



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, EP Produzione SpA, Erg SpA, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innovatario SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

MERCATO ELETTRICO

- Riduzione dell'export francese: un nuovo equilibrio per l'Europa?

Una riduzione strutturale di 12 GW della capacità nucleare francese implicherebbe un sostanziale ridisegno degli equilibri europei, che nel 2017 per l'Italia si concretizzerebbe in una riduzione di 15 TWh delle importazioni e quindi in una maggior domanda contendibile per il termoelettrico.

pag. 3

- Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017

Terna ha posto in consultazione la disciplina relativa capacity market, che presenta delle novità sostanziali rispetto al disegno originale. In apparenza più aperto alla competizione, il meccanismo presenta in realtà diversi vincoli che circoscrivono le possibilità di partecipazione: sarà necessario quindi verificarne la compatibilità con le linee guida europee.

pag. 9

- Un nuovo paradigma regolatorio per i misuratori 2.0

Il metodo di riconoscimento dei costi per i misuratori di seconda generazione rappresenta il primo passo verso un cambiamento radicale del paradigma regolatorio. I misuratori 2G, che dovranno soddisfare una serie di requisiti e performance richieste dall'Autorità, saranno riconosciuti attraverso una nuova metodologia, che rappresenta una leggera evoluzione rispetto all'approccio RAB-based, che tenderà poi nel 2020 all'approccio finale, il TOTEX.

pag. 15

GAS NATURALE

- Il corridoio della liquidità e il nuovo "Pacchetto Energia": quali opportunità?

La proposta del Corridoio della Liquidità, se idoneamente strutturata e opportunamente promossa sui tavoli comunitari, potrebbe accrescere la competitività e la trasparenza su tratte di trasporto internazionale, contribuendo a ridurre i costi legati alle congestioni contrattuali, promuovendo l'Italia anche come "sperimentatore" di nuovi potenziali meccanismi di market design. Tuttavia vanno attentamente valutati gli impatti redistributivi nonché sull'evoluzione dell'equilibrio del mercato europeo.

pag. 20

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Meccanismo TEE: nuove regole e mercato esplosivo

Come già accadde nel 2012 il nuovo Decreto Ministeriale sui Titoli di Efficienza Energetica arriverà (sperabilmente) giusto in tempo per evitare brusche interruzioni del meccanismo, portando però in questo caso novità più radicali. La direzione generale è quella della semplificazione e del contenimento del costo, tramite una riduzione degli incentivi e degli obblighi in capo ai distributori.

pag. 24

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

pag. 28

INDICATORI

- Dati di mercato
- Dati settori incentivati e regolati

pag. 30

pag. 31

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi, Mario
Cirillo, Andrea Coletta, Roberta
d'Alessandro, Michele Dalena,
Pablo Ángel Escribano Martín,
Tommaso Franci, Ana Georgieva,
Giulia Mazzanti, Giorgio Perico

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016
- [Algeria: any call for gas?](#) - Articolo a cura dell'Osservatorio Energia - Agosto 2016
- [Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market](#), rapporto realizzato per European Commission Directorate-General for Energy

MERCATO ELETTRICO

RIDUZIONE DELL'EXPORT FRANCESE: UN NUOVO EQUILIBRIO PER L'EUROPA?

Le indisponibilità del parco nucleare francese, preoccupanti per dimensione e variabilità negli ultimi mesi, hanno impatti importanti anche nei mercati vicini e altamente interconnessi, compreso quello italiano. Una riduzione strutturale di 12 GW della capacità nucleare francese implicherebbe un sostanziale ridisegno degli equilibri europei, che nel 2017 per l'Italia si concretizzerebbe in una riduzione di 15 TWh delle importazioni e quindi in una maggior domanda contendibile per il termoelettrico. Una situazione che potrebbe comunque riproporsi nel prossimo futuro: le ultime analisi di ENTSO-E evidenziano rischi di adeguatezza in Francia anche per il medio-lungo periodo, con probabili interruzioni già al 2020. Più che mai tempestiva potrebbe così rivelarsi l'approvazione, anche se condizionata ad alcune rilevanti modifiche, da parte della Commissione Europea del meccanismo francese di capacity obligation, che potrà quindi essere avviato come da programmi già dal prossimo anno.

Da oltre un mese i mercati europei devono fare i conti con gli effetti dell'inattesa fermata di numerosi impianti nucleari francesi. Per l'Italia la principale conseguenza è un improvviso aumento del prezzo in zona Nord e Centro Nord e delle opportunità di export verso la Francia. La situazione è resa più complessa dal fatto che le fermate si stanno prolungando anche in questi giorni di tardo autunno, caratterizzati dal consueto aumento della domanda che, per la forte diffusione del riscaldamento elettrico in questo paese, si distingue per un'elevata elasticità negativa alle temperature. La situazione attuale mostra che il margine di riserva francese è già a oggi molto stretto, soprattutto considerata la forte dipendenza da un'unica fonte. Ad aggravare questa situazione, anche in ottica futura, vi sono poi due incognite. La prima è che i rientri in esercizio sono già stati rimandati più volte, nonostante l'inizio della stagione durante la quale la domanda di energia sulla rete raggiunge storicamente il picco. La seconda incognita è che, anche al netto di queste indisponibilità, le condizioni di adeguatezza prospettiche in Francia non sembrano essere positive poiché secondo le stime più recenti il sistema sarebbe comunque corto già a partire dal 2020. Più che mai tempestiva potrebbe così rivelarsi l'intenzione delle autorità francesi di implementare fin dal prossimo anno il meccanismo di *capacity obligation*, da pochi giorni non più sotto esame presso la Commissione Europea per la verifica di compatibilità con la normativa europea in materia di aiuti di Stato. La Commissione Europea ha infatti recentemente comunicato la definitiva approvazione del meccanismo, condizionatamente all'implementazione di diverse modifiche del suo disegno, tenendo probabilmente conto anche delle mutate condizioni di adeguatezza in Francia, segnalate anche dalle ultime analisi di ENTSO-E. REF-E stima in circa 15 TWh la riduzione dell'import netto dall'estero e quindi l'aumento di domanda contendibile per il termoelettrico in caso di una prolungata indisponibilità dell'export francese.

GLI IMPATTI DI BREVE TERMINE DELLE INDISPONIBILITÀ DEL NUCLEARE

INATTESI PROBLEMI DI QUALITÀ NEL PARCO NUCLEARE FRANCESE

Con 19 centrali e 58 reattori, il parco nucleare francese contribuisce con circa 63 GW di capacità installata al *mix* nazionale di generazione elettrica. Per grande parte di essi la messa in servizio è avvenuta fra gli anni '80 e gli anni '90 e più obsoleto¹ diventa il parco nucleare, maggiore sarà la necessità di manutenzione ordinaria per garantire la sicurezza di esercizio delle centrali che inevitabilmente impatterà sulla disponibilità per il sistema elettrico.

Alla base della recente ondata di indisponibilità straordinaria da fine settembre 2016, però, si manifestano ben altri motivi. Il tutto è iniziato nel 2014 quando controlli presso il progetto innovativo Flamanville 3², tuttora ancora in costruzione in Francia, hanno rilevato aree eterogenee di eccessivi livelli di carbonio in alcuni elementi critici

¹ A oggi circa 41 GW della capacità nucleare ha più di 30 anni di vita utile, di cui poco più di 5 GW sono ormai prossimi ai 40 anni.

² Maggiori dettagli possono essere consultati sul sito dell'Agenzia della sicurezza nucleare (ASN) francese: <http://www.french-nuclear-safety.fr/Inspections/Supervision-of-the-epr-reactor/Anomaly-affecting-the-Flamanville-EPR-reactor-vessel>

ARTICOLI CORRELATI

- [Il meccanismo di capacità francese sotto la lente europea](#) (Newsletter 196)
- [Capacity market al via in Italia e Francia](#) (Newsletter 186)
- [Aiuti di Stato per energia e ambiente: più mercato](#) (Newsletter 177)

TAG

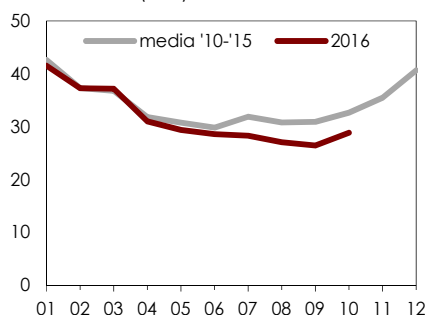
electricity, capacity market

TABELLA 1. CAPACITÀ NUCLEARE SOTTO VERIFICA PER ANOMALO CONTENUTO DI CARBONIO (MW)

Reattore nucleare	Stato (21-nov-2016)	Pmax
Blayais-1	in funzione	910
Bugey-4	fermo	880
Chinon-B1	in funzione	905
Chinon-B2	in funzione	905
Civaux-1	da fermare	1 495
Civaux-2	fermo	1 495
Dampierre-2	in funzione	890
Dampierre-3	fermo	890
Dampierre-4	in funzione	890
Fessenheim-1	da fermare	880
Gravelines-2	fermo	910
Gravelines-4	fermo	910
St. Laurent-des-Eaux B1	da fermare	915
St. Laurent-des-Eaux B2	fermo	915
Tricastin-1	fermo	915
Tricastin-2	da fermare	915
Tricastin-3	fermo	915
Tricastin-4	da fermare	915
TOTALE		17 450

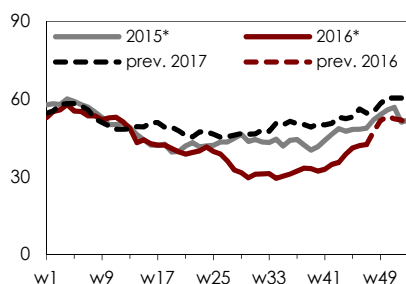
Fonte: ASN, RTE

FIGURA 1. FRANCIA: PRODUZIONE MENSILE DEL NUCLEARE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati RTE

FIGURA 2. FRANCIA: DISPONIBILITÀ DI POTENZA NUCLEARE (GW)



*Stime su dati storici di produzione oraria

Fonte: stime REF-E su dati RTE del 20/11/16

(i gusci che contengono il reattore) del nuovo reattore, prodotti o forniti per EDF da AREVA SA³. La presenza del carbonio in alte concentrazioni rende gli elementi in acciaio molto fragili e soggetti a improvvise fratture e spaccature in condizioni di alte pressioni che può compromettere il sicuro funzionamento dell'impianto. Le verifiche successive hanno indicato la presenza di ulteriori numerose anomalie presso Flamanville 3 e hanno condotto le ricerche alla fucina di *Le Creusot* dove sono state prodotte molte delle parti che manifestano anomalie. I risultati di ulteriori indagini hanno suggerito problematiche di più ampia portata, coinvolgendo anche la fucina *Japan Casting & Forging Corp.* (JCFC) che fa parte della *supply chain* di AREVA SA. Dai vari controlli effettuati fin ora emergono due tematiche principali, fonte di preoccupazione per la sicurezza nucleare e con impatto diretto sulla disponibilità del parco francese esistente.

In primo luogo, sono stati registrati alcuni casi di contraffazione, frode ed elementi declassati che riguardano componenti della catena di produzione nucleare⁴ e che mettono in dubbio la credibilità delle garanzie di qualità date da AREVA SA.

In secondo luogo, i sospetti di anomalo contenuto di carbonio in alcuni componenti e di compromessa sicurezza di funzionamento, si sono estesi anche ai reattori esistenti in Francia e alla fine del 2015 l'ASN ha richiesto l'implementazione di *test* specifici su 18 reattori segnati a rischio (**Tabella 1**) per eliminare i dubbi sulla potenziale probabilità di malfunzionamento.

In risposta all'agenzia, EDF, l'operatore del parco nucleare in Francia, ha pianificato i controlli domandati durante le ordinarie fermate di manutenzione programmate per il 2016.

Dall'inizio del 2016 a oggi 13 di questi reattori sono entrati in manutenzione e Blayais-1, Chinon-B1, Chinon-B2, Dampierre-2, Dampierre-4 e St. Laurent-des-Eaux B1 hanno avuto il via libera dall'ASN per riprendere l'operazione a pieno regime, superando con successo le verifiche richieste. Gli altri 7 reattori sono tuttora in stato di fermo, oltre il termine previsto con i controlli in corso. Ed è proprio la loro indisponibilità estesa, sommata alle ordinarie manutenzioni programmate per il resto del parco, che ha scatenato le dinamiche turbolenti sul mercato europeo, causando una scarsità accentuata di generazione nucleare in Francia e riducendo l'*output* nucleare ai minimi storici per gli ultimi 6 anni (circa 26 TWh) (**Figura 1**). Inoltre, preoccupata per la gravità della situazione, l'ASN francese ha imposto una scadenza imminente per i controlli dei 5 reattori rimanenti, richiedendo a EDF di effettuare i *test* entro gennaio 2017.

La chiusura di altri 3 reattori (Paluel 2, Bugey 5 e Graveline 5) in tutto il periodo invernale 2016/2017, per motivi diversi da quelli indicati, andrebbe a prolungare l'indisponibilità eccezionale fino al primo trimestre 2017 (**Figura 2**).

RTE CONFERMA IL RUOLO FONDAMENTALE DELLA DISPONIBILITÀ NUCLEARE NEL BREVE TERMINE

Con l'ultimo aggiornamento del rapporto su *L'équilibre offre-demand d'électricité pour l'hiver 2016-2017* il TSO francese ha confermato le condizioni più delicate rispetto agli anni precedenti dell'approvvigionamento nazionale, definite sia dalla disponibilità del parco di generazione storicamente bassa, sia dalla forte dipendenza del consumo francese dalle variazioni delle temperature.

Rispetto alla potenza storicamente disponibile del parco francese nel mese di dicembre (92-100 GW), per dicembre 2016 RTE dichiara circa 11 GW di capacità disponibile in meno, principalmente a causa del fermo del nucleare (-10 GW), ma anche di altre tecnologie fossili (-1.7 GW) e altre fonti (-0.7 GW). La crescita del parco eolico e solare compensano soltanto in minima parte (+0.6 GW) il *gap* apertosi per il fuori servizio straordinario degli impianti nucleari. Nonostante ciò, le importazioni e gli strumenti di efficienza energetica a disposizione del gestore di sistema dovrebbero annullare il rischio di interruzione delle forniture e garantire la sicurezza nell'esercizio del sistema in condizioni meteorologiche in linea con le medie stagionali poiché:

³ AREVA SA è la società francese, proprietà dello Stato, specializzata in ingegneria nucleare e uno dei *leader* mondiali nella produzione e la fornitura di reattori nucleari.

⁴ Si veda Nota 2.

- dopo l'entrata in esercizio del nuovo collegamento *Baxias - Santa Llogaia* di 2 GW nelle due direzioni con il mercato spagnolo nell'ottobre 2015, il sistema elettrico francese può contare su circa 12 GW complessivi di capacità estera⁵
- con il *demand-side management* RTE dispone di circa 3 GW di capacità, prevalentemente siti industriali, che potrebbero ridurre o differire nel tempo il proprio consumo (a fronte di una domanda di punta per dicembre 2016 attesa leggermente al di sotto di 85 GW).

In caso di improvviso e prolungato calo delle temperature, che potrebbe portare a picchi eccezionali del consumo domestico⁶ in Francia, RTE sta provvedendo all'implementazione di misure eccezionali per preservare l'approvvigionamento di energia elettrica nelle ore critiche⁷. In primo luogo, l'interrompibilità di 21 siti energivori potrebbe assicurare la riduzione della richiesta elettrica di 1.5 GW. Inoltre, RTE può applicare una riduzione del 5% sulla tensione abbassando il consumo di energia elettrica di 4 GW senza compromettere la continuità del servizio di trasmissione. Il distacco di carico rimane la risorsa di ultima istanza in casi estremi di forti sbilanciamenti domanda-offerta.

RTE cercherà di coinvolgere anche il consumo finale nel contribuire alla sicurezza elettrica e nel minimizzare il rischio di interruzioni nei casi di temperature molto basse o indisponibilità eccezionale della generazione nazionale, stimolando la riduzione dei consumi finali. Dal 5 dicembre 2016 parte l'iniziativa di RTE rivolta ai cittadini, che verranno avvertiti e incoraggiati ad abbassare il loro consumo nelle ore critiche tramite semplici azioni: abbassare la temperatura dei locali prima di uscire, accensione dei lavatrici nelle ore di basso carico, utilizzo delle luci soltanto nei locali utilizzati, etc.

QUALI LE CONSEGUENZE PER IL MERCATO ELETTRICO EUROPEO?

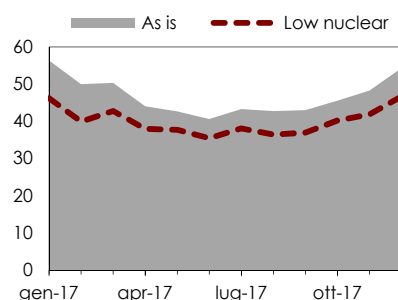
Le riduzione straordinaria della disponibilità nucleare dovrebbe terminare con il rientro in esercizio entro il primo trimestre 2017 degli impianti interessati. Esiste, tuttavia, il rischio di un ulteriore prolungamento della durata delle condizioni critiche nel parco francese.

Per esaminare il possibile impatto di una riduzione strutturale di ridotta disponibilità di energia nucleare sugli esiti dei mercati europei, REF-E ha condotto un'analisi "what if" con il modello Elfo++ Europe⁸, simulando e confrontando due scenari elettrici al 2017, alternativi per l'Europa continentale e in particolare:

- **un caso "As is"** che riflette lo scenario di riferimento per il 2017 e comprende tassi di disponibilità e produzioni degli impianti nucleari europei in linea con le medie storiche
- **un caso "Low nuclear"** in cui si ipotizza l'indisponibilità per l'intero anno 2017 dei 12 impianti nucleari francesi con potenziali problemi di qualità, dovuti all'eccessivo contenuto di carbonio, e verifiche non ancora completate (in attuale stato di fermo o da fermare, circa 12 GW). A tale indisponibilità si somma la manutenzione del reattore *Leibstadt* (1200 MW) in Svizzera nei primi due mesi del 2017, e la riprogrammazione del *refueling* del parco nucleare tedesco per il primo trimestre 2017 (**Figura 3**). Si ipotizza che la ridotta disponibilità nel 2017 sia circa 481 TWh di produzione, 80 TWh in meno rispetto allo scenario di riferimento.

Ai fini delle analisi, le simulazioni deterministiche ipotizzano una competizione perfetta fra gli operatori di mercato per isolare l'impatto del solo *driver* strutturale rappresentato dalla ridotta quota nucleare, a parità di altre condizioni. L'ordine di merito dell'offerta è costruito sulla base dei costi marginali di generazione.

FIGURA 3. PRODUZIONE EUROPEA DI ENERGIA NUCLEARE 2017 (TWh)



Fonte: REF-E - scenario Elfo++ Europe

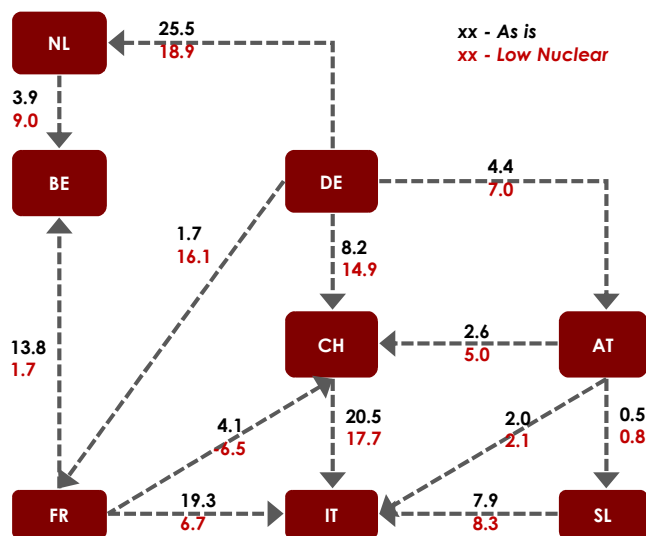
⁵ A condizione che tale generazione sia disponibile.

⁶ La domanda francese è particolarmente sensibile alle variazioni delle temperature: le stime di RTE indicano che per ogni °C in meno il consumo nazionale aumenta di 2.4 GW.

⁷ Le ore 8-13 e 18-20 dei giorni lavorativi.

⁸ Elfo++ Europe è il modello deterministico di REF-E dedicato alla simulazione del *market coupling* europeo. Attualmente rappresenta quasi la totalità dei mercati elettrici europei e comprende una dettagliata descrizione delle zone europee che più influenzano il mercato italiano: *Continental Central South Europe* più Belgio e Olanda. Gli Stati confinanti sono descritti attraverso i loro scambi con la zona di riferimento. Per maggiori informazioni sul modello si rinvia al sito web dedicato: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/what-we-offer/elfo-electricity-forecasting#Europe>.

FIGURA 4. FLUSSI FISICI CROSS-BORDER 2017 (TWh) flussi netti



Fonte: simulazioni Elfo++ Europe

L'IMPORT DALLA FRANCIA VERSO L'ITALIA SI RIDUCE DI QUASI TRE VOLTE

Con circa 12 GW di nucleare fuori servizio per tutto il 2017, l'export francese si riduce di circa 50 TWh sui confini con Belgio, Germania, Svizzera e Italia rispetto allo scenario di riferimento (**Figura 4**)⁹.

Si mantengono le direzioni originali dei flussi netti su tutte le frontiere modellate tranne sulla frontiera svizzera, dove si registra un'inversione del flusso.

La variazione maggiore si registra fra Francia e Germania (+14.5 TWh circa verso la Francia), a causa dell'elevato *surplus* di energia meno costosa (rinnovabili e lignite) nel *mix* elettrico tedesco.

Per l'Italia l'effetto netto del basso nucleare si traduce in un aumento della domanda contendibile di circa 15 TWh già nel 2017, interamente attribuibile alla contrazione dell'import netto dalla Francia, compensato soltanto parzialmente da un aumento sul confine sloveno.

I PROBLEMI DI ADEGUATEZZA NELLE ULTIME ANALISI DI ENTSO-E

NESSUN PROBLEMA DI ADEGUATEZZA DALLE STIME DEL 2014

Nell'ambito della prima valutazione del meccanismo di *capacity obligation* francese rispetto alla normativa europea in materia di aiuti di stato, la Commissione Europea aveva messo in dubbio la possibilità di futuri problemi di adeguatezza in Francia e dunque la necessità di avviare fin dal 2017 il meccanismo stesso. La Commissione Europea aveva sottolineato, in particolare, l'incoerenza tra le analisi di adeguatezza di RTE e quelle contenute nello *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E da cui emergeva la sostanziale adeguatezza del sistema francese non soltanto al 2016, ma anche al 2020, anche se con margini ridotti a causa della forte elasticità del carico di punta francese alle temperature. Nel *Generation Adequacy Report 2014* di RTE veniva evidenziato invece il rischio di problemi di adeguatezza per il sistema francese già dall'inverno 2015-2016. Solo al 2025 le importazioni dall'estero erano indicate da ENTSO-E come necessarie al sistema francese ai fini dell'adeguatezza. Alla luce delle analisi di ENTSO-E, la Commissione Europea, aveva così segnalato come un maggiore periodo di aggiustamento avrebbe potuto essere sufficiente per la formazione sul mercato dell'energia francese di segnali di prezzo tali da incentivare gli investimenti in capacità necessari ai fini dell'adeguatezza, in luogo dell'immediato avvio del meccanismo di *capacity obligation*.

NUOVI SCENARI ENTSO-E IN LINEA CON QUELLI 2015 DI RTE

Nel recente *Mid-Term Adequacy Forecast 2016* di ENTSO-E la Francia è tra i pochi paesi europei per i quali sono attesi problemi di adeguatezza sia al 2020, sia al 2025. Per questo paese, le analisi di adeguatezza di ENTSO-E incorporano in particolare un livello di domanda/consumo di circa 484 TWh al 2020 in linea con lo scenario base del *Generation Adequacy Report 2015* di RTE e di circa 487 TWh al 2025 ipotizzando una prosecuzione della medesima traiettoria al 2020, considerato che l'orizzonte massimo delle valutazioni di adeguatezza di RTE è quinquennale. Con riferimento alla capacità di generazione netta attesa, sempre in linea con il *Generation Adequacy Report 2015* di RTE, ENTSO-E assume ottimisticamente come disponibili tutti gli impianti francesi indicati come in conservazione da RTE. In particolare, al 2020 la capacità nucleare è prevista sostanzialmente stabile per via dell'entrata in esercizio a fine 2018 dell'impianto di Flamanville da 1650 MW, a fronte della chiusura dell'impianto di Fessenheim da 1800 MW. Al 2025 ENTSO-E assume invece la dismissione di circa 10 GW di capacità nucleare francese, coerentemente con la traiettoria dello scenario di più lungo termine incluso nel *Generation Adequacy Report 2014* di RTE.

⁹ Gli scambi Francia-Spagna e Francia-Regno Unito rimangono invariati nei due casi esaminati.

DALLE STIME DEL 2015 EMERGONO PROBLEMI DI ADEGUATEZZA GIÀ AL 2020

Coerentemente con queste assunzioni, ENTSO-E stima al 2020 un livello medio di *Lost of Load Expectation* (LOLE) di circa 2.6 ore e un livello medio di *Energy Not Supplied* (ENS) di circa 3.4 GWh in caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative. In caso di adeguatezza nel tempo reale (ovvero di adeguatezza *day-ahead* con contributo delle riserve operative) la stima del livello medio di LOLE si riduce a circa 0.8 ore, mentre il livello medio di ENS si riduce a circa 1.1 GWh. In caso di adeguatezza nel tempo reale, ma con interruzione forzata delle interconnessioni *High Voltage Direct Current* (HVDC), il livello medio di LOLE e il livello medio di ENS sono infine stimati pari rispettivamente a circa 0.8 ore e circa 1.2 GWh. Al 2020 la stima del LOLE per la Francia riportata da ENTSO-E risulta dunque significativa e, nel caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative, appena inferiore rispetto all'obiettivo esplicito francese di adeguatezza rappresentato da un LOLE di 3 ore. Questi risultati sono peraltro legati all'ipotesi di avvio fin dal 2017 del meccanismo francese di *capacity obligation*. Per il 2025 il *Mid-Term Adequacy Forecast 2016* di ENTSO-E riporta invece per la Francia, in caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative, una stima del livello medio di ENS compreso tra 60.8 GWh e 150.4 GWh a seconda delle scelte modellistiche effettuate, e in particolare a seconda che nelle simulazioni venga ottimizzato il profilo di produzione delle unità idroelettriche ipotizzando, o meno, una conoscenza perfetta delle interruzioni forzate delle unità termoelettriche. ENTSO-E nota in ogni caso che i risultati al 2025 dipendono principalmente dall'ipotesi di dismissione di circa 10 GW di capacità nucleare francese.

L'AFFINAMENTO DEL MECCANISMO DI CAPACITY OBLIGATION

UNA CONDIZIONE PER OTTENERE IL VIA LIBERA EUROPEO

Considerate le problematiche di adeguatezza della generazione francese sia di breve, sia di medio-lungo termine, più che mai tempestiva potrebbe rivelarsi la recente approvazione da parte della Commissione Europea del meccanismo francese di *capacity obligation*, che potrà quindi essere avviato come da programmi già dal 2017. Diverse sono però le modifiche delle iniziali regole di funzionamento (*Newsletter 186*) proposte da RTE al fine di ottenere il via libera all'implementazione dato che la Commissione Europea aveva rilevato in prima battuta diversi elementi di incompatibilità con la normativa europea in materia di aiuti di Stato (*Newsletter 177 e 196*). Gran parte di queste modifiche sono di fatto finalizzate a evitare eventuali manipolazioni del mercato dei certificati di capacità, data la posizione ampiamente dominante di EDF sia nel settore della generazione, sia nel mercato *retail*.

INTRODUZIONE DI UN INTERVALLO DI CAPACITÀ CERTIFICATA

RTE ha innanzitutto proposto un aggiornamento sia delle procedure di certificazione della capacità, sia di quelle di definizione degli obblighi di capacità al fine di evitare i possibili rischi di distorsione dei segnali di prezzo del valore della capacità evidenziati dalla Commissione Europea. Questo aggiornamento dovrebbe consentire di fatto a RTE un maggiore controllo sulla certificazione della capacità, così come sulla sua effettiva disponibilità, garantendo comunque un certo livello di flessibilità ai gestori di capacità (produttori e *demand-response*). In particolare, RTE ha proposto l'introduzione di un intervallo di certificazione, da applicarsi fino all'inizio del periodo di *delivery* e calcolato come percentuale (specifica per tecnologia) della capacità certificata, ai fini della definizione del livello accettabile di capacità disponibile, rispetto alla capacità certificata. I gestori di capacità dovranno così notificare e chiedere un'esenzione a RTE e al regolatore nel caso in cui la loro capacità disponibile dovesse portarsi al di là dei limiti, superiore e inferiore, di questo intervallo.

RIBILANCIAMENTO DI CAPACITÀ GRATUITO FINO A 1 GW

In secondo luogo, RTE ha proposto l'introduzione di una soglia pari a 1 GW calcolata a livello di *capacity portfolio manager* al di sopra della quale il ribilanciamento¹⁰ della capacità certificata non potrà più essere effettuata gratuitamente, a meno di eventi imprevisti. La Commissione Europea teme infatti che i gestori di capacità possano, attraverso azioni di ribilanciamento interamente gratuite, inviare segnali scorretti e distorti circa l'effettivo livello di capacità disponibile e in particolare trattenere capacità fino a poco prima del periodo di *delivery*, con la conseguenza di prezzi della capacità artificialmente elevati per i soggetti (ovvero i fornitori) sui cui ricade l'obbligo di capacità.

MAGGIORE PENALIZZAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI DI CAPACITÀ NEGATIVI

RTE ha proposto anche una revisione delle regole di *settlement* degli eventuali sbilanciamenti di capacità (ovvero delle differenze tra capacità certificata ex ante e capacità disponibile ex post durante il periodo di *delivery*). In particolare, entro la soglia di 1 GW di sbilanciamento di capacità verrebbero confermate le regole di *settlement* inizialmente proposte che prevedono di fatto prezzi simmetrici per gli sbilanciamenti di capacità positivi e negativi. Oltre la soglia di 1 GW di sbilanciamento di capacità il *settlement* verrebbe effettuato invece con prezzi asimmetrici, più elevati per gli sbilanciamenti di capacità negativi rispetto a quelli positivi e con un *cap* per il *settlement* degli sbilanciamenti di capacità positivi superiori a 1 GW. Anche alla base di questa revisione vi è il timore della Commissione Europea che regole di *settlement* degli sbilanciamenti di capacità con prezzi simmetrici possano favorire eventuali trattenimenti di capacità e successive sovra-remunerazioni nel momento in cui la capacità viene resa di fatto disponibile attraverso lo sbilanciamento.

PIÙ TRASPARENZA SUGLI SCAMBI OTC DEI CERTIFICATI DI CAPACITÀ

Sempre per evitare possibili manipolazioni dello scambio di certificati di capacità, accogliendo le indicazioni della Commissione Europea in tema di rafforzamento del ruolo del mercato organizzato rispetto a quello *over-the-counter* (OTC) come luogo principale di scambio dei certificati di capacità, RTE ha proposto per il breve periodo la pubblicazione di tutte le informazioni disaggregate sulle transazioni OTC (ad esempio, prezzi e volumi, ma non i nomi degli operatori) e un più attento monitoraggio degli scambi di certificati interni alle società integrate. Per il lungo periodo, RTE ha inoltre proposto di incrementare il numero di aste per lo scambio dei certificati di capacità prima del periodo di *delivery*. Nell'ambito di queste aste ai fornitori su cui ricade l'obbligo di capacità verrebbe lasciata assoluta libertà in termini di certificati da acquistare, mentre ai gestori di capacità sarebbero imposti specifici vincoli in termini di volumi di certificati da offrire in vendita. In alternativa, RTE propone per il lungo periodo di incentivare o addirittura imporre la partecipazione sia dei fornitori su cui ricade l'obbligo di capacità, sia dei gestori di capacità alle aste che si svolgono nel periodo immediatamente precedente il periodo di *delivery*.

UNA PARTECIPAZIONE ESPlicita DELLE RISORSE ESTERE

Diversamente dagli orientamenti iniziali delle autorità francesi e di RTE, il meccanismo di *capacity obligation* francese sarà già dal prossimo anno aperto alla partecipazione esplicita delle risorse estere, condizionatamente tuttavia alla capacità di interconnessione attesa nelle ore di picco di domanda stimata da RTE pari a circa 7 GW

DURATA DEI CERTIFICATI PIÙ LUNGA PER LA NUOVA CAPACITÀ

L'ultima modifica rispetto al disegno originario è infine la possibilità per la nuova capacità di ottenere certificati di durata più lunga (7 anni) rispetto a quella standard di 1 anno, se viene dimostrata maggiore competitività rispetto alla capacità esistente, in modo tale da incentivare sufficientemente l'entrata di nuovi operatori nel settore della generazione o della *demand-response*.

¹⁰ Ovvero l'adeguamento del livello di capacità certificata prima o durante il periodo di *delivery* nel caso di nuove e più precise informazioni sulla effettiva disponibilità di capacità durante il periodo di *delivery*.

MERCATO ELETTRICO

CAPACITY MARKET: IL DISEGNO RIVISTO PER UNA PARTENZA DAL 2017

Terna ha posto in consultazione le discipline relative alla prima attuazione e alla piena attuazione del capacity market, che presentano delle novità sostanziali rispetto al disegno originale: la partecipazione attiva della domanda e delle FRNP, l'eliminazione del floor al premio, la priorità per la capacità flessibile e la possibilità di periodi di delivery inferiori a un anno, per consentire una partenza del meccanismo già dall'anno prossimo. La partecipazione delle risorse estere rimarrà invece limitata fino a quando sarà realizzata l'integrazione dei mercati del bilanciamento europei. In apparenza più aperto alla competizione, il meccanismo presenta in realtà diversi vincoli che circoscrivono le possibilità di partecipazione: sarà necessario quindi verificarne la compatibilità con le linee guida europee.

VERSO LA PRIMA ATTUAZIONE DEL CAPACITY MARKET

In attesa che vengano pubblicati gli esiti della valutazione che la Commissione Europea sta conducendo sui meccanismi di remunerazione della capacità disegnati nei diversi Paesi, l'Italia si sta preparando per una possibile prima attuazione del *capacity market* già dall'anno prossimo. È infatti intenzione del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), come dichiarato alcuni giorni fa dal ministro Calenda, arrivare allo svolgimento delle aste entro il secondo trimestre del 2017, al fine di una prima *delivery* della capacità che potrebbe addirittura interessare la seconda metà dell'anno.

Su indicazione del MSE, Terna ha quindi aperto, a breve distanza di tempo l'uno dall'altro, due processi di consultazione, proponendo agli operatori la disciplina per la prima attuazione del meccanismo (quella che dovrebbe interessare l'anno prossimo, sulla linea di quanto previsto dalla 95/15¹) e quella per la piena attuazione, cui si dovrebbe progressivamente arrivare nei prossimi anni. Seppur debbano essere ancora definiti numerosi parametri per valutare pienamente il meccanismo, possono già essere evidenziate alcune novità delibera di rilievo per gli operatori interessati².

PARTECIPAZIONE ATTIVA DELLA DOMANDA E DELLE FRNP

La prima novità rilevante rispetto al disegno originario³ riguarda la capacità che può essere qualificata a partecipare al meccanismo di remunerazione. A differenza di quanto previsto per la prima attuazione, che prevedeva una partecipazione su base stocastica per la domanda e le interconnessioni, nella disciplina in consultazione è già considerata una partecipazione diretta per gli operatori lato consumo. Tale partecipazione è comunque subordinata all'avanzamento del processo di riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sulla linea del DCO 298/16⁴ che proponeva l'estensione dell'abilitazione alla fornitura di servizi a un numero più ampio di unità, includendo le unità di consumo (a eccezione di quelle che sono già contrattualizzate per l'interrompibilità), le unità di generazione rinnovabili non programmabili rilevanti e la generazione distribuita⁵. Infatti, potranno partecipare al mercato della capacità quelle unità di consumo che sceglieranno di chiedere l'abilitazione al MSD: rimangono quindi escluse dal meccanismo di *capacity market* le unità interrompibili, che non possono chiedere l'abilitazione, in modo tale da evitare una doppia remunerazione per esse, dato che anche il riconoscimento del servizio di interrompibilità è già una remunerazione dell'adeguatezza fornita al sistema. Inoltre, richiedendo l'abilitazione al MSD come requisito fondamentale, viene ammessa al *capacity market* solo la quota elastica della

¹ Delibera 95/15: "Proposta al Ministro dello Sviluppo Economico per l'anticipazione della fase di piena attuazione del mercato della capacità".

² Per supportare la partecipazione degli operatori alle aste del *capacity market* italiano, nella fase di definizione delle strategie di offerta e di valutazione delle opportunità e rischi connessi al meccanismo, REF-E ha realizzato il modello CAST (CApacity Strategic Tool), di cui è possibile trovare una descrizione qui: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/CAST>

³ Delibera 98/11: "Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379".

⁴ DCO 298/16: "Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita".

⁵ A valle di tale consultazione, l'Autorità non si è ancora pronunciata con una delibera, che si suppone comunque possa arrivare a breve, probabilmente entro fine anno.

ARTICOLI CORRELATI

- [Segnali contraddittori per l'Italia dall'indagine sui meccanismi di capacità](#) (Newsletter 198)
- [Capacity market al via in Italia e Francia](#) (Newsletter 186)
- [Più basso delle attese il prezzo di equilibrio della prima asta di capacità inglese](#) (Newsletter 184)
- [Capacity market: un cantiere ancora aperto](#) (Newsletter 179)
- [Capacity payment "flessibile": un meccanismo virtuoso per nuovi investimenti](#) (Newsletter 178)
- [Il possibile impatto del futuro sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica](#) (Newsletter 162)

TAG

capacity market, electricity

domanda, cioè quella che effettivamente può contribuire (riducendo i propri prelievi) a garantire l'adeguatezza del sistema, escludendo invece la porzione rigida della domanda, che al contrario "crea" la necessità di adeguatezza: le Unità di Consumo (UC) parteciperanno quindi per una quota di capacità corrispondente al proprio fattore di riduzione del carico, che sarà al massimo uguale alla capacità misurata nei test per l'abilitazione.

Una proposta completamente nuova è invece l'estensione della partecipazione al *capacity market* anche a tutta la capacità di generazione rinnovabile non programmabile (FRNP), sia di taglia rilevante, sia in generazione distribuita. Mentre la delibera 98/11 apriva la partecipazione solo alla capacità di generazione programmabile, nell'idea che solo questa potesse contribuire in modo significativo all'adeguatezza del sistema, la nuova disciplina assume che anche le FRNP possano fornire il loro contributo, seppure entro determinate soglie. La partecipazione è comunque incompatibile con qualsiasi incentivo erogato dal GSE: anche le unità incentivate possono richiedere la qualificazione a partecipare al *capacity market*, ma devono dichiarare in anticipo l'impegno a rinunciare all'incentivo per tutto il periodo di *delivery* della capacità, per ogni unità rilevante o per la quota di unità non rilevanti per cui verranno contrattualizzate.

Viene invece esclusa, almeno per quanto riguarda la fase di prima attuazione, una partecipazione diretta della capacità estera: Terna infatti considererà il contributo medio storico dell'importazione nella fase di costruzione della curva di domanda di capacità, ma la curva di offerta sarà costituita inizialmente solo dalle unità di produzione e di consumo localizzate in territorio nazionale. Solo con la piena attuazione del meccanismo, e in particolare con l'integrazione dei mercati del bilanciamento europei, si arriverà a un pieno coinvolgimento delle risorse estere, coerentemente alle linee guida europee.

QUALIFICAZIONE DELLA CDP E OBBLIGHI PER GLI ASSEGNATARI

Per partecipare alle aste per la capacità, gli operatori devono indicare preventivamente⁶ a Terna la capacità per cui intendono presentare un'offerta (o viceversa quella per cui vogliono comunicare lo stato di dismissione):

- le unità di produzione programmabili esistenti
- le unità di consumo, indicandone la capacità di riduzione del carico
- le unità alimentate da FRNP, con l'impegno a rinunciare a eventuali incentivi del GSE (almeno per una quota parte, se si tratta di unità non rilevanti)
- le unità nuove, che devono essere già in possesso delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio e indicandone le tempistiche previste per la realizzazione.

Terna calcola quindi la capacità qualificabile (CDP, capacità disponibile e utilizzabile in probabilità al picco di carico), corrispondente alla potenza massima dell'impianto scalata secondo fattori di indisponibilità, diversi per tipologia di unità. Per unità termoelettriche o geotermoelettriche, saranno considerati l'accidentalità media, in funzione dello storico dei fuori servizio, la limitazione della producibilità nel picco di carico per effetto delle condizioni ambientali e la possibile indisponibilità per vincoli di altro tipo (normativi, autorizzativi, ecc...). Per unità idroelettriche programmabili e a pompaggio, la potenza massima sarà ridotta dai limiti in energia, calcolati sulla base della producibilità media storica nelle ore appartenenti al picco di carico. Infine, per le unità eoliche o solari si considererà la quota media di energia immessa storicamente nelle ore appartenenti al picco di carico, in funzione delle condizioni climatiche e quindi della disponibilità della fonte primaria di produzione, con un adeguato livello di confidenza⁷. Per le unità rilevanti, tali fattori di indisponibilità saranno calcolati individualmente, mentre per le unità non rilevanti saranno applicate le medie dei tassi calcolati sulle unità rilevanti appartenenti alla stessa zona di mercato e tipologia produttiva. Terna comunicherà quindi a ogni operatore, due settimane prima dello svolgimento delle aste, la CDP nella sua disponibilità, per cui potranno essere presentate offerte sul mercato della capacità.

In caso di aggiudicazione dell'asta, gli obblighi per gli operatori si declinano in modo diverso, a seconda della tipologia di capacità: i titolari di capacità produttiva diversa da FRNP sono tenuti a offrire la capacità impegnata prima sul MGP e quindi sul MSD, per

⁶ 50 giorni prima rispetto alla prima asta madre cui vogliono partecipare.

⁷ Almeno nel 75% dei casi.

la quota residuale; dovranno inoltre versare a Terna un corrispettivo variabile, basato sulla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio per ciascuna ora della *delivery*. Per le FRNP invece sia l'obbligo di offerta della capacità impegnata sia l'obbligo di restituzione del corrispettivo variabile viene circoscritto solamente alle ore appartenenti al picco di carico settimanale. Per le unità di consumo, infine, l'obbligo di offerta si traduce nella disponibilità a ridurre su MSD il proprio programma in prelievo in esito ai mercati dell'energia per tutta la capacità impegnata.

ASSENZA DI UN FLOOR AL PREMIO

Rispetto al disegno originale, cambiano anche i limiti imposti al premio marginale che sarà riconosciuto alla capacità contrattualizzata. Come facilmente prevedibile, viene esclusa dalla disciplina la presenza di un livello *floor* del premio, evidentemente inaccettabile in quanto in contrasto con la disciplina europea relativa agli aiuti di Stato: ciò costituisce sicuramente un fattore di rischio per gli operatori che parteciperanno all'asta, dato che l'*overcapacity* esistente nel sistema italiano si potrebbe tradurre in una forte competizione al ribasso sul premio.

Viene invece previsto un doppio *cap* al premio richiedibile dai partecipanti, differenziato per la capacità di generazione esistente e per quella nuova che parteciperà alle aste⁸: esso dovrà essere definito dal TSO un mese prima dello svolgimento delle aste. Per le UC, invece, il *cap* al premio sarà parametrato a quello della capacità esistente, scontato per un fattore di *extra-derating* (da definire due mesi prima delle aste da parte di Terna).

Al fine di favorire la partecipazione di capacità nuova, oltre a un *cap* differenziato (che sarà logicamente più alto rispetto a quello per la capacità esistente, perché necessario a coprire i *capex* di investimento), viene prevista anche la possibilità di richiedere a Terna una contrattualizzazione continuativa della capacità per un periodo di *delivery* di 15 anni (evidentemente considerato come il tempo di ammortamento dell'investimento). Per gli investitori rimane comunque un significativo fattore di rischio, in quanto il finanziamento dell'impianto e le procedure autorizzative devono essere svolte necessariamente prima dello svolgimento dell'asta, senza la sicurezza che la propria offerta venga poi selezionata per la remunerazione della capacità: ciò potrebbe costituire quindi un deterrente per la partecipazione della capacità nuova, in un momento in cui i soli mercati dell'energia non sono certo sufficienti a garantire una copertura dei costi di investimento.

PRIORITÀ ALLA CAPACITÀ FLESSIBILE

Il meccanismo prevede solo una remunerazione per la capacità di adeguatezza, non dando seguito all'idea di un'asta separata per la capacità flessibile, come consultato nel DCO 234/14⁹. Rimane, tuttavia, la distinzione tra capacità flessibile e non flessibile, al fine di garantire alla prima una priorità di selezione nella risoluzione delle aste. La capacità flessibile viene contraddistinta da alcuni parametri, in linea con quelli proposti già in passato dall'Autorità (tempo di avviamento non superiore a due ore, tempo di permanenza in servizio e fuori servizio di quattro ore, gradiente uguale a quello richiesto nel Codice di Rete per la fornitura della riserva secondaria), con l'inclusione anche delle unità che hanno un tempo di avviamento fino a quattro ore (oltre agli altri requisiti richiesti) se il rapporto tra potenza minima e potenza massima risulta inferiore a un coefficiente di 0.5, categoria evidentemente rivolta ai cicli combinati di grande taglia, che possono fornire ampie bande di regolazione al sistema.

In caso di parità di premio richiesto in fase d'asta, le offerte saranno ordinate dando priorità a quelle presentate da unità flessibili: in caso ciò avvenga in corrispondenza del premio marginale, sarà necessario selezionare quali offerte accettare e quali rifiutare tra quelle che hanno richiesto lo stesso premio. Verrà dapprima effettuata una ripartizione pro-quota tra la capacità flessibile esistente e quella nuova: per le unità esistenti, la capacità verrà ulteriormente assegnata pro-quota, mentre per le unità nuove verrà assegnata a sorteggio tra gli operatori che hanno presentato l'offerta. Lo stesso criterio sarà quindi applicato alla capacità non flessibile, per la domanda residua che deve essere soddisfatta: ripartizione pro-quota tra capacità non flessibile esistente

⁸ *Cap* differenziati sono stati utilizzati anche nel *capacity market* inglese, dove per la capacità esistente era previsto un premio massimo di 25,000 £/MW/anno, mentre per la capacità nuova un premio massimo pari a 75,000 £/MW/anno.

⁹ DCO 234/14: "Mercato dell'energia elettrica - Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva - Orientamenti".

e capacità non flessibile nuova e quindi pro-quota tra l'esistente e sorteggio per la nuova. Ciò è evidentemente finalizzato a contrattualizzare il maggior numero possibile di unità esistenti (almeno per una quota della loro CDP), finanziando al contempo l'investimento nel numero minimo necessario di unità nuove. È sicuramente interessante notare che nuovi progetti di capacità flessibile mantengono una priorità sulla capacità non flessibile esistente: il meccanismo andrebbe quindi a favorire, a parità di premio richiesto, investimenti in nuova capacità, se dotata di certe caratteristiche, prima di remunerare impianti già esistenti, ma costruiti per un funzionamento più rigido.

Questo ordine di priorità vale tanto per le aste madri, che per le aste di aggiustamento, diverso è invece il caso del mercato secondario, in cui gli operatori potranno scambiare tra loro gli obblighi di capacità per periodi di *delivery* minori (un mese): in tal caso, a parità di prezzo richiesto, sarà semplicemente l'ordine di sottomissione dell'offerta a discriminare tra l'accettazione o il rifiuto dell'offerta presentata.

PERIODI DI *DELIVERY* PIÙ RISTRETTI

Per arrivare velocemente a un'implementazione del meccanismo e all'erogazione della prima *tranche* di remunerazione, il periodo di programmazione (cioè il periodo che intercorre tra lo svolgimento dell'asta e l'effettiva consegna della capacità) nella prima attuazione sarà inferiore ai quattro anni previsti dal disegno originale, come già definito nella delibera 95/15. Ciò favorisce sicuramente la partecipazione della capacità esistente, già disponibile alla *delivery*, mentre la capacità nuova ha necessariamente bisogno del periodo di programmazione più ampio previsto dalla piena attuazione, per poter disporre di una pari opportunità di partecipazione.

Cambia invece il periodo di *delivery* (ovvero la durata dell'obbligo di capacità contrattato con Terna): esso infatti può essere addirittura inferiore a un anno, durante la prima attuazione del meccanismo, nel caso che le aste si svolgano nello stesso anno della consegna. Ciò crea quindi la possibilità che la prima consegna (e la conseguente prima erogazione della remunerazione) abbia già luogo l'anno prossimo, ad esempio per la seconda metà dell'anno, con aste svolte entro il secondo trimestre.

LA DEFINIZIONE DELLE AREE DI RETE

Come noto, l'approvvigionamento di capacità da parte di Terna avverrà per aree di rete rilevanti. Tali aree, non necessariamente corrispondenti alle zone di mercato, saranno individuate sulla base di scenari previsionali coerenti con le ipotesi di domanda elettrica, parco di generazione, sviluppo della RTN e scambi con l'estero inserite nei Piani di Sviluppo. Considerando diverse configurazioni di funzionamento del sistema attese nei diversi periodi dell'anno, Terna individuerà le porzioni di rete che rispondono ai criteri per essere definite "aree di rete": limitazione della capacità di trasporto con aree limitrofe, assenza di congestioni significative all'interno, invarianza dei flussi in corrispondenza di diverse distribuzioni dei prelievi e delle immissioni. Per ogni coppia di aree e per ciascun verso, sarà quindi definito un limite di transito, che tiene conto degli interventi di sviluppo della rete previsti, e delle possibili configurazioni di funzionamento attese nel picco di carico. Sia durante la prima attuazione, sia durante la piena attuazione del meccanismo, per le aste madri e le aste di aggiustamento, verrà considerato un valore per cui si stima la disponibilità almeno nel 90% delle ore di picco di carico durante l'anno. Terna dovrà comunicare la suddivisione della rete in aree e i limiti di transito di capacità tra esse, due mesi prima dello svolgimento delle aste.

Non saranno comunque svolte aste separate per le diverse aree di rete, ma un'unica procedura d'asta, in cui Terna dovrà risolvere l'incrocio tra domanda e offerta di capacità, compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito di capacità tra le aree, in modo analogo a quanto avviene sui mercati *spot* dell'energia. Per il mercato secondario di capacità, rimarranno invece rilevanti le zone di mercato, come definite dalla delibera 111/06¹⁰.

¹⁰ Delibera 111/06: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

IL PREZZO DI ESERCIZIO

Il prezzo di esercizio (*strike price*) sui mercati dell'energia e dei servizi per le unità che parteciperanno al *capacity market* sarà parametrato al costo variabile standard di un impianto di punta, come indicato già nella delibera 98/11.

Terna definirà tale tecnologia con frequenza annuale, individuando in GAUDI la sottotipologia e il combustibile utilizzato dall'unità di produzione, cui corrisponde il valore minimo di costo di costruzione per MW (inclusivo di tutti i costi inerenti l'acquisto di terreni, apparecchiature, strutture, materiali, i costi di manodopera e di connessione, ma al netto degli oneri finanziari e dei costi operativi).

Il costo variabile standard, che sarà calcolato settimanalmente nell'ultimo giorno lavorativo della settimana precedente la *delivery* della capacità ai fini di indicare lo *strike price* per la settimana successiva, comprende innanzitutto i costi variabili di produzione, riferiti a combustibile (inclusivo di materia prima e logistica, con aggiornamento settimanale delle quotazioni) e oneri ambientali (per le quote di emissione di CO₂). Sono compresi nel calcolo anche i costi di manutenzione, per la quota parte variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta, e gli oneri di sbilanciamento medi, secondo gli stessi criteri applicati alla copertura degli oneri di sbilanciamento per le unità che rientrano nel regime di essenzialità (definiti nella delibera 111/06) e calcolati con riferimento ai prezzi di sbilanciamento effettivamente applicati alle unità che appartengono alla tecnologia di punta.

Nonostante siano definite con precisione le formule di calcolo e le quotazioni alla base del costo variabile standard della tecnologia di punta, il fatto che questo sia aggiornato e comunicato settimanalmente da Terna durante la *delivery* della capacità implica che gli operatori dovranno partecipare all'asta senza un'informazione precisa, ma solo con una stima, del prezzo di esercizio che impatterà sui risultati economici dei mercati *spot*, per coloro che verranno contrattualizzati in fase d'asta: il premio richiesto sarà quindi sensibile agli scenari previsionali di evoluzione dei prezzi dei combustibili, potenzialmente diversi tra gli operatori partecipanti.

LA PIENA ATTUAZIONE DEL MECCANISMO

La disciplina della piena attuazione del meccanismo si discosta poco da quella relativa alla prima attuazione. Terna propone infatti di mantenere la *delivery* annuale della capacità anche nel meccanismo a regime, mentre le differenze principali stanno nel numero di sessioni d'asta (che salgono da 11 nella prima attuazione a 21 nella piena attuazione), nel periodo di programmazione (che sale a 4 anni nella piena attuazione) e nella partecipazione della capacità estera, prevista in modo esplicito nella piena attuazione.

DELIVERY DI CAPACITÀ SEMPRE ANNUALE

Anche nella piena attuazione viene previsto un periodo di consegna annuale, a differenza del disegno originale che definiva una consegna triennale: ciò può essere sicuramente positivo per il sistema, in quanto una curva di domanda annuale può esplicitare le criticità relative all'adeguatezza del sistema con un'accuratezza migliore rispetto a una curva di domanda triennale, che invece dovrebbe necessariamente mediare tra le necessità dei tre anni considerati.

Al contrario, ciò può essere rischioso per gli operatori che parteciperanno all'asta: infatti la vittoria dell'asta darà la sicurezza di ricevere il premio per un solo anno anziché per tre anni, rimanendo incerto l'esito dell'asta per gli anni successivi. Se il mercato della capacità avrebbe dovuto fornire un segnale sulla necessità o meno da parte del sistema della capacità di quegli operatori che stanno valutando ipotesi di messa in conservazione o dismissione delle proprie unità di produzione, un'asta annuale fornirà sicuramente un segnale di entità minore, forse non sufficiente in un'ottica di adeguatezza di lungo periodo.

Per la capacità nuova, invece, la possibilità di contrattualizzazione per una *delivery* di 15 anni garantirà, in caso di aggiudicazione dell'asta, una sufficiente sicurezza di copertura del proprio investimento.

LA PARTECIPAZIONE DELLA CAPACITÀ ESTERA

La partecipazione delle risorse estere all'adeguatezza del sistema italiano è un tema molto complesso, poiché dipende dall'effettiva fruibilità delle risorse approvvigionate da parte di Terna durante la *delivery*.

In primo luogo, il disegno di *market coupling* attuale, che integra solamente i mercati del giorno prima, fa dipendere i flussi transfrontalieri dal differenziale di prezzo che si genera tra i mercati dei Paesi (o delle zone relative) confinanti: pertanto, i flussi commerciali si muovono verso i sistemi con prezzo più alto, che non è detto coincidano con i sistemi che hanno approvvigionato capacità di adeguatezza. Tali flussi non possono, al momento, essere modificati dai TSO, in assenza di mercati integrati per il bilanciamento: per questo motivo, Terna, non avendo la sicurezza di poter effettivamente usufruire delle risorse estere contrattate, ipotizza un impegno solo economico da parte di queste risorse, cioè la restituzione, a fronte del premio annuo pagato per la capacità impegnata, di corrispettivi variabili dipendenti dalla differenza tra i prezzi sui mercati dell'energia rilevanti e il prezzo di esercizio. Inoltre la capacità estera non sarebbe sottoposta a nessun vincolo sul MSD, né di natura fisica (non potendo presentare offerte di servizi sul MSD italiano) né di natura economica (non avendo obblighi di restituzione dei differenziali tra i prezzi che si generano sul MSD italiano e il prezzo di esercizio). Dato questo contributo limitato, potrebbe essere previsto un *cap* differenziato al premio della capacità estera, minore di quello applicato alle risorse nazionali, commisurato agli obblighi reali. Quando invece si riuscirà a realizzare un'integrazione dei mercati del bilanciamento a livello europeo, quantomeno per lo scambio di energia in regolazione terziaria tra TSO, le risorse estere saranno equiparate a quelle nazionali, in quanto gestibili direttamente da Terna in caso di necessità del sistema.

In secondo luogo, perché Terna possa fruire di risorse estere, è necessario che sia disponibile anche una capacità di trasporto sufficiente, limitando quindi la partecipazione della capacità di generazione estera alla capacità di trasporto disponibile e responsabilizzando i gestori degli *interconnector* a rendere effettivamente disponibile tale capacità. Un obbligo solo sulle spalle delle risorse estere le esporrebbe a un rischio troppo alto, non corrispondendo i tempi di pianificazione del *capacity market* italiano con quelli di assegnazione della capacità di trasporto transfrontaliera. La proposta in consultazione, mirata a minimizzare i rischi per tutti i soggetti coinvolti, prevede da un lato per la capacità di generazione estera l'obbligo di restituire a Terna gli eventuali differenziali positivi tra il prezzo del MGP estero e lo *strike price*, a fronte del premio annuo riconosciuto, dall'altro per i TSO e/o i titolari degli *interconnector* l'obbligo di restituire a Terna la metà degli eventuali differenziali positivi tra il prezzo del MGP italiano e il prezzo del MGP estero (con *cap* allo *strike price*), a fronte del riconoscimento della loro quota di rendita di congestione. Questa proposta richiederebbe ovviamente un accordo di Terna con i TSO esteri e/o con i titolari degli *interconnector*, per assumere reciprocamente gli obblighi previsti dal *capacity market*.

Infine, potrebbe essere prevista la partecipazione non solo dei sistemi esteri interconnessi, ma anche delle risorse localizzate in sistemi indirettamente collegati con quello italiano, al fine di promuovere una più ampia concorrenza in fase di partecipazione alle aste.

UN NUOVO PARADIGMA REGOLATORIO PER I MISURATORI 2.0

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 646/2016/R/eel.e Allegato A1](#)
- [Delibera 87/2016/R/eel.e Allegato A, B, C](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Regolazione 2.0 per gli smart meter](#) (Newsletter 202)
- [La misurazione e le nuove sfide regolatorie](#) (Newsletter 201)

TAG

electricity, network regulation, smart metering

Il metodo di riconoscimento dei costi per i misuratori di seconda generazione rappresenta il primo passo verso un cambiamento radicale del paradigma regolatorio. I misuratori 2G, che dovranno soddisfare una serie di requisiti e performance richieste dall'Autorità, saranno riconosciuti attraverso una nuova metodologia, che rappresenta una leggera evoluzione rispetto all'approccio RAB-based, che tenderà poi nel 2020 all'approccio finale, il TOTEX. Tra le innovazioni: un processo pubblico dei piani di installazione, il riconoscimento dei costi CAPEX attraverso un piano d'ammortamento a rate costanti, un approccio incentivante basato sulla matrice IQI e il controllo del raggiungimento degli obiettivi.

Il nuovo meccanismo per il riconoscimento dei costi dei misuratori elettronici di seconda generazione - cosiddetti 2G - (delibera 646/2016) si applica a una casistica ristretta, si tratta infatti delle imprese di distribuzione con più di 100 mila clienti che decidono autonomamente di avviare un programma di sostituzione dei contatori. Tuttavia il documento potrebbe avere una portata storica, e non limitata alla distribuzione elettrica ma indicativa per tutti i settori regolati, per almeno due motivi.

Innanzitutto per la prima volta la regolazione prende in considerazione i piani di sviluppo delle imprese: sebbene non si arrivi ancora a anticipare la remunerazione rispetto all'effettiva spesa, per la prima volta l'Autorità si riserva di ammettere alla remunerazione non un singolo investimento ma un programma elaborato su base pluriennale e discusso pubblicamente.

In secondo luogo viene modificata la modalità classica di riconoscimento dei costi: pur non effettuando ancora il passaggio al più evoluto meccanismo TOTEX (DCO 646/2015), che rimane comunque in programma, viene inaugurato un nuovo meccanismo incentivante e si supera la logica delle rate decrescenti di riconoscimento dei costi di capitale.

Non è quindi ancora chiuso un percorso iniziato nel 2015 e che ha finora visto la pubblicazione di sei DCO e tre delibere¹. Sia per le imprese grandi che non abbiano ancora avviato i piani di sostituzione, sia per le piccole² rimane infatti da decidere (l'idea è di rimandare al 2018) la procedura di definizione di un percorso obbligatorio di sostituzione dei misuratori.

La delibera in oggetto non mette nemmeno la parola definitiva sulla decisione di procedere effettivamente alla sostituzione dei contatori: un evento che è in grado di modificare radicalmente il sistema elettrico e i paradigmi storici di funzionamento e che potrebbe comportare investimenti per più di 4 miliardi di euro³. Infatti per adesso si procederà solo in caso di adesione volontaria al programma da parte delle imprese, mentre per la decisione sui piani obbligatori da parte dell'Autorità si dovrà aspettare inizio 2017.

Il regime specifico, quello già normato e dedicato alle imprese con oltre 100,000 punti di prelievo e che avranno iniziato l'installazione dei misuratori 2.0 prima dell'inizio dei piani previsti dall'Autorità, prevede un meccanismo di riconoscimento dei costi sulla base di una opzione intermedia rispetto a quelle messe in consultazione: la IQI (*Information Quality Incentive*), un compromesso tra l'approccio RAB-based e il TOTEX. Quest'ultimo, che prevede una logica di riconoscimento dei costi fondata sulla spesa totale, entrerà in vigore nel 2020 (almeno nelle intenzioni dell'Autorità). L'IQI modificherà esclusivamente il riconoscimento dei CAPEX, senza intaccare il riconoscimento dei costi operativi (OPEX), che rimarrà il medesimo per tutto il quadriennio 2016-2019.

Una delle principali novità è rappresentata dalla richiesta di presentazione pubblica dei piani di messa in servizio dei distributori. L'obiettivo della pubblicazione del piano è duplice: da un lato obbliga le imprese a rendere pubblici e aperti alla discussione i loro piani di investimento pluriennali (anche se non è prevista analisi costi-benefici come per le reti) e la spesa prevista. C'è quindi un tema di asimmetria informativa. Dall'altro

¹ Newsletter 201.

² Le imprese con meno di 100,000 clienti.

³ Secondo stime REF-E.

responsabilizza anche l'azienda verso il rispetto del piano stesso, sia in termini di tempistiche e di spesa totale. In particolare sarà sottoposto sia a consultazione pubblica che al confronto con un piano "parallelo" definito dall'Autorità stessa. Il percorso di approvazione sarà facilitato (*fast-track*) per i piani che prevedono una spesa massima al di sotto di una soglia predefinita.

LE TAPPE DEL PERCORSO

Dalla presentazione del piano all'effettivo riconoscimento dei costi il percorso previsto è piuttosto complesso e prevede una serie di verifiche. Il distributore crea un piano di messa in servizio e una relazione illustrativa, nella quale dovrà descrivere in maniera puntuale una serie di dati richiesti dall'Autorità. Questo piano sarà pubblicato sul sito Internet e potrà essere oggetto di verifiche e domande da terze parti. L'Autorità, una volta ricevuto il piano di messa in servizio finale creerà un piano parallelo rispetto al piano del distributore, al fine di valutarne la possibilità di accesso al *fast track* e l'ammissibilità al riconoscimento tariffario che spetterà a ciascuna impresa. L'Autorità, infatti, valuterà la spesa prevista dell'operatore, confrontandola con la sua spesa standard, che, come si vedrà in seguito, determinerà la posizione del distributore all'interno delle differenti colonne che compongono la matrice IQI (Figura 1).

In questo lungo e un po' tortuoso procedimento, è essenziale il rispetto di ciascun punto, sebbene alcuni elementi richiedano una specifica attenzione. Si è cercato, dunque, di valutare con maggior attenzione, anche attraverso l'utilizzo di un piccolo caso studio, i principali punti:

- la determinazione della spesa massima di capitale
- gli obiettivi che il distributore dovrà esplicitare nel proprio piano
- il piano convenzionale dell'Autorità
- il riconoscimento tariffario
- il monitoraggio delle *performance*.

FIGURA 1. FASE PROCESSUALE



Fonte: REF-E

SPESA MASSIMA PREVISTA DI CAPITALE PER IL FAST TRACK

I distributori dovranno presentare una spesa prevista inferiore rispetto alla spesa di capitale calcolata dall'Autorità, data dal prodotto tra spesa unitaria massima di capitale al netto dell'inflazione e il numero controfattuale dei misuratori 1G. Vale a dire, ogni distributore potrà presentare una spesa unitaria massima data dalla somma tra:

- la spesa unitaria di un misuratore 1G sostenuta nel 2015, maggiorata del 25%
- 51 euro, al netto dell'inflazione, relativi all'installazione dei misuratori 1G e ai costi dei concentratori e sistemi centrali.

GLI ELEMENTI ESSENZIALI PER IL PIANO DI MESSA IN SERVIZIO DEI MISURATORI 2.0 E LA RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Per quanto riguarda il piano, il distributore, innanzitutto, dovrà distinguere la fase di posa massiva (sostituzione di misuratori 1G o meccanici) con la fase di gestione utenza (sostituzione di misuratori 2G guasti). Il piano dovrà poi descrivere in maniera dettagliata l'investimento monetario e le consistenze fisiche dei misuratori 2G, esponendo le loro funzionalità e le *performance*, anche alla luce delle criticità che possono emergere nei 15 anni. Il piano può essere aggiornato ogni tre anni e viene valutato dall'Autorità entro massimo 165 giorni dal ricevimento della proposta. Inoltre, in maniera straordinaria, il piano potrà essere revisionato nel caso in cui l'Autorità procedesse a definire le *performance* e i requisiti funzionali dell'Allegato C della delibera 87/2016, riguardante il misuratore 2.1.

Nella relazione illustrativa, richiesta insieme al piano di messa in servizio, il distributore dovrà fornire alcune delle informazioni già previste nel piano descritto precedentemente, e inoltre dare evidenza ai tassi di guasto dei misuratori 1G e 2G e specificare la spesa annua di questi ultimi.

IL PIANO CONVENZIONALE DELL'AUTORITÀ

Per la valutazione del piano del distributore, l'Autorità ne crea un altro parallelo, che comprende:

- il numero di misuratori 2G, installati ogni anno, stimato sulla base della stratificazioni degli 1G esistenti all'anno precedente, valutati in base ai dati preconsuntivi o previsionali disponibili
- una spesa standard annuale di capitale, differenziata per ogni distributore e aggiornata annualmente, attraverso il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi. Sarà fissata dall'Autorità utilizzando una media pesata data da:
 - misuratori 2G monofase (installati prevalentemente presso i clienti domestici) rispetto alle consistenze fisiche dei misuratori 1G
 - misuratori 2G monofase e trifase sull'intero parco dei misuratori 1G differenziati tra fase massiva e gestione utenza
 - un fattore che aggiusta la spesa considerando i costi derivanti dalla sostituzione per guasti.

Se il distributore può aggiornare ogni tre anni il proprio piano di messa in servizio, l'Autorità modifica la spesa standard annualmente, per tenere conto dell'inflazione. La spesa standard unitaria è il principale valore sul quale, come si vedrà in seguito, si basa l'approccio IQI e sulla quale i distributori si orientano per vincere l'incentivo della matrice.

L'INCENTIVO IQI

La IQI, già utilizzata dal regolatore britannico, è una matrice che racchiude diverse informazioni: la previsione di spesa del regolatore, la previsione di spesa dell'impresa e la sua spesa effettiva. Il suo *output*, ottenuto applicando una formula matematica che utilizza i tre *input*, è l'incentivo riconosciuto al distributore. L'Autorità ha previsto che la matrice coinvolga esclusivamente le spese di capitale e che possa essere aggiornata per tenere conto dell'aumento delle *performance*, e dunque anche dei costi, dei misuratori 2.1. La spesa di capitale riconosciuta è differenziata tra sistemi centrali, concentratori e misuratori. Per i sistemi centrali e i concentratori, i costi riconosciuti sono dati dalla somma della spesa di capitale effettiva e l'incentivo dato dalla matrice IQI.

Per i misuratori occorre prima calcolare la spesa unitaria, che è data dalla somma tra:

- la spesa effettiva per ogni misuratore
- l'incentivo della matrice IQI.

La spesa unitaria è poi moltiplicata per il numero di misuratori effettivamente installati ogni anno.

TABELLA 1. MATRICE IQI

		spesa prevista assunta pari a 100 la previsione di spesa del regolatore										
		75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125
Spesa effettuata	75	5.78	5.75	5.66	5.50	5.28	5.00	4.66	4.25	3.78	3.25	2.66
	80	4.47	4.50	4.47	4.38	4.22	4.00	3.72	3.38	2.97	2.50	1.97
	85	3.16	3.25	3.28	3.25	3.16	3.00	2.78	2.50	2.16	1.75	1.28
	90	1.84	2.00	2.09	2.13	2.09	2.00	1.84	1.63	1.34	1.00	0.59
	95	0.53	0.75	0.91	1.00	1.03	1.00	0.91	0.75	0.53	0.25	-0.09
	100	-0.78	-0.50	-0.28	-0.13	-0.03	0.00	-0.03	-0.13	-0.28	-0.50	-0.78
	105	-2.09	-1.75	-1.47	-1.25	-1.09	-1.00	-0.97	-1.00	-1.09	-1.25	-1.47
	110	-3.41	-3.00	-2.66	-2.38	-2.16	-2.00	-1.91	-1.88	-1.91	-2.00	-2.16
	115	-4.72	-4.25	-3.84	-3.50	-3.22	-3.00	-2.84	-2.75	-2.72	-2.75	-2.84
	120	-6.03	-5.50	-5.03	-4.63	-4.28	-4.00	-3.78	-3.63	-3.53	-3.50	-3.53
	125	-7.34	-6.75	-6.22	-5.75	-5.34	-5.00	-4.72	-4.50	-4.34	-4.25	-4.22
		incentivi ogni 100 euro di spesa prevista dal regolatore										

Fonte: Autorità

Per quanto riguarda l'incentivo della matrice IQI si consideri, ad esempio, che un'impresa distributrice abbia preventivato nel piano una spesa unitaria per misuratore pari a 90 euro, ben al di sotto del massimo di spesa possibile (118 euro a misuratore) e minore della spesa prevista dall'Autorità, posta pari a 100, scommettendo sulla sua capacità di contenimento dei costi. L'obiettivo del distributore è quello di battere la spesa prevista dall'Autorità e guadagnare l'incentivo descritto nella matrice (Tabella 1). Il principale scopo della IQI è di incentivare il distributore a dichiarare il più possibile spese unitarie sincere e di non superare la spesa prevista dall'Autorità. Da sottolineare che le imprese sono chiamate a stabilire il piano di spesa prima di conoscere la spesa standard dell'Autorità.

Questo rende chiaro come il principale obiettivo dell'Autorità sia il superamento delle asimmetrie informative: come vedremo tutto il sistema di incentivo è infatti orientato a fare in modo che l'operatore riveli correttamente la previsione di spesa, utilizzando la spesa standard fissata dall'Autorità solo come variabile di "controllo" che tuttavia risulta determinante nella definizione del livello di incentivo. Il sistema di incentivi è comunque disegnato in modo che vi sia un *profit sharing* tra impresa e consumatori in tutte le situazioni.

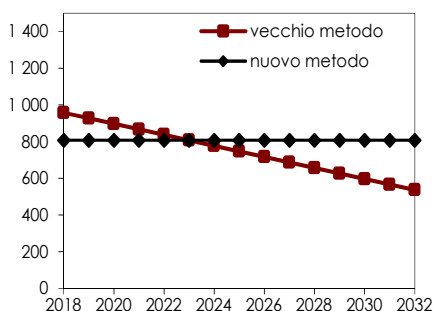
La matrice definisce il livello dell'incentivo a partire da due valori:

TABELLA 2. FORMAZIONE DELL'INCENTIVO

Spesa prevista	90	90	90
Spesa effettuata	75	90	125
Incentivo totale	5.5	2.13	-5.75
Efficienza rispetto Autorità	5	2	-5
Incentivo su previsione	0.5	0.13	-0.75

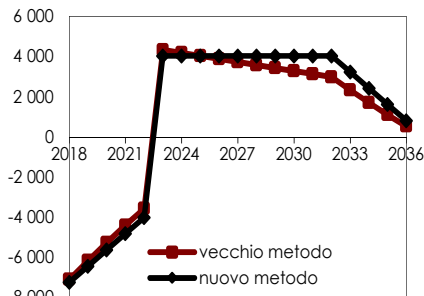
Fonte: REF-E

FIGURA 2. TENDENZA DELLA REMUNERAZIONE (migliaia di euro)



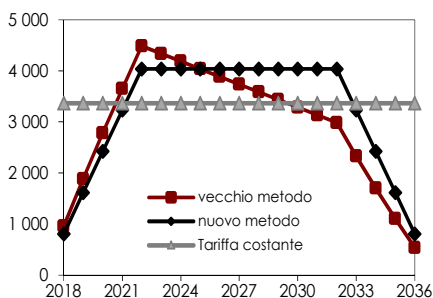
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. CASH FLOW DEL DISTRIBUTORE (migliaia di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 4. SPESA SOCIALIZZATA (migliaia di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E

- l'efficienza dell'impresa rispetto alle proprie previsioni
- la capacità di rimanere al di sotto della spesa prevista dall'Autorità.

Di seguito si illustrano alcuni possibili risultati (**Tabella 2**) rappresentativi di alcune soluzioni della matrice.

- Se l'impresa riesce a mantenere l'impegno, la spesa di capitale unitaria riconosciuta è data da 90 euro a cui se ne aggiungono 2.13 di incentivo, composto da 2 euro che premiano l'efficienza del distributore rispetto alla spesa prevista dall'Autorità e 0.13 euro che premiano la sua capacità di aver rispettato le proprie previsioni. In caso di costo standard applicato nella forma pura la remunerazione sarebbe stata comunque 100, con maggior rendita per l'operatore.
- Se l'impresa spende 125 euro, la spesa di capitale unitaria riconosciuta risulta di 119.25 euro (125-5.75 euro). In questo caso il distributore ha una penalità, infatti ha dichiarato una spesa nettamente inferiore a quella descritta dall'Autorità (90), ma non è riuscita a rispettare l'obiettivo spendendo 35 euro in più per ogni misuratore. Perde dunque 5 euro perché non è stato efficiente nei propri costi rispetto alla *baseline* dell'Autorità e -0.75 euro per aver dichiarato una spesa prevista troppo alta. In questo caso viene comunque penalizzato meno del caso di puro costo standard in cui avrebbe comunque ottenuto solamente 100 euro.
- Se l'impresa riesce invece a diminuire i costi, sia rispetto alla propria previsione che a quella dell'Autorità, e a spendere 75 euro, la spesa di capitale unitaria riconosciuta risulta pari a 80.5 euro. L'incentivo di 5.5 è composto da 5 che è l'incentivo all'efficienza e 0.5 per la capacità del distributore di aver previsto una spesa minore. Un incentivo superiore al primo caso in cui il contenimento di spesa era minore, ma comunque inferiore a quello che si avrebbe con l'applicazione del puro costo standard.

L'impresa distributrice ha quindi un duplice incentivo: contenere la spesa rispetto a quella fissata dall'Autorità, il che comporta un incentivo da 1 a 5 euro per misuratore, e rispettare il più possibile la spesa prevista.

IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI

Una volta fissato l'ammontare riconosciuto di capitale investito (o spesa), il ricavo tariffario viene definito con una modalità leggermente diversa dal passato e come già detto basata sul concetto delle rate costanti. Per semplicità riprendiamo l'esempio del paragrafo precedente. Supponendo che il distributore riesca a spendere 75 euro per misuratore, la spesa di capitale riconosciuta per i misuratori (comprensiva di incentivo) nel primo anno in caso di installazione di 100,000 misuratori, sarà di circa 8 milioni di euro. La remunerazione riconosciuta ogni anno, con un WACC del 5.6% e ipotizzando inflazione nulla, risulta costante per il periodo di vita dei misuratori (15 anni) e pari a 800,000 €/anno (**Figura 2**). Rispetto alla ipotesi di rata decrescente la remunerazione, con la nuova metodologia, risulta più elevata in quasi tutto il periodo dell'ammortamento. Infatti, sebbene nei primi 5 anni la remunerazione sia più bassa, nel resto dei 10 anni la remunerazione è più alta. Il posticipare parte della remunerazione in futuro è premiato da un tasso di rischio del tempo di quasi l'1%, il che permette di conseguire anche un *cash flow* maggiore (**Figura 3**⁴ che ipotizza un percorso che concentra l'installazione di 500,000 misuratori nei primi 5 anni). La spesa dei consumatori per ripagare gli investimenti risulta effettivamente più stabile nel tempo (**Figura 4**). La massima stabilità si raggiungerebbe con la metodologia della tariffa costante, che tuttavia implicherebbe la remunerazione nei primi anni di investimenti ancora da effettuare, soluzione quindi per ora non adottata dall'Autorità.

In questo caso studio è stato ipotizzato un distributore che è riuscito sia a mantenere la propria spesa reale simile alla spesa prevista sia a renderla inferiore alla spesa dell'Autorità, e grazie a un maggior riconoscimento dei costi, dato dall'incentivo, è riuscito a guadagnare maggiormente rispetto al vecchio approccio, sebbene i guadagni vengano posticipati in futuro. Gli obiettivi dell'Autorità, di raggiungere una maggiore stabilità finanziaria e di incentivare i distributori a ridurre le asimmetrie informative, sembrano essere raggiunti attraverso questa metodologia. Le imprese nelle risposte ai documenti di consultazione si sono dimostrate tuttavia poco entusiaste all'idea delle rate costanti proprio perché queste rimandano in futuro la remunerazione, ancorché

⁴ Date dalla somma tra la quota di ammortamento annuale e la remunerazione del capitale investito netto, senza la considerazione della rivalutazione inflazionistica.

con un premio.

MONITORAGGIO DELLE PERFORMANCE E DECURTAZIONI TARIFFARIE

Il nuovo procedimento prevede anche un attento monitoraggio, da parte dell'Autorità, degli obiettivi raggiunti dal distributore per ogni anno del piano di messa in servizio. Se il distributore non installa, ogni anno, almeno il 95% dei misuratori cumulati previsti dal proprio piano, gli verrà applicata una decurtazione dei riconoscimenti tariffari. Questa decurtazione sarà pari al 10% della spesa unitaria riconosciuta annualmente, moltiplicata per la differenza tra il 95% dei misuratori previsti e i misuratori effettivamente installati. Se l'anno successivo, il distributore riuscisse a raggiungere lo stesso numero di misuratori cumulati previsto per quell'anno (recuperando dunque i misuratori non installati l'anno precedente), la quota detratta verrebbe restituita. L'Autorità verificherà se il piano previsto dal distributore corrisponda ai dati consuntivi che il distributore le rende disponibile.

VERSO UN AVVIO EFFETTIVO DELLE SOSTITUZIONI

Il meccanismo previsto, pur prevedendo la possibilità di ottenere un incentivo, espone le imprese a molti rischi, primo tra tutti quello di dover dichiarare la spesa prevista prima di conoscere la valutazione dell'Autorità, anche perché la decisione di avviare autonomamente la sostituzione dei misuratori implica la rinuncia a un'eventuale futura remunerazione quando la sostituzione verrà richiesta dall'Autorità, che tuttavia a oggi non è nota né nel meccanismo né nel livello. Se ad esempio dovesse venire riconosciuto ancora il piè di lista (come rimane nello scenario BAU) le imprese che anticipano si sobbarcherebbero un rischio elevato che le altre invece non avrebbero. Tuttavia lo scenario più probabile è che l'Autorità passi, per le aziende minori o che aspettano a effettuare la sostituzione, a un costo standard. Diventerà quindi fondamentale capire verso che livello di costi standard si indirizza il regolatore. A pochi giorni dalla delibera è già stato pubblicato il piano di messa in servizio di Enel ed è presumibile che a breve anche gli altri distributori di grandi dimensioni prepareranno i loro piani.

GAS NATURALE

IL CORRIDOIO DELLA LIQUIDITÀ E IL NUOVO "PACCHETTO ENERGIA": QUALI OPPORTUNITÀ?

La consapevolezza crescente della scarsa competitività del mercato energetico italiano rispetto ai mercati nord-europei, e l'avvicinarsi di una chiave di svolta del contesto energetico italiano in relazione ai nuovi sviluppi del mercato del gas e GNL, in Europa e nel mondo, hanno recentemente spinto a delineare nuove politiche nazionali in ambito energetico, che sembrano però minacciate dal recente cambio del vertice governativo. I riassetti politici potrebbero rallentare o addirittura ostacolare la promozione delle nuove misure, convergenti nella proposta di un nuovo Pacchetto Energia, e che, se opportunamente promosse e difese anche in contesto europeo, ambirebbero a lanciare il nostro Paese in una posizione inusuale, con un nuovo ruolo in Europa, aprendo le porte a nuove direttive e nuovi fornitori, rafforzandone la competitività e la rilevanza. Fra tutte la proposta del Corridoio della Liquidità, una misura che, se idoneamente strutturata e opportunamente promossa sui tavoli comunitari, potrebbe accrescere la competitività e la trasparenza su tratte di trasporto internazionale, promuovendo l'Italia anche come "sperimentatore" di nuovi potenziali meccanismi di market design.

È ormai condiviso che il mercato italiano del gas soffra ancora di criticità strutturali che necessitano di un maggiore indirizzo, in primis, in tema di:

- limitata liquidità del mercato e delle piattaforme di scambio, che si traduce in scarsa competitività dei prezzi di fornitura italiani rispetto al Nord-Europa
- forte dipendenza italiana da contratti di lungo periodo che, da un lato sono garanti di sicurezza di approvvigionamento, dall'altro hanno causato un aggravio sui consumatori finali (prezzi dei contratti di lungo termine strutturalmente a premio rispetto ai prezzi *spot*).

Negli ultimi anni sono stati prospettati strumenti, quali ad esempio il *peak shaving*, incentivi a supporto di nuove infrastrutture, azioni di *congestion management*, nuovo meccanismo di bilanciamento, che sono stati implementati principalmente in risposta a linee comunitarie e a temi di sicurezza energetica. Nessuno di essi è però stato in grado di rispondere in maniera efficace alla scarsa competitività del mercato italiano in relazione ai mercati nord-europei. Sono stati anche introdotti interventi che mirano a sviluppare politiche euro-mediterranee e infrastrutture (quali il progetto del Corridoio Sud e l'avvio del TAP), ma non sembrano, da soli, sufficienti a prospettare l'Italia come reale *hub* di transito del gas verso l'Europa, come tanto si discute.

Tenuto conto dell'inadeguatezza delle misure esistenti in tema di competitività, in termini di differenziale di prezzo tra *hub* italiano e *hub* nord-europei, sono stati delineati, negli ultimi mesi, nuovi strumenti di politica energetica da far confluire in un decreto legge. Le principali proposte riguarderebbero:

- un progetto pilota di Corridoio della Liquidità
- l'attribuzione di capacità di rigassificazione da tariffa a meccanismi ad asta¹
- la riforma degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici e agevolazioni per le imprese energivore.

Tutto dovrebbe partire dal 2017, secondo quanto comunicato a ottobre dal Governo.

Dei tre strumenti prospettati e non ancora deliberati, la proposta del Corridoio della Liquidità è sicuramente quella meno definita ma che potrebbe avere il maggiore impatto in termini di ridefinizione delle regole attuali; merita dunque un approfondimento e, sperabilmente, un dibattito.

CORRIDOIO DELLA LIQUIDITÀ: ECCO DI COSA SI TRATTA

L'obiettivo del Corridoio della Liquidità, prospettato come priorità d'azione dal Governo, è finalizzato alla piena integrazione del mercato italiano del gas naturale nel contesto europeo per aumentarne la liquidità e il livello di concorrenzialità, a oggi limitata dalla scarsa trasparenza e difficoltà di accesso sul tratto svizzero. Il Corridoio

¹A inizio dicembre l'Autorità ha posto in consultazione (DCO 714/2016) la proposta di introduzione di meccanismi di mercato per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione.

nascerebbe in particolare per garantire l'utilizzo efficiente del gasdotto Transigas, il quale ha una rilevanza strategica in quanto rotta di collegamento dell'Italia con i mercati liquidi del Nord-Europa - superando la criticità costituita dalla diversa applicazione delle regole comunitarie al TSO svizzero (Swissgas).

La misura cardine per raggiungere gli obiettivi proposti è l'acquisizione da parte di un soggetto regolato, il Gestore (che sembrerebbe identificato con Snam Rete Gas o Acquirente Unico), della capacità di trasporto dagli *hub* del nord Europa - dunque dall'Olanda, Francia, Germania fino all'Italia.

L'acquisizione di tale capacità (inizialmente secondaria ed eventualmente primaria se non congrua al dimensionamento del Corridoio) dovrebbe avvenire tramite un bando, in cui gli *shipper* sarebbero invitati a offrire propria capacità, a un prezzo pari alle tariffe di trasporto previste nei relativi contratti. Successivamente, queste capacità verrebbero offerte al mercato da parte del Gestore su base *short-term* e/o attraverso procedure concorrenziali che promuovano un uso efficiente della capacità, a oggi poco utilizzata, secondo linee ancora da definire. I prodotti offerti sarebbero di tipo "*bundled*" - essendo servizi integrati su più reti (dal TENP al Transigas sino a Passo Gries) con modalità innovative ancora non del tutto chiare.

Tale modifica di funzionamento del mercato italiano inciderebbe ovviamente anche sugli operatori che hanno già sottoscritto contratti di trasporto agli *entry-point* italiani. Infatti, l'attesa riduzione dello *spread* potrebbe spiazzare le importazioni da altre rotte con effetti redistributivi tra gli importatori. Per considerare anche tale aspetto, sarebbe prevista anche una *Reset Option*, ossia la possibilità di recedere dai contratti precedentemente sottoscritti senza l'applicazione di oneri e/o penali agli *shipper*.

Questa proposta, avallata dai promotori esclusivamente come beneficio dei consumatori, in realtà incontrerebbe anche le richieste degli *shipper* i quali, in passato in condizioni di *shortness* del mercato gas, hanno acquistato capacità di trasporto pluriennale ma che oggi sono principalmente dei *sunk cost*.

LE ROTTE E LE INNOVAZIONI

La misura delineata prevedrebbe che il Gestore acquisisca capacità di trasporto internazionale lungo le tre rotte:

- Olanda-Italia, alias da TTF a PSV via Bocholtz - TENP + TRANSIGAS
- Germania- Italia, alias da NCG a PSV via Wallbach - TENP + TRANSIGAS
- Francia- Italia, alias da PEG a PSV via Oltingue - TRANSIGAS.

Il dimensionamento delle tre rotte sarebbe previsto solo in esito al processo stesso di acquisizione della capacità sulla base delle offerte dei singoli operatori titolari delle capacità sulle tratte interessate.

Il Gestore emanerebbe un bando europeo per l'acquisizione di capacità secondaria lungo le tre rotte per un periodo limitato (probabilmente di 5 anni), per un ammontare massimo pari alla capacità tecnica in ingresso a Passo Gries (59 milioni Smc/g), riconoscendo agli *shipper* il costo dei contratti di capacità primaria da essi detenuti. In caso di mancato completamento del Corridoio, il Gestore richiederebbe ai TSO eventuali elementi di capacità primaria mancanti. Resterebbe, in tal caso, ancora da capire come questo meccanismo si possa conciliare con le attuali regole europee di allocazione di capacità, e come potrebbe essere realmente gestito il problema di coordinamento europeo tra i diversi TSO, gestori dei tratti interessati.

La proposta del Governo mostra sicuramente meccanismi di allocazione innovativi rispetto all'usuale capacità primaria, dettata dai regolamenti europei, prospettando anche la possibilità di offrire a mercato capacità di trasporto congiunta a capacità di stoccaggio, soprattutto durante la fase di iniezione, con prodotti trimestrali o semestrali, in linea con il *tenor* dei prodotti a termine, in aggiunta ad allocazioni giornaliere e infra-giornaliere. Ciò potrebbe lanciare l'Italia anche come precursore e guida per nuovi meccanismi di *flexibility offering* (seconda novità), in un periodo in cui i servizi di flessibilità (quali gli stoccaggi) sembrano avere sempre meno *market appeal*.

MA QUALI COSTI E BENEFICI PER IL SISTEMA?

La media degli ultimi quattro anni termici (AT) del differenziale PSV-TTF è stata circa 2.1 €/MWh, che riflette il costo del trasporto dal nord Europa al PSV. Tale *spread* si traduce in circa 1.4 miliardi di euro/anno di costo per l'intero sistema energetico italiano, su base storica.

L'utilizzo del Corridoio permetterebbe l'accesso a capacità non utilizzata (a causa di posizioni dominanti e/o poca trasparenza del tratto di trasporto internazionale), e *load factor* di Gries più elevati se il differenziale è tale da recuperare almeno i costi variabili di trasporto al PSV (a oggi pari circa a 0.7 €/MWh).

Dunque l'introduzione del Corridoio potrebbe comportare una riduzione dello *spread* sino ai soli costi variabili, se la fonte marginale fosse l'import da Gries e se la partecipazione al bando del Gestore trovasse una forte adesione tra i titolari dei contratti di trasporto sul tratto.

L'implementazione del Corridoio risulterebbe sostenibile predisponendo un recupero dei costi sostenuti dal Gestore (stimati a circa 370 milioni di euro/anno), e non coperti dalla successiva vendita dei prodotti *bundled*, attraverso una componente tariffaria aggiuntiva applicata ai volumi prelevati alla rete. Dunque il consumatore finale sosterebbe i costi di questo strumento in modo proporzionale ai propri consumi.

In questo modo, mantenendo le condizioni di mercato immutate rispetto agli anni passati, il beneficio che ne deriverebbe sarebbe comunque in una riduzione del differenziale di prezzo PSV-TTF maggiore dell'incremento tariffario, essendo esso distribuito su circa il triplo dei volumi importabili da Gries.

Tuttavia potrebbe esserci un rischio di sovradimensionamento del Corridoio (acquisto da parte del Gestore di un eccesso di capacità, che resterebbe non utilizzata perché non necessaria per il mercato italiano) che rischierebbe di essere un ennesimo aggravio tariffario sul consumatore finale.

Nell'estrema ipotesi in cui il Gestore acquisti tutta la capacità di trasporto a Passo Gries, e che essa non sia poi conferita agli *shipper* nemmeno tramite aste *short-term*, tutto il costo di acquisto sarebbe ribaltato in tariffa con un aggravio al più di circa 0.5 €/MWh. L'effetto atteso è tuttavia che lo *spread* si riduca mediamente dagli attuali 2.1 €/MWh fino al livello che copre solo i costi variabili. Il beneficio complessivo sul sistema Italia sarebbe quindi di circa 1 €/MWh. Se si tiene conto anche del valore del *Reset Option*, ossia che il Corridoio sostituisca capacità di trasporto già sottoscritta ad altri *entry-point* e dunque gli *shipper* siano rimborsati perché mutate le condizioni di mercato, sul sistema graverebbe un ulteriore costo (da REF-E stimati tra 150 e 200 milioni €/anno) da sostenere solo fino al AT19 (fine della capacità pluriennale) che aggraverebbe la nuova componente tariffaria di ulteriori 0.2 - 0.3 €/MWh.

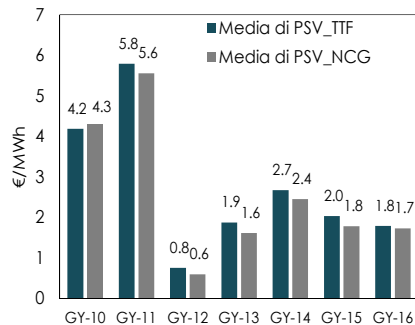
Il beneficio economico finale che ne deriverebbe varrebbe dunque tra 0.7-0.8 €/MWh rispetto all'*as-is*, ma solo se si ipotizzano le medesime condizioni di mercato degli anni passati (flessibilità garantita da import *spot* da Gries/Tarvisio e mercato nord-europeo esportatore netto) con un rischio di dipendenza crescente dai flussi russi.

CORRIDOIO DELLA LIQUIDITÀ: CHIAVE DI UNA NUOVA STRATEGIA ENERGETICA?

L'introduzione del Corridoio della Liquidità, potrebbe avere dei risvolti positivi: esso aggiungerebbe flessibilità di approvvigionamento, garantendo l'accesso a rotte fino a oggi limitate a pochi soggetti dominanti, anche in difesa di una maggiore competitività e trasparenza. Inoltre è da sottolineare il carattere innovativo della proposta che potrebbe essere vista anche come strumento precursore di un nuovo disegno di mercato europeo, necessario in vista della scadenza di contratti di approvvigionamento e di trasporto pluriennali, i quali continuano a pesare notevolmente sui bilanci degli *shipper* e che, per questo, difficilmente saranno rinnovati dai *midstreamer* su base *medium* e *long-term*, alle condizioni attuali. In questo contesto più ampio, l'Italia potrebbe proporsi come sperimentatore di nuove proposte di *market design* proprio con questo progetto pilota.

D'altro canto tanti punti risultano critici e non convincono pienamente, soprattutto su: come si sposerebbe questa proposta con l'evoluzione del mercato gas europeo e

FIGURA 1. EVOLUZIONE STORICA DELLO SPREAD ITALIA - NORD EUROPA (€/MWh)



Fonte: Albasoluzioni

globale, come e se è stata affrontata in ambito europeo tale proposta (la Commissione Europea potrebbe valutarla come aiuto di stato ad operatori che detengono capacità di lungo termine), come avverrebbe operativamente il coordinamento tra i diversi TSO della catena e che discussioni si aprirebbero o sono state aperte con gli enti europei (ACER in primis).

Basandoci su quanto trasmesso dai promotori, tale proposta apre sicuramente nuove prospettive per il nostro Paese, tuttavia da sola non può essere la chiave di una nuova strategia energetica nazionale: un'attenta e contestuale valutazione del mercato del gas europeo e globale conduce infatti a ritenere che tale strumento possa garantire una competitività relativa del mercato Italiano ma non in senso assoluto.

Basti pensare che sui mercati nord-europei, già pressati dalla riduzione della produzione olandese e della North Continental Shell (NCS), questo strumento si tradurrebbe, potenzialmente, in una domanda addizionale di circa 18 Gmc/a, che a oggi non sarebbe possibile soddisfare con "risorse" europee. Ciò creerebbe una pressione rialzista notevole sul TTF, e di conseguenza sul PSV, e aumenterebbe la dipendenza europea dal gas russo, unica alternativa ragionevole dal mercato NCG e TTF.

Dunque in questo scenario di mercato, il Corridoio della Liquidità è un possibile strumento promotore di maggiore competitività e di nuovi meccanismi di *offering* di capacità i quali, seppur cruciali per la sicurezza e la diversificazione di approvvigionamento, saranno di scarso interesse una volta scaduti i contratti di lungo termine. Tuttavia è difficile ritenere che questo strumento da solo possa salvaguardare l'ottimo per il nostro sistema. I dibattiti avviati sulla rigassificazione e sull'accesso non a tariffa, in ambito nazionale, e sui futuri possibili criteri di allocazione delle capacità strategiche che nutrono scarso *market appeal*, potrebbero essere la reale chiave che accompagna un progetto di sviluppo energetico atto a conciliare ambizioni e nuove evoluzioni del mercato globale, scardinando così anche l'idea usuale di un'Italia *follower* dei nostri vicini.

A prescindere dunque dalla precarietà del nuovo scenario politico la complessità e la rilevanza della proposta del Corridoio fanno dubitare sull'attuabilità a breve della soluzione. Tuttavia instabilità e riassetto governativi non dovrebbero ostacolare e minare strumenti atti allo sviluppo energetico ed economico della nostra nazione, indipendenti dallo schieramento politico, se proposti e ideati nell'interesse e nella difesa delle concorrenzialità del nostro Paese e diversificazione europea di approvvigionamento.

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

MECCANISMO TEE: NUOVE REGOLE E MERCATO ESPLOSIVO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 710/2016/E/efr](#)
- [Dlgs 4 luglio 2014, n. 102](#)
- [Enea, Guida operativa/3.1](#)
- [Direttiva 2012/27/UE](#)
- [DM 28 dicembre 2012](#)
- [Delibera EEN 9/11](#)
- [Consultazione MISE Linee Guida TEE](#)

Come già accadde nel 2012 il nuovo Decreto Ministeriale sui Titoli di Efficienza Energetica arriverà (sperabilmente) giusto in tempo per evitare brusche interruzioni del meccanismo, portando però in questo caso novità più radicali. La direzione generale intrapresa dal Governo è quella della semplificazione e del contenimento del costo del meccanismo in capo ai consumatori gas ed elettrici, tramite, di fatto, una riduzione degli incentivi erogabili per i vari interventi ammessi, con conseguente riduzione degli obblighi in capo ai distributori. Nel contempo il mercato dei titoli segna i massimi storici in termini di prezzi, e l'Autorità avvia un'istruttoria sul caso.

DECRETO MINISTERIALE IN DIRITTURA D'ARRIVO

Le nuove regole del gioco dello strumento principe di incentivazione dell'efficienza energetica in Italia sembrano essere in prossimità di vedere la luce: sulla base delle ultime informazioni circolate, il Decreto Ministeriale (DM) sulle nuove Linee Guida e sugli obiettivi/obblighi 2017-2020 per il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) risulta infatti essere arrivato in Conferenza Unificata, facendo sperare in una chiusura entro l'anno.

LA SCADENZA (IMPROROGABILE?) DI FINE 2016

I cambiamenti nel Governo, a valle dell'esito negativo del Referendum Costituzionale, potrebbero portare a rallentamenti, tuttavia il ritardo non dovrebbe poter essere molto più consistente di quanto non sia già stato, in quanto a partire dal 2017, nel caso i nuovi obiettivi non siano ancora stabiliti (o non siano stati previsti altri strumenti per la tutela degli investimenti), il GSE dovrà ritirare i TEE, assegnando un contributo pari alla media dei prezzi del quadriennio 2013-2016 scontata del 5% (DM 28 dicembre 2012).

Già a fine 2012 si era arrivati sul filo del rasoio ai fini della regolare prosecuzione del mercato e meccanismo TEE, con il relativo decreto ministeriale che riportò allora la data del 28 dicembre, quando da inizio 2013 ci sarebbe stata la sospensione del mercato e il ritiro, allora, da parte dell'Autorità.

UN UNICO DECRETO MINISTERIALE

Rispetto al 2012 va tuttavia riconosciuto che il nuovo decreto ha una maggiore rilevanza strategica, in quanto riassume sia le nuove Linee Guida del meccanismo, che nella loro versione precedente, risalente al 2011, erano state redatte dall'Autorità (delibera EEN 9/11), che la questione della definizione dei nuovi obiettivi e obblighi per gli anni dal 2017 al 2020. Il fatto che questi due elementi cardine del meccanismo, Linee Guida ed obiettivi, e soprattutto obblighi in capo ai distributori di energia elettrica e gas, sarebbero confluiti nello stesso decreto ministeriale non era peraltro affatto intuibile dal testo del DM 28 dicembre 2012, dove tali aggiornamenti risultavano esplicitamente divisi tra due decreti differenti e con scadenze per la pubblicazione diverse. Il forte ritardo e una comprensibile necessità di razionalizzazione, anche al fine di accelerare i tempi, potrebbero in effetti ragionevolmente aver fatto propendere il Ministero verso questa soluzione.

Il decreto dovrebbe entrare in vigore dal 1 gennaio 2017, e quindi applicarsi ai progetti presentati al GSE da tale data (salvo alcune deroghe residuali).

LE NOVITÀ PRINCIPALI

SEMPLIFICAZIONI

Due sembrano per ora essere le principali vie attraverso le quali il Ministero dovrebbe riuscire a contenere la complessità del meccanismo TEE.

In primo luogo vengono riportate definizioni puntuali dei concetti di "consumo di baseline", "consumo di riferimento" e "risparmio energetico addizionale", che, entro tempi brevi dalla pubblicazione del decreto (60 giorni) dovrebbero essere accompagnate dalla predisposizione di una guida operativa organizzata per settori per la promozione,

ARTICOLI CORRELATI

- [Le nuove Linee Guida sui titoli di efficienza energetica](#) (Newsletter 191)

TAG

energy efficiency, public policy

definizione e presentazione dei progetti, con una descrizione delle migliori tecnologie disponibili, con le relative potenzialità di risparmio economico ed energetico e indicazioni ai fini dell'individuazione del consumo di riferimento.

Baseline e consumo di riferimento sono infatti due elementi impliciti mentre l'addizionalità ha meramente una descrizione di tipo tecnico/quantitativo nel contesto delle Linee Guida attuali (delibera EEN 9/11), sebbene poi tali concetti siano stati meglio descritti e resi comprensibili per tutti gli *stakeholder* nelle Guide Operative pubblicate da ENEA. Nel corso degli ultimi anni questi elementi sono spesso stati additati dai soggetti coinvolti a vario titolo nel meccanismo come critici in quanto in mancanza di una metodologia precisa la loro applicazione può essere aperta a diverse interpretazioni, con le maggiori difficoltà riscontrate per interventi meno standardizzati effettuati in campo industriale.

Detto ciò, permane comunque, quantomeno in ambiti industriali complessi e/o in qualche modo atipici, una certa grado di incertezza e di discrezionalità nell'individuazione del consumo della soluzione tecnologica (la *baseline*) da assumere come punto di riferimento ai fini del calcolo del risparmi addizionali, cioè gli unici a cui può corrispondere l'emissione di TEE, nonché del consumo relativo ai sistemi e alle tecnologie che costituiscono la media di mercato al momento della presentazione del progetto (consumo di riferimento).

Altra semplificazione è legata alle metodologie di valutazione dei risparmi, che da tre (standardizzata, analitica, consuntivo), passano a due e sono distinte come segue:

- progetti standardizzati: in caso di interventi/progetti ripetibili, effettuati in contesti assimilabili e a pari condizioni operative, per cui sia quindi possibile replicare lo stesso metodo di calcolo e prevedere una valutazione statistica del risparmio, effettuando la misurazione su un campione rappresentativo degli interventi¹. Sul sito del GSE (analogamente a quanto avviene con le regole attuali) saranno rese disponibili delle schede per tipologie di progetti standard con algoritmi di calcolo, i requisiti minimi di accesso, *baseline* tecnologiche e di mercato²
- progetti a consuntivo: misurazione puntuale delle grandezze caratteristiche, ai fini di quantificare il risparmio addizionale, sulla base del quale sono certificati i risparmi di energia primaria e assegnati i TEE spettanti.

In entrambi i casi sarà ammesso un unico soggetto titolare del progetto, che però potrà essere realizzato su uno o più stabilimenti, edifici o siti. Nel caso di più interventi è necessario che essi abbiano la stessa vita utile al fine di essere compresi nello stesso progetto.

MAGGIORE SELETTIVITÀ, MENO TITOLI

Come anticipato in sede di consultazione, l'elemento centrale per il Ministero era ed è rimasta la necessità di evitare il rischio di sovraincentivazioni, elargendo in anticipo TEE per risparmi che non vedranno mai la luce³, e/o supportando oggi una tecnologia che domani, nel momento in cui i risparmi di realizzeranno effettivamente, potrebbe essere obsoleta. La vita utile del progetto, cioè il numero di anni in cui vengono riconosciuti i TEE al progetto, è quindi stata ricalibrata eliminando il fattore moltiplicativo dei risparmi (il tau): i TEE verranno riconosciuti per ogni progetto sulla base dei soli risparmi conseguiti (risultanti da misurazioni del caso) nel corso della vita utile, come riportata nella lista degli interventi ammissibili in allegato al decreto.

La vita utile sarà di 7 o 10 anni a seconda dell'intervento, salvo per le misure comportamentali (come iniziative finalizzate all'utilizzo di veicoli a basse emissioni, o adozione di sistemi di analisi dei dati di consumo di singoli impianti), per cui è pari a 3 anni, contro i 5 dell'impianto attuale, a cui però si applicavano coefficienti tau anche superiori a 4, il che corrispondeva a elargire TEE nell'arco di 5 anni considerando i risparmi teoricamente ottenibili nell'arco di oltre 20 anni⁴.

Il risultato complessivo delle modifiche sulla vita utile, accompagnata dall'eliminazione

¹ Deve essere provata la non convenienza economica dell'installazione di misuratori dedicati sui singoli interventi.

² Altre schede potranno progressivamente essere rese disponibili, e rimane la possibilità per i soggetti ammessi al meccanismo di proporre nuove tipologie di progetti standardizzati.

³ Per dismissione anticipata o variazioni significative nel volume di produzione degli impianti, dovuti all'andamento del mercato come a scelte o opportunità strategico/commerciali.

⁴ Seppur debitamente scontati, dal primo anno dopo la fine della vita utile, per un tasso di decadimento annuo del 2%.

del tau, è una minore emissione di titoli a favore dei vari progetti ammissibili, e quindi, a parità di altre condizioni, una minore incentivazione. Tuttavia queste modifiche vanno anche nella direzione di un sostegno al prezzo, in quanto l'offerta di titoli sul mercato dovrebbe essere inferiore, per cui il prezzo di mercato di ogni singolo titolo potrebbe aumentare. Già nel corso degli ultimi mesi si sono verificate delle tensioni al rialzo sul lato prezzi che potrebbero essere connesse sia alla situazione contingente di domanda e offerta che alle prospettive sul meccanismo. In ogni caso questa potenziale riduzione dell'offerta è, nel contesto della bozza di decreto, bilanciata, almeno in parte da obblighi (e quindi domanda di titoli) in riduzione.

Al fine di favorire il ritorno economico degli investimenti in tempi rapidi è prevista la possibilità di una erogazione di TEE incrementata del 20% nella prima metà della vita utile del progetto, e conseguentemente ridotta del 20% nella seconda metà.

Inoltre è confermata l'introduzione di valutazioni di carattere economico, al fine di evitare di incentivare progetti che sulla base dei costi e dei risparmi generati risultano già economicamente convenienti. Questo punto, sebbene da un lato comprensibile, in quanto nell'impianto attuale la valutazione è, almeno sulla carta, puramente tecnica, va a scontrarsi con il principio di semplificazione fatto proprio dal Ministero, introducendo un ulteriore elemento di valutazione, che comporta maggiore documentazione da predisporre da parte del proponente e un conseguente maggior onere procedurale per il GSE.

TABELLA 1. OBBLIGHI TEE PER I DISTRIBUTORI (milioni di TEE)
E OBIETTIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO (milioni di TEP)

Anno	Obblighi distributori gas MTEE*	Obblighi distributori elettricità MTEE*	Obblighi totali MTEE*	Obiettivi totali Mtep
2005	0.10	0.10	0.20	0.20
2006	0.20	0.20	0.40	0.40
2007	0.40	0.40	0.80	0.80
2008	1.00	1.20	2.20	2.20
2009	1.40	1.80	3.20	3.20
2010	1.90	2.40	4.30	4.30
2011	2.20	3.10	5.30	5.30
2012	2.50	3.50	6.00	6.00
2013	2.48	3.03	5.51	4.60
2014	3.04	3.71	6.75	6.20
2015	3.49	4.26	7.75	6.60
2016	4.28	5.23	9.51	7.60
2017^	2.95	2.39	5.34	7.14
2018^	3.08	2.49	5.57	8.32
2019^	3.43	2.77	6.20	9.71
2020^	3.92	3.17	7.09	11.19

*Corrispondenti a milioni di TEP fino al 2012 (introduzione del tau)

Fonte: Decreti MSE - ^bozza DM novembre 2016

L'aspettativa di una minore emissione di titoli rispetto alle regole attuali si riflette pienamente sugli obblighi in capo ai distributori di energia elettrica e gas, che, dall'ultima bozza di decreto disponibile, per gli anni 2017-2020 risultano significativamente ridotti se confrontati con i precedenti anni, mentre il *trend* degli obiettivi risulta più in linea con il periodo precedente (**Tabella 1**). Gli obiettivi tengono infatti conto sia dei TEE rilasciabili nel periodo di riferimento, e quindi dei risparmi a essi associati, ma anche dei risparmi generati dagli interventi incentivabili dopo la fine della vita utile, nonché di tutti i TEE rilasciati per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (anche quelli ritirati dal GSE, e quindi non utilizzabili per l'assolvimento degli obblighi), e dei TEE rilasciati nel contesto delle gare d'ambito gas.

Gli obblighi 2017-2020 dovrebbero condurre, nel complesso, al rispetto degli impegni presi in sede comunitaria. Al fine di determinare i nuovi obblighi/obiettivi il Ministero ha infatti fatto un bilancio del meccanismo a oggi, considerando il grado di conseguimento degli obblighi previsti negli ultimi anni, le possibili prospettive per il meccanismo in termini di riduzione del consumo di energia primaria/finale, e soprattutto gli obiettivi vincolanti di risparmio energetico al 2020 in capo al meccanismo TEE stesso e definiti del contesto dell'attuazione (Dlgs 102/2014) della Direttiva Efficienza Energetica (Direttiva 2012/27/UE).

TEE E GARE GAS

Dalla bozza di decreto sembrano emergere novità interessanti anche relativamente agli investimenti in efficienza energetica da offrire in sede di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas per ATEM.

In base alla normativa vigente (DM 226/2011 e ss.mm.), la cui applicazione in materia risulta tutt'oggi piuttosto ambigua, i distributori possono offrire in sede di gara investimenti in efficienza energetica, idonei a dar luogo all'emissione di TEE e che risultino addizionali rispetto agli eventuali obblighi in capo al distributore stesso. In esito alla gara, il valore dei titoli offerti è anticipato annualmente dal gestore aggiudicatario agli enti locali concedenti e a fronte di ciò l'operatore rimane in possesso dei titoli, al 50% dei quali è riconosciuta la copertura con il contributo tariffario. È tuttavia previsto che tale percentuale sia innalzata al 100% nel caso in cui il DM di definizione degli obiettivi post 2016 stabilisca che tali risparmi contribuiscano agli impegni nazionali, riducendo il valore degli obiettivi quantitativi nazionali stessi, in modo di non introdurre nuovi oneri per i clienti gas.

La bozza di decreto in esame sembra andare proprio in questa direzione quando cita fra

le misure che concorrono agli obiettivi quantitativi nazionali annui per il periodo 2017-2020 anche gli interventi di efficientamento eseguiti nell'ambito dell'affidamento del servizio di distribuzione e specifica che i TEE emessi a fronte dei suddetti interventi, riducono in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi relativi all'anno successivo a quello di annullamento dei titoli stessi da parte del GSE.

Se tali misure fossero confermate si giustificerebbe un innalzamento al 100% della copertura con contributo tariffario, con conseguente riduzione dell'onere a carico del gestore che a fronte dei costi per la realizzazione del progetto/acquisto di titoli da terzi e anticipo del controvalore agli enti locali si vedrebbe riconosciuto il contributo tariffario per il totale dei titoli conseguiti/acquistati.

MERCATO ALLE STELLE

Nel frattempo il mercato dei TEE ha toccato punte di prezzo mai viste in precedenza, con picchi sui 240 €/TEE. È dall'inizio dell'anno solare che il mercato si attesta ben sopra i 100 €/TEE, e a partire dalla fine dell'inverno passato il mercato sembrava gradualmente assestarsi verso i 150 €/TEE, prezzo indicato anche dal Governo come nuovo possibile riferimento ai fini del calcolo dei costi in tariffa connessi al meccanismo. Da fine ottobre invece il *trend* rialzista è divenuto più intenso, arrivando infatti ai picchi sovra citati, con conseguente significativo potenziale impatto sul contributo tariffario definitivo 2016, che calcolato con i risultati di mercato da inizio giugno alla prima sessione di dicembre risulta prossimo ai 160 €/TEE (**Figura 1**).

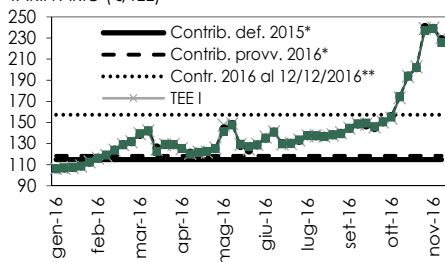
Le tensioni sul mercato potrebbero essere legate sia ai ritardi normativi nella definizione delle regole fondamentali per la continuazione del meccanismo, e quindi al generale clima di incertezza, come anche all'aspettativa di una minore emissione e disponibilità di titoli a valle dell'approvazione del nuovo decreto.

Questo andamento *bullish* sembra lentamente rientrare, anche forse a seguito dell'avvio di una istruttoria conoscitiva da parte dell'Autorità (delibera 710/2016/E/efr), che dovrà concludersi entro il 31 marzo 2017, e a valle della quale potrà essere valutato un "adeguamento" delle modalità di determinazione del contributo tariffario. Sebbene il documento sull'Autorità sia indirizzato verso una indagine puramente conoscitiva, le indicazioni in esso riportate fanno supporre che ci sia il timore di comportamenti speculativi da parte degli operatori, in quanto, come anche sottolineato dal GSE, non sembrano a oggi esserci i presupposti fondamentali per un così forte e rapido aumento dei prezzi nelle contrattazioni.

La determinazione del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2016 potrebbe quindi basarsi su regole diverse da quelle attualmente in vigore, e si potrebbe pensare a un'eventuale esclusione di determinati risultati di mercato o a un maggiore scostamento ammesso tra il prezzo medio delle contrattazioni registrato in borsa e il contributo tariffario definitivo.

Secondo le indicazioni riportate dal Ministero nella bozza di decreto, nell'ipotesi che il prezzo di mercato dei titoli si attesti sui 150 €/TEE, nel 2016 l'onere complessivo gravante sulle tariffe gas ed elettriche sarebbe di 1,320 milioni di euro, mentre nel 2020 potrebbe attestarsi sui 1,000 milioni di euro.

FIGURA 1. TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO (€/TEE)



* AEEGSI, DMEG/EF/11/2016

** Calcolo REF-E su dati GME al 12/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

GARE GAS MONITORAGGIO GARE GAS

Anche il 2016 si avvia a chiudersi senza che ancora una gara per ATEM sia di fatto stata avviata. Nessun nuovo bando è stato pubblicato, ma si registrano ulteriori rinvii. Varese 2, il primo ATEM ad avere pubblicato, seppur incompleto, il bando di gara nel settembre 2015, ha rinviato i termini per la presentazione della domanda di prequalifica al 10 aprile 2017. Il 30 giugno 2017 è invece la nuova scadenza per la presentazione delle offerte per la gara di Perugia 2 e per la gara che vede l'aggregazione degli ATEM di Cremona 2 e 3, che risulta però tutt'ora sospesa.

Intanto nell'ambito dell'approvazione della Legge Finanziaria relativa alla provincia autonoma di Trento, la Giunta ha deliberato anche il rinvio dei termini per la pubblicazione del bando di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale prorogandolo dall'aprile 2017 al 31 dicembre 2018.

Resta infine da segnalare che l'Autorità ha concluso l'esito dell'analisi della documentazione di gara del ATEM di Torino 2. La delibera contenente le osservazioni dell'Autorità (687/2016/R/gas) è stata emanata lo scorso 24 novembre, ma non è ancora stata resa pubblica sul sito della stessa: resta da capire se l'esito dell'analisi porterà a un ulteriore rinvio del termine per la presentazione delle offerte che a oggi è fissato al 27 dicembre 2016. Se tale termine fosse rispettato il 2017 porterebbe con sé l'apertura e la valutazione delle prime offerte di tutto il processo di gara.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

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

Aggiornata al 13/12/2016

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.

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi e nelle delibere in cui l'AEEGSI riporta le sue osservazioni sugli ATEM con località per le quali è stato riscontrato un delta >10%.

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.

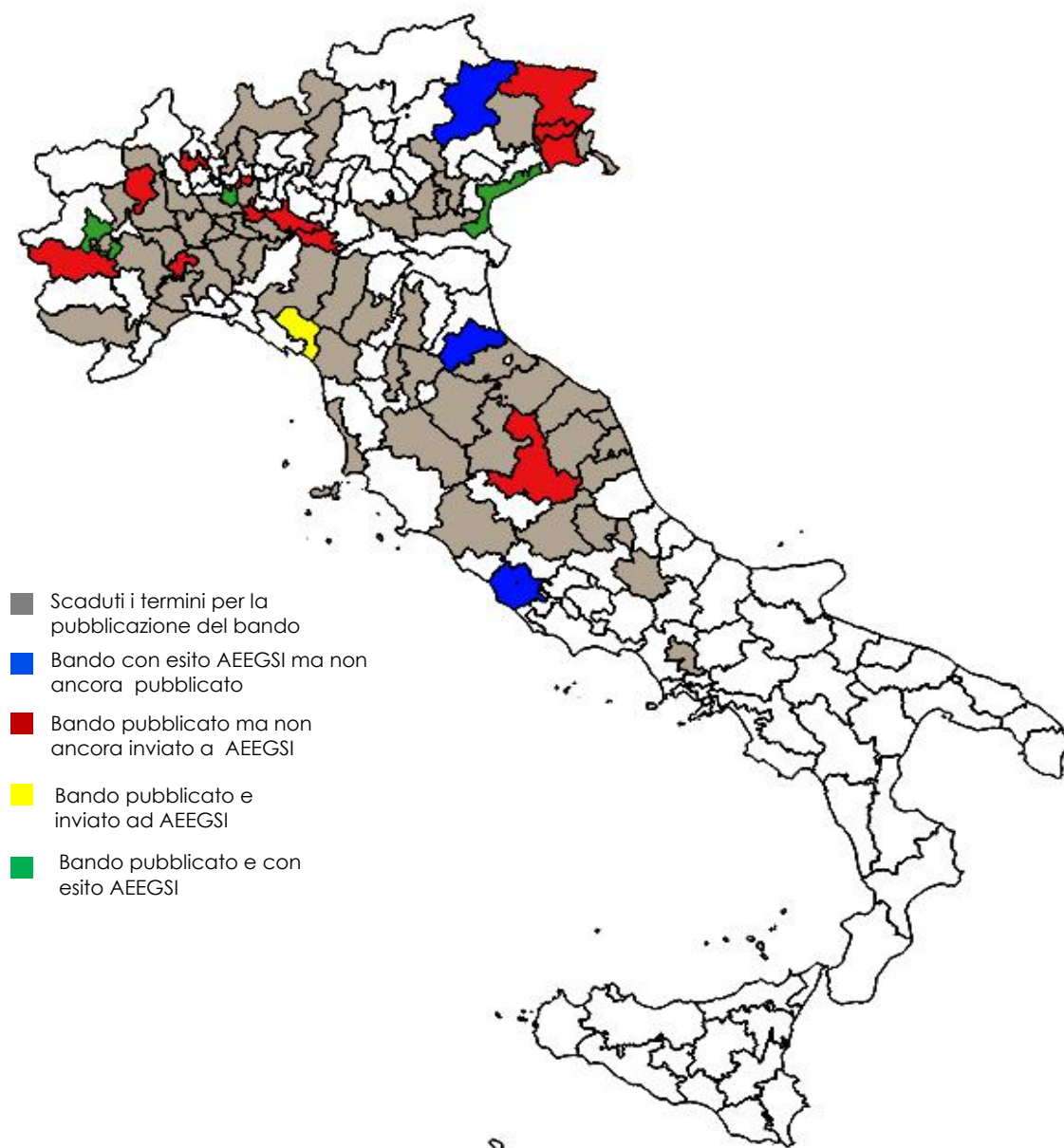
Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale.

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.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA
(GWh e variazioni tendenziali)

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	258 154	264 892	-2.5%
Produzione netta	226 190	229 250	-1.3%
- Termoelettrico	149 828	149 532	0.2%
- Rinnovabili**	76 362	79 718	1.5%
Saldo estero	33 828	37 218	-9.1%

* Idro, Geoterm., Eolico e FV. Valori cumulati al 31/10/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

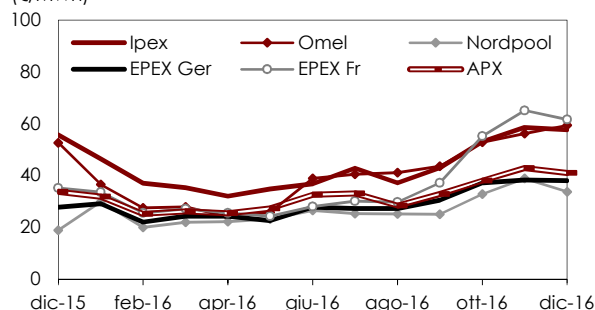
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	12.3	11.7	5.0%	2.5	2.2	16.5%
Termoelettrico	21.1	18.4	14.4%	4.9	3.5	42.3%
Distribuzione	26.7	26.5	0.5%	6.1	5.2	17.3%
Altro	1.7	1.9	-8.7%	0.3	0.4	-31.3%
Totale prelevato	61.7	58.5	5.5%	13.9	11.3	23.0%

Valori cumulati al 30/11/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

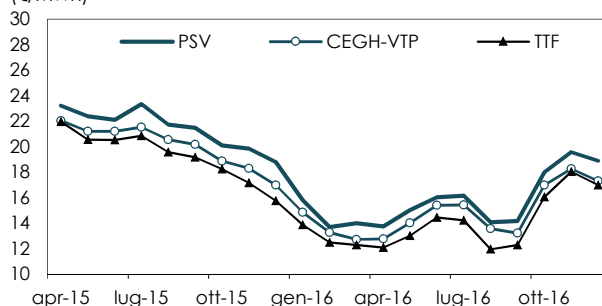
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 11/12/2016

Fonte: Borse Europee

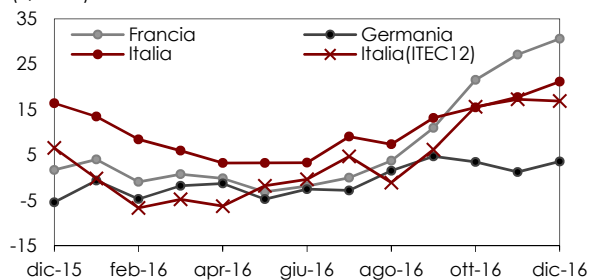
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 9/12/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

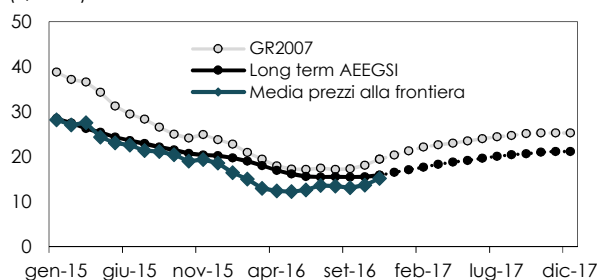
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 09/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

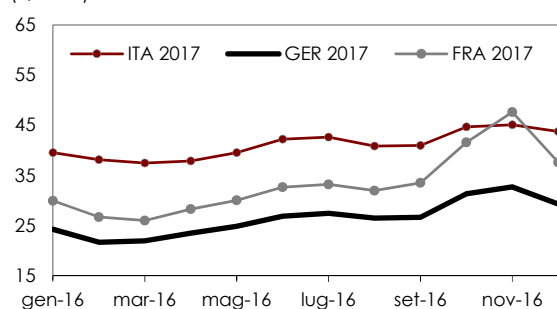
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 9/12/2016

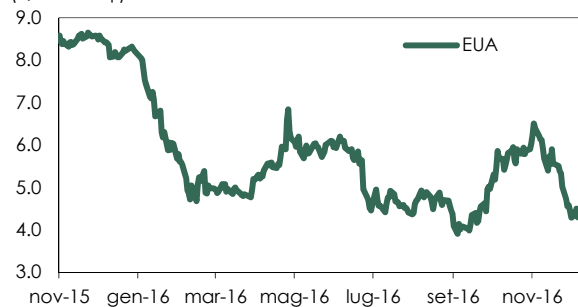
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 12/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



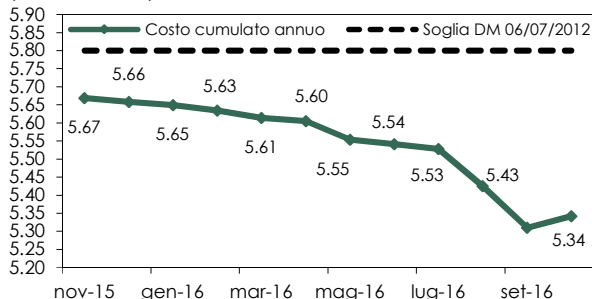
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 12/12/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

(miliardi di euro)

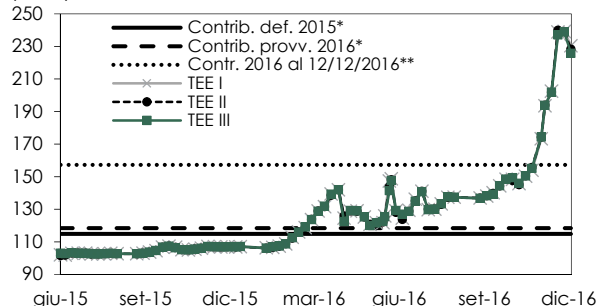


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/10/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

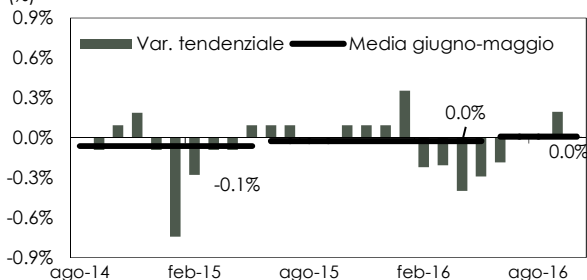


* AEEGSI, DMEG/EFRI/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 12/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



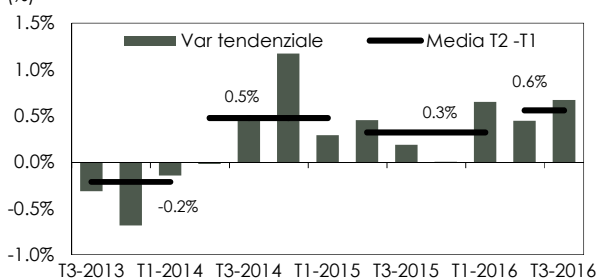
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato ottobre 2016

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2016

Edizione dati Istat: dicembre 2016

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI (D2)

(€/cent/kWh)

Componente	I 2016	II 2016	III 2016	IV 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.41	7.56	8.28*	8.00
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.05	3.05
Oneri A UC MCT	4.85	4.85	4.84	4.92
Totale - tasse escluse	16.32	15.47	16.17	15.98

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

*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI

(€/cent/kWh)

Componente	I 2016	II 2016	III 2016	IV 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.60	6.68	7.37*	7.09
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.75	2.75
Oneri A UC MCT	8.22	8.24	8.23	8.31
Totale - tasse escluse	18.56	17.66	18.35	18.14

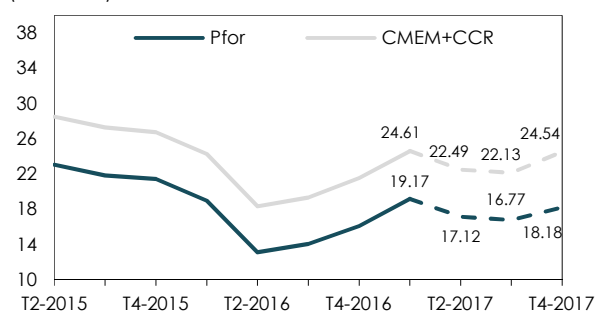
Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 09/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	I 2016	II 2016	III 2016	IV 2016
Approvvig. e vendita	32.14	26.21	27.16	28.71
Costi di trasporto	3.99	3.17	3.17	3.83
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.77	8.77
Oneri generali di sistema	2.99	3.34	3.50	2.32
Totale - tasse escluse	47.88	41.48	42.60	43.62

Consumi 1,400 Smc/a

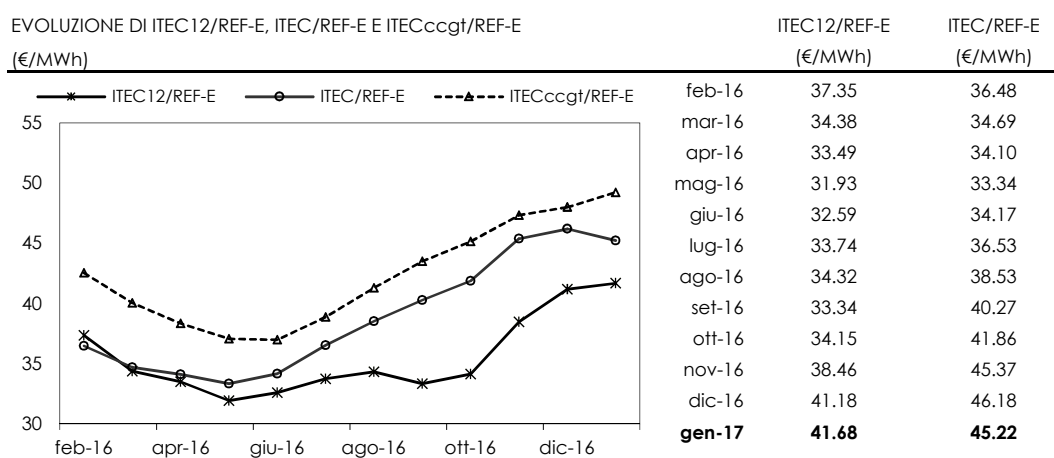
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 41.18 €/MWh, in aumento del 7.1% sul dato di novembre (38.46 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento del valore di mercato del TTF a novembre e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi e al deprezzamento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di novembre.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 46.18 €/MWh, in aumento del 1.8% sul valore consuntivo di novembre (pari a 45.37 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 47.99 €/MWh, un valore in crescita (+1.4%) sul consuntivo del mese precedente (47.3 €/MWh). Tali andamenti sono legati alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrata negli ultimi mesi, crescita rafforzata da un calo del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di novembre.

Il valore *forward* per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 9 dicembre, è pari a 41.68 €/MWh, in crescita del 1.2% rispetto al consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 9 dicembre, sono pari a 45.22 €/MWh e 49.22 €/MWh, il primo in diminuzione del 2.1% e il secondo in aumento del 2.6% sul consuntivo di dicembre.



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di gennaio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 9/12/2016.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2016.

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni. Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

ANDAMENTO

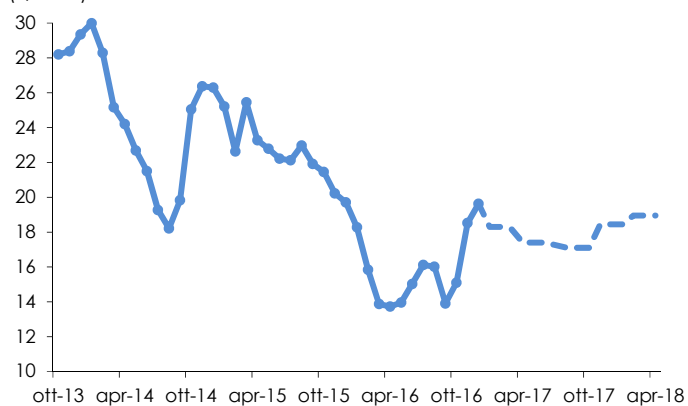
L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2016 è pari a 19.63 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano entrambe a 19.63 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2016 è salita del 6% rispetto a quella per le consegne di novembre 2016, in leggero calo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (19.71 €/MWh). Il volume complessivo transato (8,061 MW) è aumentato del 25% rispetto al volume transato allo stesso mese dell'anno scorso, mentre il numero delle operazioni registrate (348) è leggermente inferiore (-5%) rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso.

I primi scambi del prodotto con consegna a gennaio 2017, relativi a un campione di 49 operazioni e un volume totale scambiato di 920 MW, indicano un prezzo di 18.82 €/MWh, un valore inferiore a quello del prodotto con consegna a dicembre. Al 12 dicembre il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 18.30 €/MWh, -6.8% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel I trimestre del 2017 e nel II trimestre del 2017, sono diminuite con una quotazione rispettivamente pari a 18.25 e 17.40 €/MWh.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com