MSD ex-ante siano ripresentate solo con condizioni migliorative.

In MSD ex-ante Terna potrà allocare riserva terziaria di potenza sulle UVAP con la possibilità, quindi, che in tempo reale sia richiesta una modulazione dell'immissione agli impianti di produzione sottostanti. Terna potrà inoltre accettare le quantità offerte, compatibilmente sia con la gestione *just in time* del sistema, sia con le esigenze di adeguatezza e sicurezza del sistema. Solo l'accettazione delle quantità offerte, ma non l'allocazione di riserva, dà luogo a una remunerazione in MSD, in quanto per le UVAP, a differenza delle UVAC, non è stato previsto nessun tipo di negoziazione a termine delle risorse (e quindi nessun tipo di corrispettivo fisso per la disponibilità a fornire il servizio di regolazione, ma solo il corrispettivo variabile in caso di accettazione dell'offerta sui mercati da parte di Terna, così come per le unità attualmente abilitate).

LE UVAM POTREBBERO NEUTRALIZZARE IL DISPACCIAMENTO ENTRANTE

Nei prossimi mesi è previsto anche l'avvio di un progetto pilota che consenta l'aggregazione di unità virtuali miste (UVAM), abilitate a partecipare al MSD, costituite sia da unità di consumo sia da unità di produzione rinnovabile in generazione distribuita, eventualmente associate a sistemi di accumulo.

Le UVAM dovrebbero rappresentare un'opportunità in particolare per le unità di consumo utenti di RIU (reti interne di utenza), che con l'entrata in vigore del TISDC (Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi)⁶ saranno tenute a pagare gli oneri

⁴ Senza vincoli dimensionali, se non quelli definiti dalla Potenza di Controllo da garantire per poter essere abilitate.

⁵ Nella delibera 583/17, l'Autorità, in seguito alle risposte ricevute dagli operatori in fase di consultazione del progetto pilota, ha deciso di svolgere ulteriori approfondimenti per l'apertura delle UVAP anche ai punti di dispacciamento inclusi nel GSE (tale apertura richiederebbe comunque la modifica della precedente delibera 300/17).

⁶ Allegato alla Delibera 539/2015/R/eel.

di dispacciamento sul punto di connessione alla rete privata, e non più sul punto di interconnessione tra rete privata e rete pubblica (corrispondendo pertanto tali oneri anche sugli autoconsumi di sito – c.d. “dispacciamento entrante”).

Le UVAM, a differenza di UVAC e UVAP, potranno partecipare sia a MSD sia ai mercati dell'energia e, pertanto, a esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione, presso il quale l'utente del dispacciamento titolare del punto coincide con il Balance Service Provider (BSP) dell'UVAM. Tramite l'aggregazione in un'UVAM, e l'inserimento in un punto di dispacciamento condiviso con una o più unità di produzione (anche esterne alla RIU, purché rientranti nello stesso perimetro geografico definito da Terna), un'unità di consumo collocata in ambito RIU si troverebbe quindi nella condizione di poter neutralizzare in tutto o in parte l'impatto del dispacciamento entrante previsto dalla nuova regolazione. Gli oneri di dispacciamento verrebbero infatti applicati solo al prelievo netto registrato presso il punto di dispacciamento condiviso, per essere poi ripartiti tra le unità di consumo sottese.

Tenuto conto delle tempistiche di entrata in vigore del TISDC⁷ (1 gennaio 2018) e di quelle per la presentazione da parte di Terna del primo progetto pilota sulle UVAM (9 aprile 2018), le unità di consumo utenti delle RIU saranno in ogni caso gravate dell'onere del dispacciamento sugli autoconsumi di sito almeno nei primi mesi del prossimo anno, a meno che gli operatori presentino di propria iniziativa un progetto pilota per le UVAM e questo venga approvato dall'Autorità in tempi più brevi.

Come le UVAM, anche le UVAN, definite come unità virtuali abilitate nodali caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (programmabili o non programmabili), e eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale, potrebbero offrire opportunità ai clienti delle RIU al fine di limitare l'impatto del dispacciamento entrante. Anche nel caso delle UVAN infatti la disciplina prevede la costituzione di un unico punto di dispacciamento a cui sono sottese tutte le unità partecipanti all'aggregato virtuale. Tuttavia, l'Autorità per ora non ha definito tempistiche precise per la presentazione di progetti pilota sulle UVAN da parte di Terna e pertanto, in assenza di iniziative spontanee degli operatori, l'implementazione di progetti pilota relativi a questa tipologia di unità virtuali potrebbe richiedere tempi lunghi.

⁷ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico per la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi: reti interne di utenza e altre reti private (testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi - TISDC)" - Allegato A alla Delibera 539/2015/R/eel.

BILANCIAMENTO E DISPACCIAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 419/2017/R/eel](#)

Divengono tangibili gli effetti delle numerose riforme: più incerti e meno manipolabili i segni di sbilanciamento, consistente riduzione dei costi di dispacciamento, anche grazie al favorevole momento di mercato.

L'INTRODUZIONE DEI NUOVI SEGNI DI SBILANCIAMENTO

IL NUOVO CALCOLO DEI SEGNI DI SBILANCIAMENTO MACROZONALI

In tema di sbilanciamenti, come commentato precedentemente in *Newsletter 210*, è stato introdotto un nuovo approccio al calcolo dei segni macrozonal, basato sui flussi fisici, e un nuovo corrispettivo di non arbitraggio sui prezzi macrozonal, mirando a eliminare così le distorsioni che l'anno scorso hanno incentivato strategie di arbitraggio, provocando l'impennata dell'*'uplift'* a carico dei consumatori¹.

L'Autorità, su proposta di Terna, ha introdotto una misura, seppure transitoria, per il superamento dell'attuale modello, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi tra le macrozone, in modo da migliorare la coerenza del segnale di prezzo con le reali esigenze di bilanciamento del sistema: il nuovo modello è basato sulla differenza tra immissioni e prelievi effettivi che può essere stimata mediante il saldo netto degli scambi effettivi tra le zone di mercato, rilevati in tempo reale, con le zone confinanti e con l'estero. Questa procedura permette la stima del segno di sbilanciamento già il giorno successivo alla *delivery*.

L'Autorità ha affrontato anche il tema delle possibilità di arbitraggio tra i prezzi dell'energia zonali e i prezzi di sbilanciamento macrozonal, introducendo \corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, che neutralizzino i benefici ottenibili da questa strategia: il corrispettivo è stato definito come il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e la differenza fra il prezzo zonale e quello macrozonale, calcolato come media ponderata dei prezzi zonali sui programmi vincolanti di prelievo o immissione di ciascuna zona appartenente alla macrozona. Tale corrispettivo viene incassato, se positivo, o pagato, se negativo, dalle unità, e viene applicato sia alle unità di produzione che di consumo.

Il nuovo modello di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e l'applicazione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale dovrebbero consentire di limitare le strategie di programmazione ritenute non diligenti dall'Autorità e di tornare a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing* per tutte le unità non abilitate, in maniera coerente con quanto contenuto nel regolamento europeo in tema di bilanciamento. Queste misure sono comunque da considerarsi ancora transitorie, nell'ottica del superamento del concetto di macrozona statica di bilanciamento attraverso l'implementazione dei prezzi nodali.

PRIME ANALISI SUI NUOVI SEGNI DI SBILANCIAMENTO

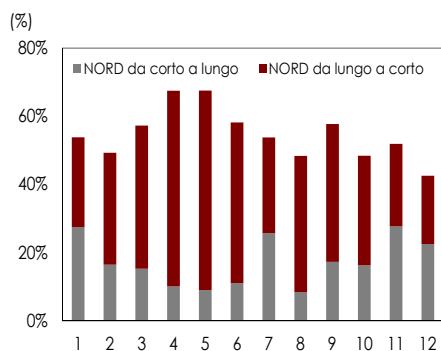
Per consentire agli operatori di comprendere come si sarebbero configurati i segni di sbilanciamento macrozonal con il nuovo metodo di calcolo, Terna ha ricalcolato e pubblicato i "nuovi segni" per gli anni 2015, 2016 e per i primi mesi del 2017. È stato così possibile svolgere un confronto fra la vecchia e la nuova metodologia di calcolo del segno e analizzarne le differenze in entrambe le macrozone, cogliendone le differenze infra-annuali e infra-giornaliere. È stato possibile anche delineare la tendenza prevalente dei "nuovi segni" e la persistenza con cui questi si sarebbero presentati in passato nelle due macrozone.

Il primo risultato evidente dall'analisi è che, tra il 2015 e il 2017, il segno di sbilanciamento sarebbe stato diverso in entrambe le macrozone in almeno la metà dei casi (**Figura 1** e **Figura 2**).

Per quanto riguarda il Nord, si può notare un cambiamento del segno stimato in almeno il 50% dei casi, per tutti i mesi dell'anno, arrivando fino a circa il 70% nei mesi di aprile e maggio. Da sottolineare inoltre come il nuovo segno sia cambiato più spesso da positivo (macrozona "lunga") a negativo (macrozona "corta") che viceversa, dando risalto a una più frequente condizione di scarsità del Nord.

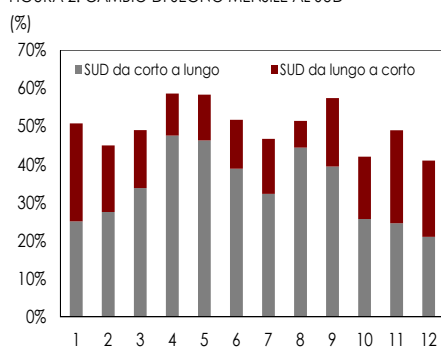
¹ Delibera 419/2017/R/eel.

FIGURA 1. CAMBIO DI SEGNO MENSILE AL NORD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 2. CAMBIO DI SEGNO MENSILE AL SUD

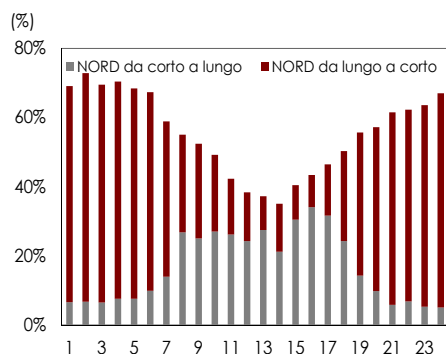


Fonte: elaborazioni su dati Terna

TAG

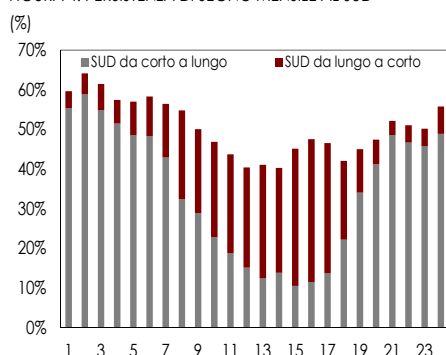
dispatching, imbalances

FIGURA 3. PERSISTENZA DI SEGNO MENSILE AL NORD



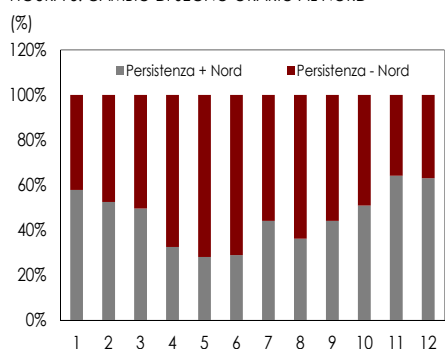
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 4. PERSISTENZA DI SEGNO MENSILE AL SUD



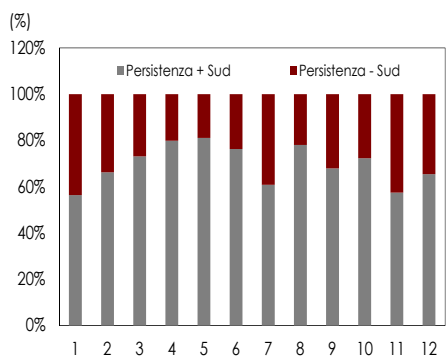
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 5. CAMBIO DI SEGNO ORARIO AL NORD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 6. CAMBIO DI SEGNO ORARIO AL SUD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

Anche al Sud il segno subisce un'inversione del segno in un numero rilevante di casi sempre compreso tra il 40% e il 50%. In maniera speculare a quanto avviene al Nord, nel Sud si può osservare come il nuovo segno identifichi il Sud come zona più frequentemente lunga piuttosto che corta.

Questa non è certo una novità, ma è importante notare che, per entrambe le macrozone, il nuovo metodo di calcolo restituisce un segno più coerente con le situazioni reali in cui si era venuto a trovare il sistema, perseguendo l'obiettivo di maggior rappresentatività che era alla base della riforma.

Prestando attenzione ora solamente alla tendenza dei nuovi segni e alla loro persistenza in un verso piuttosto che in quello opposto, si nota come il Nord si configuri come zona corta, specialmente nei mesi più caldi, conseguentemente agli alti livelli di richiesta e bassa generazione idroelettrica (**Figura 3**).

Nel Sud il nuovo segno di sbilanciamento è speculare a quello del Nord e risulta prevalentemente positivo nei mesi più caldi, quando evidentemente il fotovoltaico esprime tutto il suo potenziale, rendendo il Sud la macrozona più lunga (**Figura 4**).

Interessante è anche la variazione dei segni nelle ore del giorno, che mostra un cambiamento di segno al Nord nella nuova metodologia rispetto alla vecchia in un numero variabile di casi (tra il 35% e 73%), individuando il Nord come zona corta specialmente nelle ore *off-peak*, anche se curiosamente nelle ore *peakload* il segno cambia direzione nel 20% dei casi, identificando il Nord come zona lunga (**Figura 5**). A Sud il segno cambia in un abbondante numero di casi variabile tra il 40% e 64%, in maniera speculare a quanto avviene al Nord, rivelandosi zona lunga principalmente nelle ore *off-peak* e zona corta nelle ore di picco (**Figura 6**).

Guardando alla persistenza infragiornaliera dei segni in una direzione o nell'altra, è importante notare che il Nord presenta un segno di sbilanciamento prevalentemente positivo specialmente nelle ore *peakload*, mentre la tendenza si inverte nelle ore *off-peak*, identificando il Nord come una zona lunga nelle ore centrali della giornata e corta in tutte le altre ore (**Figura 7**).

Il Sud presenta invece la situazione opposta in cui il segno di sbilanciamento è prevalentemente negativo nelle ore centrali della giornata, e positivo nelle restanti ore (**Figura 8**).

In definitiva è possibile concludere che il nuovo metodo di calcolo ha prodotto cambiamenti significativi nella determinazione del segno, poiché in generale più di metà dei segni, stabiliti nel biennio passato, sarebbero stati diversi se calcolati con l'attuale procedura. Si può inoltre osservare che la direzione di questo cambiamento (da positivo a negativo o viceversa) descrive in maniera più fedele le reali condizioni del sistema, facendo emergere in maniera chiara i momenti in cui il sistema è effettivamente lungo o corto, con un profilo più rappresentativo sia nel corso dell'anno che nel corso della giornata tipo.

Rimane comunque da notare che, nel passato, i segni di sbilanciamento macrozonali erano affetti anche dalle strategie di sbilanciamento adottate dagli operatori, a fronte di un segno non rappresentativo delle reali condizioni della zona. Da settembre, l'introduzione del nuovo calcolo del segno potrebbe porre un limite alle componenti strategiche, evidenziando nelle macrozone condizioni diverse rispetto agli ultimi mesi.

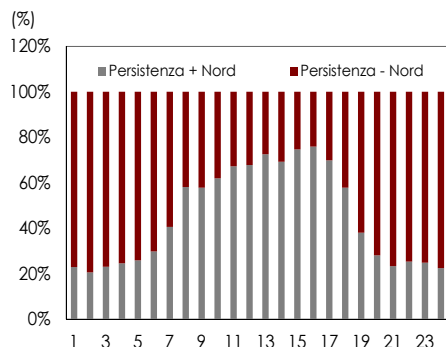
L'EVOLUZIONE DELL'UPLIFT E GLI IMPEGNI DI ENEL

GLI IMPEGNI ASSUNTI DA ENEL SU BRINDISI SUD

Nell'ottobre 2016 l'Autorità Antitrust aveva avviato un procedimento a carico di Enel, riguardante il trattenimento fisico ed economico di capacità nel polo produttivo di Brindisi, che aveva causato un innalzamento dei costi di dispacciamento riversati in bolletta.

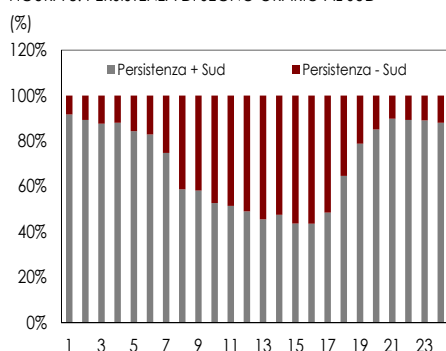
In seguito all'azione dell'Antitrust, la stessa Enel ha deciso di assumersi alcuni impegni per non incorrere nelle eventuali sanzioni: in particolare, Enel si è impegnata a limitare i propri ricavi annuali provenienti dai diversi mercati dell'energia e dei servizi a un livello non superiore a 240-270 milioni di euro, per il triennio 2017-2019, restituendo l'eventuale eccedenza dei ricavi secondo modalità definite dall'Autorità. In secondo luogo, l'offerta di capacità su MGP sarebbe stata sempre pari ad almeno quella di due

FIGURA 7. PERSISTENZA DI SEGNO ORARIO AL NORD (%)



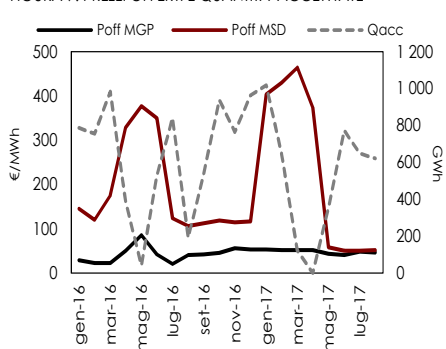
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 8. PERSISTENZA DI SEGNO ORARIO AL SUD (%)



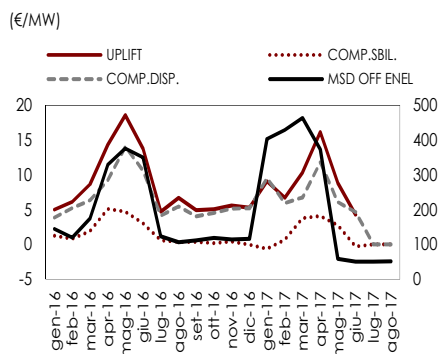
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 9. PREZZI OFFERTI E QUANTITÀ ACCETTATE



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 10. UPLIFT E OFFERTE DI ENEL (€/MWh)



Fonte: elaborazioni su dati GME

unità di produzione, a prezzi non superiori ai costi variabili riconosciuti ai sensi della Delibera 111/2006, utilizzando il riacquisto sui mercati infragiornalieri solo nei casi di programma tecnicamente infattibile o economicamente non sostenibile.

Infine, Enel si è impegnata a limitare a 240-270 milioni di euro anche i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini del reintegro dei costi, nel caso in cui la centrale fosse ammessa al regime di reintegro dei costi, anche per un periodo inferiore al triennio.

I tre impegni sono stati accettati dall'Autorità Antitrust, evidenziando come questi potessero portare un beneficio riducendo i prezzi dell'energia e l'*uplift*, che determinano il prezzo finale a carico del consumatore.

CAMBIANO LE STRATEGIE DI OFFERTA SUI MERCATI

Da maggio, risulta evidente sui mercati il cambio di tipologia di offerta di Enel sulla centrale di Brindisi. Analizzando le offerte presentate dalle quattro unità di produzione da Gennaio 2016 ad agosto 2017, sono stati monitorati l'andamento dei prezzi su MGP e MSD, nonché i volumi complessivamente accettati su MGP e MI (Figura 9).

Sia nel 2016 che nel 2017, sono evidenti gli aumenti dei prezzi richiesti su MSD immediatamente dopo l'inverno, nel secondo trimestre, quando generalmente i prezzi MGP scendono e il mercato del dispacciamento diventa più redditizio. Nel 2016 in particolare, si nota anche l'aumento dei prezzi offerti su MSD, fino a 215 €/MWh in aprile, che ha incentivato il trattenimento di capacità su MGP e la conseguente partecipazione al MSD. Nel 2017 i volumi venduti sui mercati dell'energia sono rimasti alti per tutto l'inverno, salvo poi crollare in primavera, in corrispondenza di una nuova spinta partecipazione a MSD con offerte fino a 425 €/MWh a marzo.

Da maggio 2017 è possibile osservare quantità vendute sul mercato dell'energia aumentate oltre sette volte rispetto al Maggio dell'anno scorso (e quindi l'assenza di trattenimento di capacità su MGP) e prezzi MSD notevolmente contenuti e allineati ai prezzi offerti su MGP (meno di 50 €/MWh).

L'EFFETTO SULL'UPLIFT

Confrontando la variazione delle offerte delle unità di Brindisi con l'andamento dell'*uplift* e delle sue componenti, emerge un'evidente relazione tra gennaio 2016 e giugno 2017 (Figura 10). Nel secondo trimestre del 2016 si era verificato un forte aumento dell'*uplift* (oltre i 18 €/MWh), in particolare riferito alle componenti dispacciamento e sbilanciamento, quando nello stesso periodo le unità di Brindisi presentavano offerte decisamente sopra la media su MSD e il segno di sbilanciamento della macrozona Sud risultava sistematicamente distorto. La corrispondenza rimane, anche nel periodo compreso tra giugno e dicembre 2016.

A gennaio 2017, la componente dispacciamento si è riavvicinata ai 10 €/MWh, a causa delle condizioni estreme registrate sulla frontiera con la Francia, anche se nello stesso periodo i prezzi offerti da Brindisi hanno ricominciato ad alzarsi.

Dopodiché gli andamenti tra le offerte MSD presentate da Enel e l'*uplift* (e in particolare la componente dispacciamento) rimangono molto correlati: il picco delle offerte MSD è stato raggiunto a Marzo superando di poco i 425 €/MWh, mentre la componente di dispacciamento è arrivata ad aprile a 11 €/MWh, portando l'*uplift* fino a 16 €/MWh.

Da maggio di quest'anno, invece, l'*uplift* è sceso molto (8.86 €/MWh) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, guidato proprio dalla componente dispacciamento (6.08 €/MWh) e da quella sbilanciamento: la diminuzione rispetto agli stessi mesi dell'anno scorso è infatti di circa 10 €/MWh.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 628/2017/R/gas](#)
- [Delibera 613/2017/R/com](#)
- [Chiarimenti su riconoscimento investimenti reti di distribuzione gas](#)
- [Delibera 344/2017/R/gas](#)
- [Chiarimenti sui riflessi tariffari connessi alla pubblicazione di bandi di gara senza il rispetto dell'iter procedurale previsto](#)
- [Delibera 455/2016/R/gas](#)

Nei mesi di agosto e settembre si sono verificate diverse novità nell'ambito gare gas, tra cui l'approvazione della legge Concorrenza, l'approvazione, attraverso l'*iter* semplificato, del VIR dell'ATEM La Spezia, l'annullamento del bando di Belluno e un ulteriore rinvio del termine delle scadenze per il bando di Lodi.

IL DDL CONCORRENZA È LEGGE: L'AUTORITÀ AVVIA I PRIMI PROVVEDIMENTI PER LA SEMPLIFICAZIONE DEGLI ITER PROCEDURALI

La legge Concorrenza, approvata ad agosto, ha richiesto alcune semplificazioni procedurali in materia di gare gas. Per questo motivo, l'Autorità ha provveduto ad avviare due distinti procedimenti che riguardano:

- le semplificazioni sulla valutazione dei valori di rimborso (VIR)
- le semplificazioni in relazione alla valutazione di idoneità dei bandi.

Per quanto riguarda il primo punto, l'ente appaltante non sarà più obbligato a trasmettere all'Autorità, prima della pubblicazione del bando, la definizione del VIR se riesce a soddisfare tre differenti condizioni:

1. che il VIR sia calcolato applicando le Linee Guida del MiSE
2. che lo scostamento VIR/RAB aggregato tra i comuni che fanno parte dello stesso ATEM non superi l'8%
3. che lo scostamento VIR/RAB per singolo comune non superi il 20%.

L'Autorità aveva già introdotto, con la delibera 344/2017, la semplificazione in caso di rispetto delle Linee Guida del MiSE e se n'è avvalsa per l'approvazione del valore del VIR di La Spezia. Infatti, dato che l'ATEM ha dimostrato di aver applicato le linee Guida, l'Autorità ha valutato idonei i valori di rimborso di tutti e 19 i comuni attraverso un *iter* procedurale semplificato.

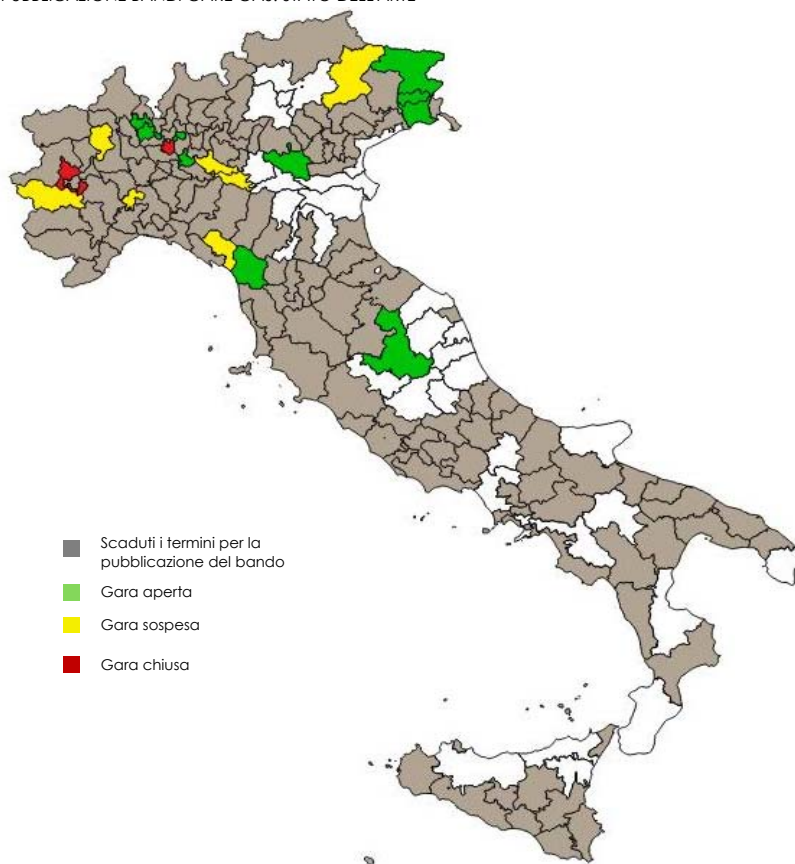
Per quanto concerne invece il secondo punto, se il bando di gara sarà strutturato in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, verranno adottate delle semplificazioni, definite entro novembre, sulla valutazione dei bandi.

La legge Concorrenza prevede infine un'ulteriore semplificazione riguardante i requisiti che le Associazioni Temporanee di Impresa (ATI) devono possedere per partecipare alle aste. Sarà, infatti, sufficiente che i requisiti richiesti siano raggiunti cumulativamente tra tutte le imprese che abbiano intenzione di formare un ATI. Grazie a questa nuova norma, ciascun consorzio dovrà quindi rispettare almeno una condizione (capacità finanziaria, capacità tecnica ecc.), permettendo così la partecipazione ai bandi di gara anche da parte delle imprese più piccole.

ULTERIORI RINVII E RITARDI ALLUNGANO I TEMPI DELLE GARE GAS

Se da un lato l'Autorità e il Governo, con i diversi provvedimenti, tentano di semplificare e velocizzare gli *iter* procedurali, dall'altro le istanze cautelari e i continui rinvii non accorciano le tempistiche. L'ATEM di Lodi ha infatti pubblicato l'avviso di un ulteriore rinvio del termine delle *expression of interests*, posticipandolo al 31 maggio 2018. L'ATEM di Belluno è invece stato sospeso dal TAR del Veneto fino al merito, previsto il 18 gennaio 2018. Il primo settembre erano scaduti i termini per la presentazione delle offerte e Belluno si sarebbe così aggiunta alla lista delle gare chiuse, insieme a Milano 1 e Torino 2. I giudici hanno però accolto l'istanza cautelare di Erogasmet riguardante il riconoscimento tariffario degli investimenti sulle reti di distribuzione. L'Autorità infatti, secondo il ricorrente, non ha dato chiare istruzioni sugli investimenti che verranno riconosciuti in tariffa e ciò comprometterebbe la presentazione di offerte complete e ben ragionate.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



Proprio sul riconoscimento tariffario degli investimenti, l'Autorità aveva pubblicato un chiarimento¹ all'inizio di agosto, nel quale rimarcava i principi esposti nella delibera sull'analisi del bando di Belluno. L'Autorità aveva infatti ribadito che le condizioni minime di sviluppo rappresentano una frontiera per il riconoscimento tariffario, ovvero che sono meritevoli di riconoscimento solo gli investimenti che siano effettuati in condizioni di economicità. Le condizioni minime di sviluppo dovranno così individuare livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio. Il costo degli investimenti che eccedono le condizioni minime di sviluppo non potranno essere socializzate e saranno dunque a carico sia dei distributori sia dei clienti finali. I distributori dovranno, infatti, farsi carico dei costi per la realizzazione degli interventi proposti in sede di gara ulteriori rispetto a quelli previsti nel piano di sviluppo degli impianti. Questi interventi, peraltro, non contribuiranno alla determinazione della RAB. Allo stesso tempo, i clienti finali si dovranno fare carico delle estensioni della rete che eccede sia il livello delle condizioni minime sia quello offerto in sede di gara dalle imprese.

Secondo un ulteriore chiarimento dell'Autorità², gli investimenti previsti dal piano industriale del distributore potrebbero non essere riconosciuti in tariffa sia nel caso in cui la stazione appaltante non abbia inviato il bando all'Autorità, sia nel caso in cui il bando sia stato inviato, ma

l'Autorità non abbia ritenuto condivisibile la metodologia utilizzata per l'analisi costi benefici.

Nella fattispecie, l'Autorità ha affermato che l'analisi costi-benefici effettuata dall'ATEM di Belluno non è condivisibile e che il valore che l'ente appaltante ha assegnato al parametro che identifica le condizioni minime non è corretto, proponendo un diverso valore. In questi casi il distributore non può sapere se la stazione appaltante si sia adeguata alle disposizioni dell'Autorità, tanto meno se tali disposizioni saranno valide anche al momento dell'assegnazione dell'ATEM. Il distributore è costretto quindi a offrire investimenti che non sa se verranno riconosciuti o meno. Questi motivi potrebbero aver spinto Erogasmet a fare ricorso al TAR.

A oggi quindi, con la sospensione di Belluno, il prossimo bando a poter essere chiuso è Udine 2, la cui scadenza per la presentazione delle offerte è fissata a fine novembre.

¹ "Chiarimenti su riconoscimento investimenti reti di distribuzione gas", 7 agosto 2017.

² "Chiarimenti sui riflessi tariffari connessi alla pubblicazione di bandi di gara senza il rispetto dell'iter procedurale previsto", 27 gennaio 2016.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	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 AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 2	NO	04/11/2015		30/11/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016		●	BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	31/05/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	30/09/2017		●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso	30/12/2016	31/10/2017		●	MEDIA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	15/12/2017		●	ALTA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	29/12/2017		●	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO	12/07/2017	30/03/2018		●	MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2018		●	BASSA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015		Annullata	●	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016		Sospesa	●	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	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-		-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-		-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 25/07/2017

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	183 778	181 540	1.2%
Produzione netta	163 218	156 411	4.4%
- Termoelettrico	111 384	101 155	10.1%
- Rinnovabili**	51 834	55 256	-14.8%
Saldo estero	21 981	26 472	-17.0%

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

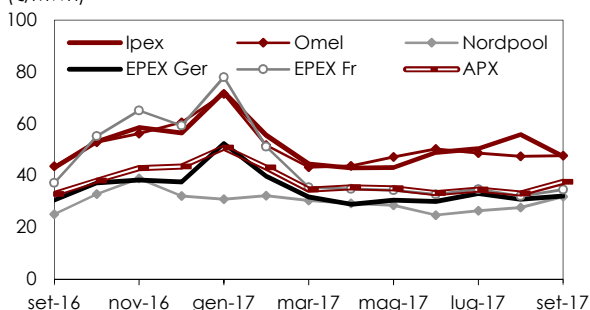
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2017	AS 2016	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	10.4	9.6	8.2%	14.2	12.9	10.2%
Termoelettrico	18.0	15.8	13.6%	25.7	21.3	20.4%
Distribuzione	21.3	20.4	4.3%	31.0	30.5	1.8%
Altro	1.1	1.4	-19.1%	1.6	2.2	-28.5%
Totale	50.8	47.2	7.5%	72.5	66.9	8.3%

Valori cumulati al 26/09/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

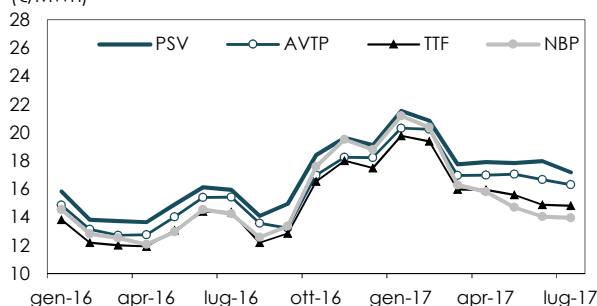
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 20/09/2017

Fonte: Borse Europee

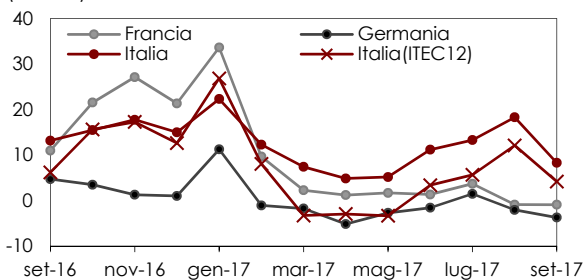
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 21/09/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

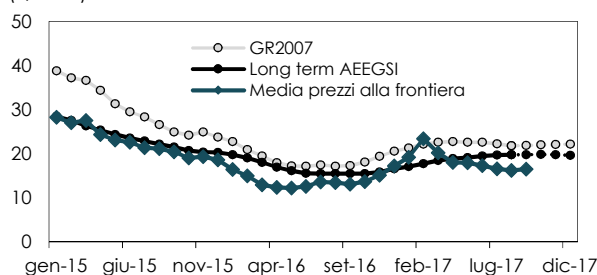
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/09/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

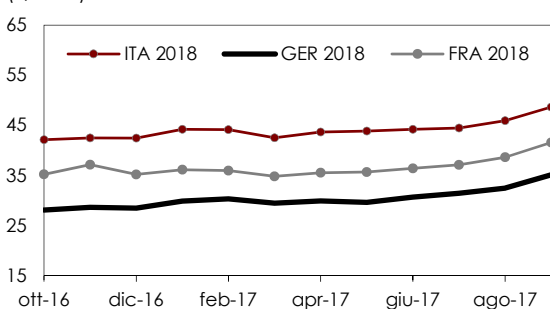
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e AEEGSI
forward al 22/09/2017

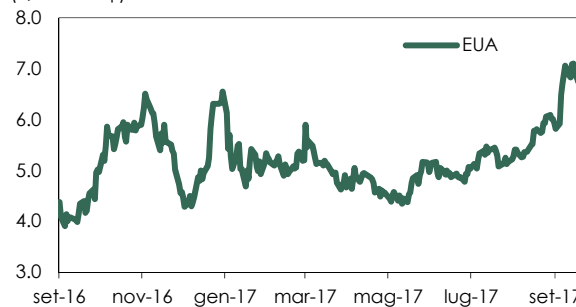
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 21/09/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

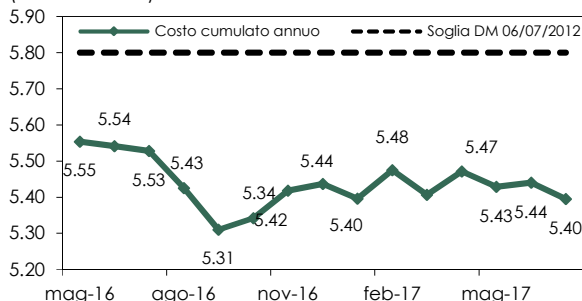


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 22/09/2017

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

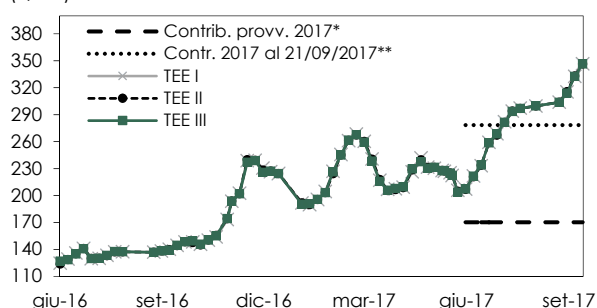
CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/07/2017

Fonte: GSE

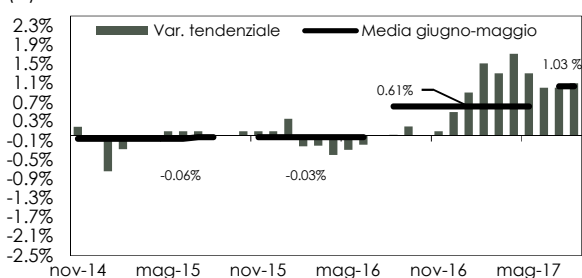
TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO
(€/TEE)



* AEEGSI, DMRT/EFC/10/2011. ** REF-E, ultimo dato al 21/09/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*
(%)

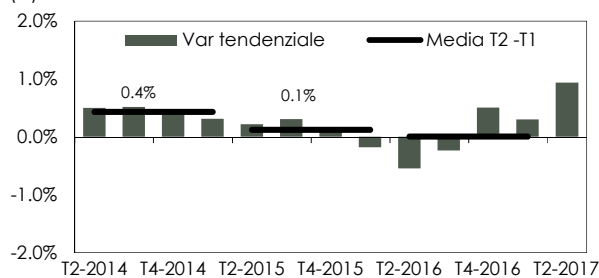


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato agosto 2017

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*
(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2017

Edizione dati Istat: settembre 2017

Fonte: Istat

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

Componente	IV 2016	I 2017	II 2017	III 2017
Energia, dispac. e commerc.	8.00	8.39	9.05	9.55
Costi infrastrutture	3.05	3.81	3.81	3.81
Oneri A UC MCT	4.92	3.94	3.77	3.77
Totale - tasse escluse	15.98	16.13	16.63	17.13

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

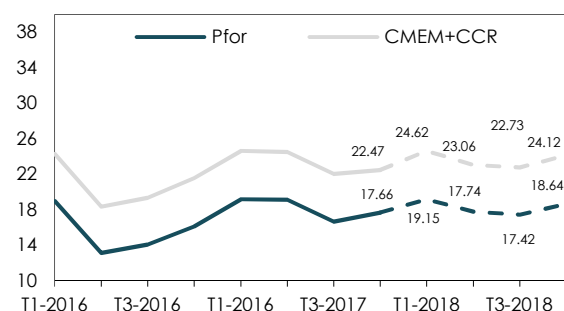
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI
(€/cent/kWh)

Componente	IV 2016	I 2017	II 2017	III 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.09	7.42	8.02	8.62
Costi infrastrutture	2.75	2.78	2.78	2.78
Oneri A UC MCT	8.31	7.66	7.28	7.28
Totale - tasse escluse	18.14	17.85	18.08	18.68

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 (tratteggiato) su forward al 22/09/2017

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

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

Componente	IV 2016	I 2017	II 2017	III 2017
Approvvig. e vendita	28.71	31.08	30.11	27.65
Costi di trasporto	3.83	4.08	3.33	3.32
Costi di distribuzione	8.77	8.99	8.99	8.99
Oneri generali di sistema	2.32	2.32	2.32	2.96
Totale - tasse escluse	43.62	46.46	44.74	42.91

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

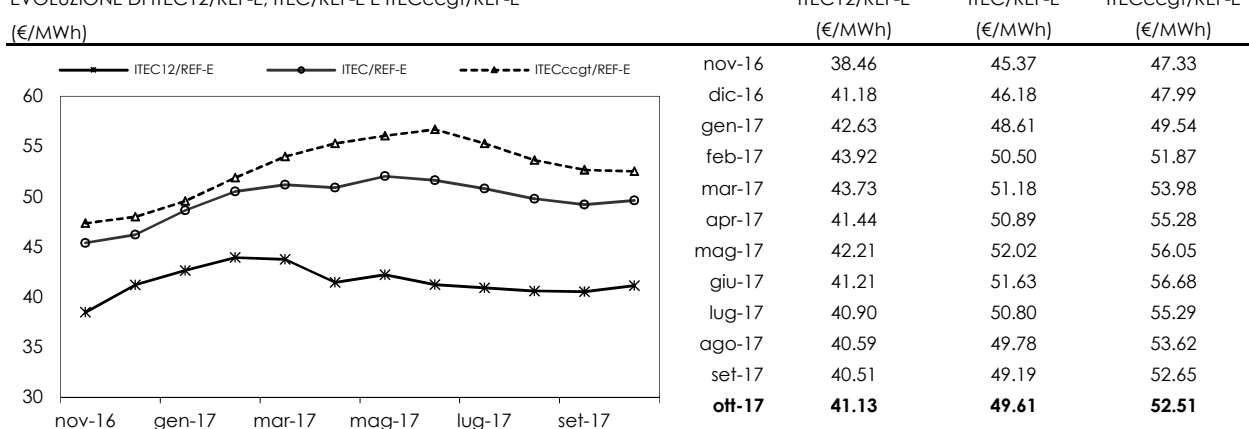
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di settembre è pari a 40.51 €/MWh, in aumento dello 0.3% sul dato di agosto (40.37 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento del TTF e del carbone ad agosto, con tasso di cambio \$/€ in aumento durante il mese di agosto.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 49.19 €/MWh, in riduzione dell'1.56% sul valore consuntivo di agosto (pari a 49.97 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 52.65 €/MWh, in diminuzione del 2.14% sul consuntivo del mese precedente (53.80 €/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 settembre.

Il valore *forward* per il mese di ottobre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 settembre, è pari a 41.13 €/MWh, in aumento dell'1.5% rispetto al consuntivo di settembre. I valori *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 21 settembre, sono pari a 49.61 €/MWh e 52.51 €/MWh, il primo in aumento dello 0.85% mentre il secondo in calo dello 0.27% rispetto ai consuntivi di settembre.

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 ottobre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri ICE E Thomson Reuters al 21/09/2017. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts e Thomson 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.

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

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

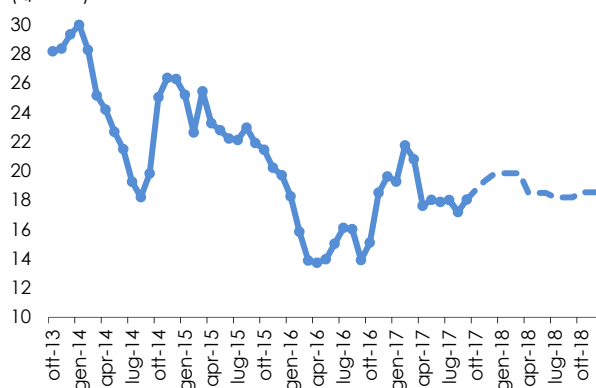
L'indice gas MAGI consuntivo per settembre 2017 è pari a 18.04€/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 18.07 €/MWh e 17.98 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a settembre 2017 è cresciuta del 5.0 % rispetto a quella per le consegne di agosto 2017, ma comunque in marcato rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (13.91 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (5,820 MW) sia il numero di operazioni registrate (261) sono notevolmente inferiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a 53% e 36%.

I primi scambi del prodotto con consegna a ottobre 2017, relativi a un campione di 190 operazioni e un volume totale scambiato di 5,025 MW, indicano un prezzo di 18.95 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a settembre. Al 22 settembre il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 18.7 €/MWh, +4% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel IV trimestre 2017 (19.75 €/MWh) si mantengono stabili rispetto alle aspettative degli ultimi mesi.

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