



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Anigas, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, HB Trading, Hera Trading Srl, Iren SpA, Repower Italia SpA, Siram SpA, Sorgenia SpA, TIM SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

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

GAS NATURALE

- Nuove dinamiche per il mercato del gas

Le recenti tensioni sui mercati del gas riportano l'attenzione sulla sicurezza e sulla flessibilità degli approvvigionamenti europei: in un mercato che sta abbandonando le logiche long-term a favore delle contrattazioni spot, saranno i prezzi degli hub e la volatilità del mercato a fornire i segnali per i nuovi investimenti infrastrutturali, con conseguenze importanti anche per i termoelettrici.

pag. 3

MERCATO ELETTRICO

- Capacity market: verso il disegno definitivo

La consultazione di Terna aggiunge diverse novità al disegno del mercato, che derivano anche dall'interazione con la Commissione Europea: la partecipazione è estesa a tutte le risorse, ma con regole specifiche per la remunerazione della domanda, mentre l'introduzione delle nomina ex-post riduce i rischi per gli operatori in offerta. Rimane l'incertezza sui tempi di implementazione del meccanismo: sarà possibile arrivare a svolgere le aste entro il 2018?

pag. 8

- Approvvigionamento di riserva dall'estero: un servizio poco trasparente e con potenziali distorsioni di MGP

Nel primo trimestre 2018 Terna ha riproposto la possibilità di approvvigionare risorse di riserva dalla Svizzera, un servizio attivato per la prima volta nel gennaio 2017. Il regolamento prevede che gli operatori offrano a prezzo nullo su MGP con un prevedibile impatto sul livello dei prezzi, spingendo a interrogarsi sull'effettiva necessità e sulla gestione di questa procedura, anche considerando la poca trasparenza sugli esiti raggiunti.

pag. 14

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Rinnovabili elettriche: nuovi incentivi e strumenti per favorire la market parity

Tariffe ridotte, contratti a due vie, ritorno del fotovoltaico: la bozza del nuovo decreto rinnovabili apre a una nuova stagione di incentivi, ma il vincolo (invariato) alla spesa complessiva, l'incertezza sulle tempistiche di approvazione, la possibile introduzione di limiti zionali ne minano le potenzialità. Costi in riduzione e vicini ai prezzi di mercato, PPA, apertura a MSD sono le opzioni sempre più concrete per una partecipazione più attiva al mercato e un superamento degli incentivi, almeno per le fonti più mature.

pag. 17

MERCATO GNL

- Monitoraggio mercato globale

Nonostante le turbolenze che hanno coinvolto il mercato europeo nella seconda metà di febbraio, il 70% dei volumi scambiati sul mercato globale continua a essere diretto verso l'Estremo Oriente.

pag. 24

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Le M&A continuano a ridisegnare la struttura del mercato più in fretta delle gare, per le quali si registrano ancora solo rinvii.

pag. 26

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 29

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 30

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 31

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Paolo Cilento, Federico Clementi,
Federica Davò, Guido Gatti,
Tommaso Franci, Ana Georgieva,
Marco Pellegrino, Giorgio Perico

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali di GNL in Italia - 2017, Marzo 2018
- *Energy Outlook* n. 7, Marzo 2018

GAS NATURALE

NUOVE DINAMICHE PER IL MERCATO DEL GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 155/2018/R/gas](#)

Le recenti tensioni sui mercati del gas riportano l'attenzione sulla sicurezza e sulla flessibilità degli approvvigionamenti europei: in un mercato che sta abbandonando le logiche long-term a favore delle contrattazioni spot, saranno i prezzi degli hub e la volatilità del mercato a fornire i segnali per i nuovi investimenti infrastrutturali, con conseguenze importanti anche per i termoelettrici.

Il mercato del gas è stato protagonista nell'ultima stagione: dopo anni di eccessi di offerta e attese di bolle del GNL, si torna a parlare di scarsità di approvvigionamento con prezzi saliti alle stelle. Il sistema europeo non sembra del tutto adeguato a coprire la richiesta di flessibilità, a fronte di una domanda dipendente dai fenomeni climatici, ma anche di una struttura dei contratti di approvvigionamento sempre più legata al breve termine. In Italia il sistema ha dimostrato un buon margine di sicurezza, aiutato da una regolazione più matura dei mercati e confortato dal prossimo ingresso delle nuove infrastrutture in via di realizzazione. Tuttavia aumentano i rischi di mercato, soprattutto per i termoelettrici, che si confrontano con un mercato di approvvigionamento sempre più complesso, anche se in generale sembra rimanere buona la possibilità di scaricare nel prezzo dell'energia elettrica i maggiori costi di gas nei momenti di picco.

ARTICOLI CORRELATI

- [Energy Outlook n. 7](#)

RECORD DI DOMANDA GAS SULLA PARTE FINALE DELL'INVERNO

Durante la nona settimana del 2018 una perturbazione di aria gelida siberiana si è abbattuta in tutta Europa, provocando un consistente aumento dei consumi di gas naturale su tutto il continente. Uno dei paesi maggiormente colpiti è stato la Gran Bretagna: negli ultimi due giorni di febbraio il consumo di gas britannico è stato rispettivamente di 373 e 391 Mmc/g, fino a toccare i 405 Mmc/g il primo marzo, valore record dal 2010. Nel resto dell'Europa la situazione è stata simile, tanto da richiedere un massiccio intervento di gas da stoccaggio che ha provocato nei pochi giorni di freddo un crollo dei volumi in giacenza.

Gli effetti della temperatura sono stati acuiti dalla riduzione dell'offerta di risorse flessibili che caratterizza il Nord Europa: lo stoccaggio britannico di Rough è stato definitivamente chiuso nel giugno 2017 e un *cap* produttivo è stato imposto al giacimento olandese di Groningen, entrambe risorse che in caso di attività a pieno regime avrebbero potuto offrire volumi aggiuntivi al sistema in maniera rapida. Vari fattori contingenziali hanno ulteriormente pesato: la manutenzione improvvisa all'impianto norvegese di Kollsnes (per una riduzione di esportazione di 45 Mmc il 28 febbraio e 18 Mmc il 1 marzo), l'interruzione del sistema di gasdotti SEGAL per la consegna di gas al terminale britannico di St. Fergus (18 Mmc il 1 e 2 marzo) e un problema tecnico all'impianto di rigassificazione di South Hook, risolto tuttavia in poche ore. Inoltre, in Gran Bretagna non è giunta sufficiente flessibilità neanche dai volumi GNL: nei giorni precedenti al freddo è arrivato un solo carico di GNL, precisamente al rigassificatore di South Hook il 22 del mese di febbraio, a distanza di più di un mese da quello precedente scaricato il 19 gennaio al porto di Dragon.

Il prezzo del gas ha reagito di conseguenza, con valori in *delivery* per le contrattazioni *OTC* oltre i limiti mai osservati nelle serie storiche passate, e ulteriormente estremi sono stati i risultati di alcuni mercati del bilanciamento in specifiche ore delle giornate più fredde. La brusca reazione dei mercati e la volatilità dei prezzi associata è stata circoscritta solo ai prodotti di breve termine interessati dal disequilibrio domanda-offerta, mentre gli effetti sulla curva a termine sono stati residuali. Sul mercato inglese NBP tra il 28 febbraio e il 1 marzo le quotazioni del prodotto *day-ahead* sono oscillate tra gli 85 p/th (33 €/MWh) e i 275 p/th (106 €/MWh), in linea con gli andamenti del mercato olandese TTF che ha toccato quota massima di 102 €/MWh ma che ha visto sul mercato del bilanciamento un approvvigionamento del TSO del paese a quota 545 €/MWh per l'ora 10 del 28 febbraio. Il prezzo del mercato italiano PSV è rimasto a sconto per tutta la durata del periodo in questione, con uno *spread* rispetto al mercato TTF che ha registrato un valore medio sul 1 marzo di circa 3.50 €/MWh, ma ha toccato una punta record di circa 7 €/MWh alle ore 17.30, orario di *assessment* standard dei mercati del gas europei.

TAG

Ing, natural gas

Anche se quanto accaduto ha dell'eccezionale, rimane comunque aperto il dibattito sulla resilienza dei sistemi gas europei in una fase di potenziale cambiamento della struttura del settore. Produzione in rapido declino e aumento della dipendenza dall'estero via gasdotto o GNL sono già temi di interesse principale a livello europeo, a cui sono da aggiungere l'obsolescenza di talune infrastrutture di trasporto o stoccaggio interne all'Europa e che possono determinare un aumento del rischio di manutenzione improvvisa. D'altro canto, a stimolare gli investimenti sono i risultati che il mercato mostra, ma la riduzione della volatilità registrata nel corso degli ultimi anni, il restringimento dei differenziali di tipo *time* (spread estate-inverno in primis come valore intrinseco dello stoccaggio) e *locational* (il differenziale tra mercati come valore intrinseco dei gasdotti) non forniscono segnali positivi per il futuro. Il settore nel frattempo sta spostando la propria attenzione dalle contrattazioni *long term*, con assicurazioni implicite sui volumi e sui prezzi nel lungo termine, ad attività sempre più di breve, con un incentivo alla movimentazione dei flussi che sarà sempre maggiormente stimolata dagli andamenti dei mercati *spot*.

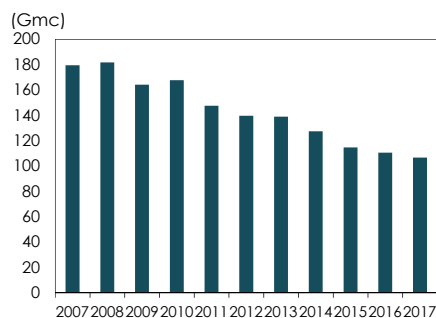
PRODUZIONE IN CALO E STOCCAGGI LIMITATI RIDUCONO LA FLESSIBILITÀ

Produzione locale e disponibilità di capacità di stoccaggio sono elementi che possono offrire flessibilità aggiuntiva a un mercato in caso di necessità di materia prima, e la rapidità con cui possono essere attivati tali volumi contribuisce a smorzare la potenziale volatilità che si andrebbe a generare sui mercati a pronti nel caso di mancanza di risorse necessarie. Tuttavia, la dinamica europea va in direzione opposta: i dati di produzione dei giacimenti europei mostrano un andamento in drastica diminuzione nel corso degli ultimi anni (-40% dal 2007) e a essere minacciata non è solo la flessibilità del sistema, ma anche la sicurezza degli approvvigionamenti. I paesi nord europei hanno contribuito ai principali tagli di volume estratto: nello stesso lasso temporale preso in considerazione la produzione aggregata di Gran Bretagna e Paesi Bassi è scesa di circa 55 miliardi di metri cubi all'anno (Gmc/a), compensata nel corso del tempo dalle importazioni via gasdotto dalla Norvegia e dalla Russia e dai carichi di GNL. In Gran Bretagna la situazione è drasticamente cambiata nel corso degli ultimi anni: se nel 2000 la produzione esistente superava la domanda del paese del 13%, a partire dal 2004 la dipendenza dalle importazioni è via via aumentata fino ad arrivare a una quota del 50% nel 2017. Le stime dell'OGA, l'Autorità britannica per il petrolio e il gas, mostrano per i prossimi anni un continuo declino della produzione che passerebbe dagli attuali 40 Gmc/a ai 35 Gmc/a nel 2020, 27 Gmc/a nel 2025 e 21 Gmc/a nel 2030, declino che corrisponde a un aumento della dipendenza estera fino al 66% del 2030.

Le notizie provenienti dai Paesi Bassi sulla produzione interna non sono confortanti: il giacimento di Groningen è sotto attenta osservazione a partire dai primi anni 90, periodo di inizio di una serie di terremoti la cui causa è stata attribuita alle attività estrattive, e che ha successivamente portato il Ministero degli Affari Economici del paese a fissare la produzione massima annuale consentita. Se nel 2014 la produzione massima per il campo era stata fissata a 42.5 Gmc/a, il limite si è ulteriormente ridotto nel corso degli anni successivi fino agli attuali 21.6 Gmc/a, con un drastico effetto sulla produzione totale del paese passata dai valori record di produzione del 2010 di circa 71 Gmc ai 35 Gmc del 2017. Il futuro della produzione olandese è ancora incerto dopo il terremoto di magnitudo 3.4 che ha afflitto l'area di Groningen nel mese di gennaio 2018: è attesa per la fine di marzo una comunicazione del Ministero riguardante un ulteriore taglio già operante da questo anno termico, il cui volume potrebbe, secondo le dichiarazioni del ministro Wiebes, aggirarsi intorno ai 2 Gmc, e nella stessa sessione potrebbero emergere maggiori dettagli sull'eventuale implementazione del taglio proposto dall'Ente statale supervisore delle miniere olandesi di 12 Gmc/a (Figura 1).

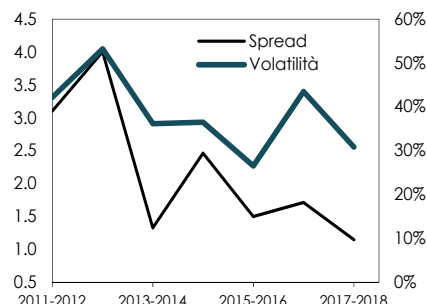
La flessibilità dei sistemi del nord Europa ha ricevuto un duro colpo a seguito della decisione definitiva di chiusura dello stoccaggio britannico Rough che rappresentava circa il 70% dello spazio disponibile. Rough raffigurava lo stoccaggio *long-range*, la risorsa flessibile stagionale che assicurava una rapida risposta al sistema ai picchi di domanda invernale. La chiusura ha portato a una diminuzione dello spazio di stoccaggio attualmente a disposizione del paese dai 4.5 Gmc del 2016 fino a 1.5 Gmc di cui nessun volume per stoccaggio stagionale, e che induce a una chiamata aggiuntiva di flessibilità via interconnessioni con l'Europa e la Norvegia, oppure tramite GNL. Sulla costruzione di nuova capacità di stoccaggio in Gran Bretagna sono stati avviati studi e primi investimenti, e sono stati proposti sette progetti per una capacità di spazio totale di circa 9 Gmc, ma le dinamiche degli ultimi anni di restringimento dello *spread*

FIGURA 1. ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE DI GAS NATURALE NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



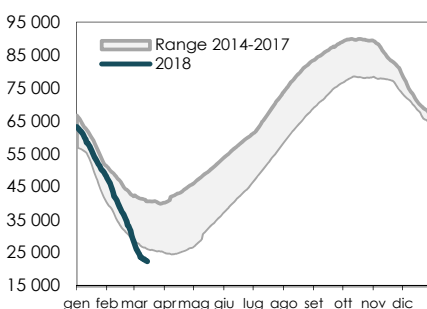
Fonte: Reuters, BP

FIGURA 2. CONFRONTO TRA SPREAD ESTATE-INVERNO E VOLATILITÀ SUL MERCATO TTF (SX: €/MWh; DX: %)



Fonte: Albasoluzioni

FIGURA 3. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI EU (Mmc)



Fonte: Reuters

summer-winter e di riduzione della volatilità di breve termine non portano a *economics* positivi per il *business* e nessuno dei progetti ha ricevuto la *final investment decision* (Figura 2).

La riduzione dei differenziali di mercato è anche segnale di un cambiamento del ruolo che lo stoccaggio ha assunto nel corso del tempo, da infrastruttura strategica per assicurare adeguate risorse durante l'intero periodo invernale, verso fornitore di flessibilità al sistema nel breve e brevissimo termine e in base a segnali di prezzo convincenti. Le temperature rigide di fine febbraio e inizio marzo hanno comportato un massiccio utilizzo delle infrastrutture che ha portato a livelli di gas minimi degli ultimi anni, ed è necessario sottolineare come questa richiesta di flessibilità sia stata necessaria al termine dell'anno di stoccaggio, dove anche la capacità tecnica di erogazione risulta essere limitata a causa della ridotta giacenza in stoccaggio, e dunque della pressione, rispetto al periodo pre-invernale di massimo riempimento (Figura 3).

AUMENTA LA DIPENDENZA DALLE IMPORTAZIONI EXTRA-EUROPEE

In una fase di espansione economica e di crescita dei consumi di gas naturale, la riduzione della produzione europea e della disponibilità di stoccaggio impongono un soddisfacimento della domanda di gas naturale mediante l'aumento della dipendenza dalle importazioni. Oltre che tramite GNL, le infrastrutture di gasdotti portano in Europa gas proveniente da tre aree: la Russia, la Norvegia e il nord Africa. Ogni rotta tuttavia sta attraversando momenti di forte transizione, e la sicurezza e flessibilità futura dell'Europa dipenderanno dall'evoluzione nelle politiche di esportazione delle tre aree.

La Russia continua a rappresentare il principale paese da cui l'Europa approvvigiona il gas naturale, e nel 2017 è stato fissato il record assoluto di 195 Gmc, ma sono diversi i temi che possono essere causa di tensione nel medio termine. Il primo tema è la storica rivalità tra la russa Gazprom e l'ucraina Naftogaz, le due società statali del gas che sono giunte di fronte al tribunale arbitrale di Stoccolma per via di due contenziosi riguardanti sia il prezzo sia i volumi di gas oggetto di un contratto con cui la Gazprom avrebbe dovuto vendere fino al 2019 un quantitativo di 52 Gmc/a con una percentuale di *take-or-pay* dell'80%. La decisione del tribunale, che ha portato alla richiesta da parte di Gazprom di restituzione a Naftogaz della cifra di 2.56 miliardi di dollari, ha anche tuttavia spinto la monopolista russa a minacciare la chiusura immediata del contratto di fornitura con l'Ucraina, ma anche il contratto di transito attraverso il paese attivo anch'esso fino al 2019.

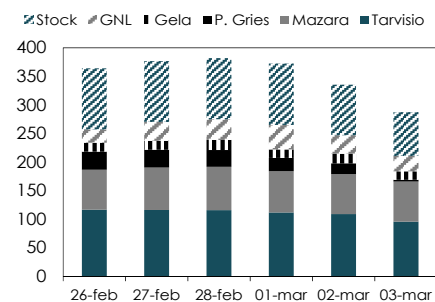
Dati i progetti approvati attualmente, aggirare il transito ucraino per rifornire l'Europa significherebbe sfruttare il raddoppio del transito del mar Baltico attraverso il Nord Stream 2 di 55 Gmc/a di capacità, e avviare la nuova rotta sud che partirebbe dal Turkstream di 31.5 Gmc/a di capacità. Se però quest'ultimo gasdotto è destinato, al momento, al solo mercato turco non essendoci stato alcun via libera alle proposte di interconnessione con l'Europa, sul Nord Stream 2 diversi temi contrapposti tra loro mostrano difficoltà a un suo completamento entro la fine del 2020. Sulla costruzione del gasdotto sono attive diverse discussioni, prima su tutte la sicurezza del sistema. Se infatti il tratto baltico nel complesso potrebbe trasportare fino a 110 Gmc/a di gas a Greifswald in Germania, i gasdotti OPAL e NEL interni al paese hanno al momento una capacità aggregata di 55 Gmc, capacità con un eventuale taglio del transito ucraino dovrebbe fare i conti. Sulla sicurezza si associa anche il tema della diversificazione dell'offerta, poiché attraverso la costruzione del nuovo gasdotto non cambierebbe comunque la dipendenza dalla Russia dalle importazioni di gas, ma rischierebbe addirittura di aumentare dati i costi competitivi del gas russo rispetto al GNL o al gas norvegese, uniche alternative nell'area nord-europea. Infine rimane il lodo delle autorizzazioni, di cui al momento risulta essere pervenuta solamente quella della Germania, mentre mancano quelle dei paesi da cui transiterebbe il gasdotto ovvero Finlandia, Svezia e Danimarca. Il Turkstream invece è destinato ad approdare in Turchia, la sua costruzione è già stata avviata e si prevede possa concludersi entro il 2019 e diversi progetti per la connessione all'Europa sono al vaglio, ma nessuno ha ancora ricevuto il via libera.

A essere incoraggianti dal nord Europa sono le proiezioni della produzione norvegese effettuate dal Norwegian Petroleum Directorate che sono previste stabili al livello record di 122 Gmc toccato nel 2017 fino almeno al 2022, valori incrementati di più di 5 Gmc rispetto alle ultime proiezioni del 2017 e che consolano rispetto alle contrastanti opinioni riguardanti la sostenibilità della produzione di gas del paese. Dalle dichiarazioni

di Gassco, l'operatore norvegese del sistema di gasdotti che connette Norvegia ad Europa e Gran Bretagna, le interruzioni improvvise registrate a fine febbraio sarebbero anch'esse da attribuire alle condizioni meteorologiche estreme, e non a problematiche strutturali sugli impianti.

Completamente aperto è il tema del GNL e della capacità dell'Europa di attirare carichi rispetto agli altri mercati globali, quello asiatico in primis. Durante lo scorso inverno i prezzi asiatici del GNL erano saliti fino a circa 35 €/MWh a seguito di diversi fattori che hanno stimolato la domanda, tra cui l'avvio in Cina della metanizzazione di una parte dei consumi precedentemente soddisfatti dal carbone. L'area asiatica è estremamente dipendente dai carichi di GNL, e uno *spread* positivo rispetto ai mercati europei può determinare una deviazione dei volumi marginali. Tuttavia, l'aumento delle contrattazioni *spot* potrà determinare una capacità dell'Europa di attirare nuovi carichi solo se ci sarà un segnale di prezzo convincente rispetto agli altri mercati europei. La nuova capacità di liquefazione che entrerà in funzione tra il 2018 e il 2019 e che ammonta a circa 100 Gmc/a potrà fornire nuova liquidità al mercato, ma molto dipenderà dalla domanda asiatica che si presenterà nel corso dei prossimi mesi (*Energy Outlook* n. 7).

FIGURA 4. BREAKDOWN DELLE IMPORTAZIONI IN ITALIA DURANTE LA SETTIMANA 9/2018 (Mmc)



Fonte: SRG

LA SITUAZIONE ITALIANA

L'Italia ha risentito di quanto avveniva al nord Europa durante i giorni di gelo di fine febbraio e, anche se è stata capace di rispondere prontamente alla richiesta aggiuntiva di gas tramite le risorse a disposizione, ha registrato prezzi di mercato superiori anche al valore di emergenza fissato a 82.8 €/MWh. Sia durante gli avvenimenti di dicembre a seguito del blocco alle importazioni provenienti da Tarvisio, sia durante le tensioni meteorologiche avvenute tra febbraio e marzo, lo stoccaggio e il *send-out* di GNL hanno risposto in maniera rapida alle esigenze del sistema, mentre offerta aggiuntiva è provenuta da Mazara, ovvero dal gas algerino, che ha dimostrato essere divenuta una fonte di rapida attivazione negli ultimi anni (**Figura 4**).

Il taglio di capacità del 50% sul gasdotto TENP ha provocato una riduzione della flessibilità su cui il sistema italiano poteva contare, e gli ultimi aggiornamenti parlano di un prolungamento della manutenzione fino a settembre 2020. Tuttavia alcune novità potranno intervenire già nel breve termine a supporto del sistema:

- i nuovi servizi di flessibilità di stoccaggio "*Punta flex*" e "*Fast cycle*" per una capacità aggregata di 800 Mmc, e che forniscono ulteriore capacità di erogazione nei mesi tra novembre e marzo
- le nuove aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione, a partire dal 1 aprile, i cui esiti dipenderanno tuttavia dal prezzo di riserva che verrà deciso dall'ARERA
- la possibilità di esportare verso Nord, con il primo flusso netto in export verso la Svizzera registrato nel mese di marzo e per il quale sarà a breve a disposizione capacità aggiuntiva.

Nuove flessibilità potranno essere aggiunte anche dal sito di stoccaggio di Cornigliano, che dovrebbe entrare in funzione nei prossimi anni e forse mesi, che aggiungerà più di 1 Gmc di spazio e dovrebbe essere caratterizzato da prestazioni di punta particolarmente performanti (sopra i 25 Mmc/giorno), e che potranno beneficiare del nuovo meccanismo incentivante, per ora solo proposto, previsto dall'ARERA (DCO 155/18), che dovrebbe concedere maggiore flessibilità alle imprese di stoccaggio nella definizione dei prodotti di breve e consentire il trattenimento di parte delle rendite delle aste.

La flessibilità mostrata nelle importazioni da Mazara potrebbe proseguire anche nei prossimi mesi, ma rimane aperto il discorso sulla rinegoziazione dei contratti a partire dal 2019 che contreranno probabilmente sia una quota indicizzata ad *hub* e in particolare al PSV, sia lo scaricamento del costo di produzione che risentirà degli investimenti sui campi già entrati in produzione o in attesa di entrata nei prossimi mesi (*Energy Outlook* n. 7). Rimane infine il gasdotto TAP di capacità di circa 8 Gmc/a, la cui entrata in funzione è tuttavia ancora lontana (è previsto l'avvio al 2020) e il cui supporto alla flessibilità del sistema dipenderà dalla tipologia di contratti stipulati con il consorzio Shah Deniz e dal *pricing* a esso associato.

L'EFFETTO SUI MERCATI ELETTRICI

Le dinamiche dei prezzi gas descritte hanno prodotto un'immediata ripercussione sui mercati elettrici, impattando sull'offerta degli operatori termoelettrici. Si osserva infatti che a dicembre il PUN medio giornaliero ha superato i 110 €/MWh (con punte orarie fino a 170) il 13 dicembre, per poi tornare rapidamente ai livelli medi già nel giorno successivo. Leggermente più prolungato è stato invece l'effetto registrato a cavallo tra febbraio e marzo: il PUN si è infatti attestato a un livello medio giornaliero di 90-100 €/MWh (con punte fino a 160) dal 26 febbraio al 2 marzo.

Da una prima analisi delle offerte di vendita, non sembra che la volatilità dei costi di approvvigionamento del gas abbia comportato una riduzione significativa della quantità di energia offerta da parte dei termoelettrici, ad esempio spingendo a una minore partecipazione gli operatori che approvvigionano gas con indicizzazione *day-ahead*, ma che abbia aumentato il livello di prezzo dell'offerta, traducendosi quindi in un puro trasferimento di costo.

L'effetto si è ripercosso sull'intera successione dei mercati: i mercati infragiornalieri hanno mostrato prezzi in linea con quelli registrati sul mercato del giorno prima, senza produrre quindi impatti significativi sui differenziali di prezzo con il mercato del giorno prima e sull'attività di aggiustamento e strategie fra i mercati attuata dagli operatori. Invece sul MSD l'effetto non è stato simmetrico: analizzando ad esempio la zona Nord, dove esiste una maggiore concorrenzialità sulla fornitura dei servizi ancillari, i prezzi dei servizi a salire si sono alzati in modo proporzionale, mantenendo in media il differenziale rispetto ai mercati dell'energia, mentre i prezzi dei servizi a scendere hanno mostrato una certa persistenza sui valori dei giorni precedenti, amplificando il differenziale.

Ciò si traduce in un aumento, limitatamente ai giorni in esame, della remuneratività relativa del servizio a scendere e di conseguenza, essendo i prezzi dei servizi la base per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, del premio o penalità da sbilanciamento nel caso di "zona lunga", in corrispondenza della quale viene utilizzato il prezzo a scendere. A conferma, dai dati di *uplift* per dicembre 2017 (i dati di febbraio e marzo non sono ancora consuntivi) si osserva che la componente dispacciamento ha raggiunto un valore molto alto (8 €/MWh), compensata però dalla componente a copertura del costo di sbilanciamento che ha toccato un valore minimo di -1 €/MWh: negli ultimi quattro anni solo a luglio 2015, in condizioni climatiche particolari, si era consuntivato un valore più basso.

La volatilità dei prezzi, seppur per ora circoscritta in periodi limitati, può avere quindi effetti significativi sull'operatività dei principali attori di mercato, aumentando la rischiosità, ma anche le opportunità che i mercati possono presentare: al momento sembra comunque che le opportunità si concentrino soprattutto sul MSD, dove il sistema ha sempre più bisogno di flessibilità, come dimostrato da Terna con l'approvvigionamento a termine di risorse di regolazione terziaria, di *demand side response* e di riserva dall'estero. Invece gli sbilanciamenti, in particolar modo dopo la revisione dei segni di zona introdotta a settembre, rappresentano un fattore di rischio ancora poco quantificabile.

MERCATO ELETTRICO

CAPACITY MARKET: VERSO IL DISEGNO DEFINITIVO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Deliberazione ARG/elt 98/11](#)
- [Consultazione di Terna "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica - fase di prima attuazione" e relativi allegati](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Il capacity market: tra punti aperti e indicazioni europee](#) (Newsletter 218)
- [I dettagli applicativi ancora aperti nelle recenti proposte di fine tuning del disegno del capacity market](#) (Newsletter 208)
- [Una nuova curva di domanda per il capacity market italiano](#) (Newsletter 207)
- [Capacity market: il disegno rivisto per una partenza dal 2017](#) (Newsletter 204-205)

La consultazione di Terna aggiunge diverse novità al disegno del mercato, che derivano anche dall'interazione con la Commissione Europea: la partecipazione è estesa a tutte le risorse, ma con regole specifiche per la remunerazione della domanda, mentre l'introduzione delle nomina ex-post riduce i rischi per gli operatori in offerta. Rimane l'incertezza sui tempi di implementazione del meccanismo: sarà possibile arrivare a svolgere le aste entro il 2018?

APERTURA DELLA PARTECIPAZIONE A DIVERSE TIPOLOGIE DI CAPACITÀ

Uno dei temi principali aperti dalla Commissione Europea in fase di approvazione del meccanismo italiano era stato l'apertura della partecipazione alla remunerazione della capacità a tutti i soggetti in grado di garantire adeguatezza al sistema. Se infatti il disegno contenuto nella delibera 98/11 era stato inizialmente pensato per la sola capacità di generazione programmabile nazionale, la progressiva apertura del meccanismo alle altre risorse rendeva necessario un chiarimento riguardo le modalità di partecipazione (compresa la definizione degli obblighi e della remunerazione) delle diverse tipologie di unità, in particolare la generazione rinnovabile, la *demand side response* (DSR) e la capacità di generazione estera, così come la capacità di generazione connessa alle reti interne di utenza (RIU), finora mai considerata esplicitamente all'interno del disegno.

LE RIU PARTECIPERANNO PER L'INTERA CAPACITÀ PRODUTTIVA

Dalla nuova disciplina in consultazione, emerge innanzitutto una completa apertura alla partecipazione delle unità di produzione connesse a una RIU.

Sebbene non fossero mai state escluse dal meccanismo, le diverse versioni del disegno consultate finora sembravano ignorare la casistica: lo stesso calcolo della Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) per le unità di tipo termoelettrico si basa sulla stima della disponibilità dell'unità nei tre anni precedenti alla procedura concorsuale, al netto delle indisponibilità accidentali. L'informazione necessaria per tale stima e nella disponibilità del gestore di rete nel caso delle RIU sarebbe stata limitata, in quanto il TSO, osservando solamente la quantità che esce dalla rete interna per essere immessa in rete, non sarebbe stato in grado di stimare la disponibilità complessiva dell'unità.

Per ovviare a tale problema, viene richiesto all'operatore, in fase di qualifica della CDP, di comunicare, per le unità di produzione connesse a una RIU, il dato storico di profilo quattorario di produzione dell'unità, inclusa la quota assorbita dalla RIU stessa e al netto dei servizi ausiliari. Terna determinerà quindi il "profilo RIU", corrispondente alla differenza positiva tra il dato di produzione comunicato dall'operatore e la potenza media immessa in rete, registrata da Terna ai fini del calcolo degli oneri di sbilanciamento. Nel calcolo della CDP, tale profilo RIU verrà cumulato alla potenza massima dichiarata ai fini del bilanciamento su MSD (se l'unità è abilitata) o alla potenza media immessa (se non abilitata) per calcolare la potenza complessivamente disponibile dell'unità.

In ogni caso (e questo varrà in generale per tutte le unità di generazione di tipo termoelettrico o geotermoelettrico), la CDP considerata non sarà mai inferiore al 50% della capacità massima dell'unità, permettendo eventualmente di considerare una quota significativa di capacità anche per quelle unità per cui non si hanno a disposizione dati storici di produzione o disponibilità.

Considerare la piena capacità disponibile delle unità connesse in RIU sul lato della curva d'offerta implica certamente anche il considerare la domanda della RIU sul lato della curva di domanda: la curva stimata da Terna sarà quindi riferita alla richiesta complessiva del sistema, al lordo delle quantità autoconsumate.

TAG
capacity market

MAGGIORE CDP PER LE RINNOVABILI

Come già consultato in passato, l'operatore che dispone di capacità produttiva anche alimentata da fonte rinnovabile è intitolato a partecipare al mercato, a condizione che non riceva o sia disposto a rinunciare (limitatamente al periodo di consegna) agli incentivi erogati dal GSE: l'ultimo documento precisa che in questa categoria sono inclusi lo scambio sul posto e il ritiro dedicato, che quindi precludono la partecipazione alla remunerazione della capacità, mentre sono esclusi i Certificati Bianchi e il Conto Termico (pertanto una piena partecipazione è garantita anche agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento).

Nel calcolo della CDP emerge invece una maggiore considerazione delle rinnovabili, per cui viene modificata la stima, forse prima troppo conservativa, del contributo. Per gli impianti da generazione eolica, fotovoltaica e idroelettrici fluenti, la stima della disponibilità si basa sulla mediana (anziché sul 25° percentile) della produzione immessa nelle ore di picco dei 5 anni precedenti la procedura concorsuale: per tutte queste tecnologie si avrà un significativo aumento della CDP qualificata, in particolare per il solare, altrimenti penalizzato dalla forte ricorrenza delle ore di picco nei periodi serali, quando manca la fonte primaria per la generazione.

Anche l'idroelettrico programmabile e la capacità di produzione e pompaggio garantiranno un maggior contributo all'adequazione: la produzione effettivamente immessa nei giorni di picco degli ultimi 5 anni sarà infatti normalizzata considerando un funzionamento medio rispettivamente pari a 12 ore giornaliere (anziché 16) e 4 ore giornaliere (anziché 8).

PARTECIPAZIONE DIRETTA DELLA CAPACITÀ ESTERA

Sin dalla fase di prima attuazione del meccanismo, si ha un'apertura alla partecipazione anche diretta della capacità di generazione estera. È in questo caso sufficiente che il soggetto che intende partecipare alla remunerazione sia qualificato come operatore ammesso a partecipare al Mercato del Giorno Prima; insieme a questa autocertificazione, l'operatore comunicherà a Terna la CDP estera per cui intende formulare un'offerta e l'area virtuale estera a cui sarà riferita. Una volta qualificato, potrà presentare offerte di vendita in modo completamente analogo a quanto previsto per i partecipanti titolari di unità di produzione e, in caso di contrattualizzazione, sarà soggetto ai medesimi obblighi, di offerta e finanziari.

Terna terrà conto anche della capacità di import non offerta dagli operatori, simulandone una partecipazione indiretta: infatti, per ogni frontiera, la porzione di limite di transito non già offerta direttamente sarà considerata come offerta di vendita con premio pari a 0 Euro/MW/anno. Seppure non dichiarato esplicitamente, è ragionevole aspettarsi che il limite di transito considerato per l'offerta in asta sarà valutato in maniera conservativa da Terna, per non accrescere il rischio di fare eccessivo affidamento sul contributo estero, aumentando invece la copertura interna dell'adequazione.

L'importazione dell'energia dall'estero è inoltre uno dei driver modellati su base probabilistica (insieme al carico, alla disponibilità di capacità produttiva programmabile e non programmabile e ai limiti di transito tra le aree) nella simulazione tramite un modello affidabilistico del sistema elettrico italiano, che sarà alla base della curva di domanda stimata da Terna.

UN DISEGNO DIVERSO PER LA PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA

A differenza di quanto l'Autorità sembrava ipotizzare nella consultazione della scorsa estate, la partecipazione della domanda alle aste del *capacity market* diventa diretta, coerentemente alle linee guida espresse dalla Commissione Europea, anche se con un disegno diverso degli obblighi e delle remunerazioni.

REGOLAMENTO A REGIME PER LA QUALIFICAZIONE DELLA DSR

In primo luogo, sarà necessario qualificare le risorse di DSR alla partecipazione al Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD) per poter partecipare attivamente al *capacity market*.

Finora l'unica esperienza di abilitazione della domanda a MSD è stato il progetto pilota relativo alle Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC), che Terna ha introdotto lo

scorso anno. Insieme alla disciplina del *capacity market*, Terna mette in consultazione quindi anche un regolamento per le modalità di abilitazione delle Unità di Consumo per la partecipazione al Mercato della Capacità (UCMC), riprendendo per larghi tratti il disegno del progetto pilota sulle UVAC.

Gli utenti del dispacciamento potranno richiedere l'abilitazione per aggregati di punti di prelievo (in alta, media o bassa tensione) nella loro titolarità e all'interno dei perimetri di aggregazione definiti da Terna, che non aderiscano al regime di interrompibilità e che soddisfino i requisiti tecnici necessari per la fornitura dei servizi: potenza modulabile non inferiore a 1 MW, tempo di risposta minore di 15 minuti per l'ordine di modulazione e di 5 minuti per l'ordine di distacco, capacità di sostenere la modulazione per almeno 2 ore, dotati di un dispositivo di monitoraggio e distacco carico.

Un elemento di novità e sicuramente interessante è la richiesta che al punto di prelievo non siano connessi impianti di generazione di nessuna taglia o tipologia: tale indicazione sembra volta a evitare quanto successo ad esempio nelle aste del *capacity market* inglese, dove la DSR approvigionata è principalmente riferita a siti di consumo dotati di generazione ausiliaria, poco efficiente e più inquinante rispetto al resto della capacità produttiva.

Le UCMC saranno abilitate quindi alla partecipazione al MSD per la fornitura del servizio di riserva terziaria di sostituzione e di bilanciamento, solamente nella direzione "a salire", corrispondente a una riduzione del carico, oltre che alla partecipazione alle aste del *capacity market*.

OBBLIGHI E REMUNERAZIONE DIVERSI PER LA DSR

Le UCMC potranno competere sulle aste del *capacity market*, presentando, al pari della capacità produttiva, un'offerta di premio per la disponibilità di un certo ammontare di CDP. Ai fini della costruzione della curva di offerta, le quantità offerte saranno moltiplicate per un fattore di *extra-derating*, definito come il rapporto tra il fabbisogno atteso di energia limitatamente alle sei ore di Picco Settimanale¹ e il fabbisogno atteso totale annuo, mentre il premio offerto sarà moltiplicato per lo stesso fattore.

Alla chiusura dell'asta, le UCMC contrattualizzate non riceveranno il premio marginale risultante dall'asta, ma saranno esentate, durante il periodo di consegna, dal pagamento del corrispettivo a copertura del gettito da *capacity market*. Sono tenute invece a versare a Terna un corrispettivo di riallocazione, nel caso partecipino in acquisto a un'asta di aggiustamento: se il premio risultante dall'asta di aggiustamento dove l'UCMC ha ceduto l'obbligo risulta maggiore del premio medio ponderato delle aste precedenti su cui l'UCMC aveva assunto l'obbligo di capacità, l'operatore deve pagare a Terna la riallocazione dell'obbligo, ossia il sovracosto per il sistema derivante dal differenziale tra il prezzo dell'ultima asta rispetto alla precedente.

Anche gli obblighi sono definiti in modo diverso per la domanda: le UCMC sono infatti tenute ad offrire la propria capacità impegnata (o almeno il totale del consumo, se questo è minore) sul MSD, limitatamente alle ore appartenenti al Picco Settimanale. L'operatore deve essere inoltre disponibile a eseguire il distacco del proprio carico su richiesta di Terna, pena il versamento della quota mensile del corrispettivo a copertura del *capacity market* da cui era stato esentato. Non esiste invece un obbligo di corrispettivo variabile a carico delle UCMC: in caso di selezione sul MSD, l'operatore non è quindi tenuto a restituire a Terna il differenziale tra il prezzo di riferimento e lo *strike price*; con un disegno siffatto, il livello di *strike price* non influenzerà in modo diretto la partecipazione della domanda, sebbene indirettamente si troverà a competere con risorse di produzione sottoposte allo *strike price*.

MIGLIORE GESTIONE DEI RISCHI PER I PARTECIPANTI

Dal documento consultato da Terna emergono poi alcune novità che potrebbero consentire agli operatori una migliore gestione dei rischi connessi agli obblighi, in particolare il trattamento delle manutenzioni, la definizione del corrispettivo variabile e il processo di nomina.

¹ Il Picco Settimanale è l'insieme delle ore di ogni settimana costituito dalle 6 ore di picco di ciascun giorno della settimana. È utilizzato anche per definire l'obbligo di offerta delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili.

ESENZIONE DAGLI OBBLIGHI PER LA CAPACITÀ IN MANUTENZIONE

Come già previsto originariamente dalla Delibera 98/11 (ma tale indicazione era assente nelle ultime versioni consultate della Disciplina), l'operatore viene esentato dagli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile per i periodi in cui la capacità impegnata risulta in manutenzione programmata (che sia una manutenzione annuale, *on demand* o occasionale) approvata da Terna.

A questo fine, Terna dovrà svolgere uno studio, da trasmettere all'Autorità, in cui definisce un livello standard efficiente di indisponibilità, espresso come ore attese annue di indisponibilità, sulla base dei dati storici di indisponibilità programmata degli impianti di produzione. Questo livello standard sarà utilizzato per determinare un ammontare di ore in cui l'operatore avrà diritto a essere esentato dagli obblighi, per effetto delle manutenzioni.

Durante il periodo di consegna, l'operatore potrà quindi nominare la capacità in manutenzione e questa quota sarà esonerata dal pagamento del corrispettivo variabile e non considerata nel calcolo degli inadempimenti, fino al raggiungimento dell'ammontare di ore determinato precedentemente.

Il dubbio che emerge dalla lettura del documento è che questa procedura non sembra svolta in modo differenziato per la tipologia della capacità, ma solo per operatore: questo da un lato può rappresentare un vantaggio per l'operatore che può allocare il suo "ammontare efficiente" di manutenzione sulla capacità nella sua disponibilità, indipendentemente dalla zona o dalla tipologia (con un effetto compensativo tra le minori manutenzioni effettuate in una zona o su una tipologia di unità e le maggiori manutenzioni effettuate in altre); dall'altro, sembra però strano che il livello standard di indisponibilità possa essere stimato in modo non differenziato per tipologia: ciò infatti potrebbe avere effetti molto diversi sugli operatori a seconda della composizione del proprio portafoglio.

RIDUZIONE DEI PREZZI DI RIFERIMENTO PER IL CORRISPETTIVO VARIABILE

Un altro rischio molto forte per gli operatori, connesso agli obblighi sul *capacity market*, è la determinazione del corrispettivo variabile da versare a Terna, soprattutto nel caso in cui la capacità sia stata offerta ma non accettata su MSD o neppure offerta (in questa casistica rientrano le indisponibilità accidentali, non trattate direttamente all'interno della Disciplina). In tali casi, infatti, il prezzo di riferimento rispetto al quale quantificare il corrispettivo variabile era stato in precedenza definito come il prezzo marginale di tutti i mercati, ossia generalmente il prezzo dell'offerta più costosa accettata su MSD.

Per evitare di considerare nel calcolo offerte accettate su MSD a causa della specifica localizzazione o delle specifiche prestazioni dinamiche delle unità considerate, Terna propone di utilizzare, anziché il prezzo massimo, il 75° percentile delle offerte accettate in vendita su MSD nell'ora e macrozona di riferimento. Questo consente certamente di contenere e rendere più quantificabile per l'operatore il "rischio restituzione", che altrimenti sarebbe potuto risultare troppo penalizzante e influenzato dalle strategie adottate dagli operatori concorrenti durante i periodi di indisponibilità del soggetto.

LA NOMINA DIVENTA EX-POST

L'ultima novità, ma non minore in termini di portata per gli operatori, è la trasformazione della nomina da parte degli operatori delle unità con cui si assolve l'obbligo di capacità, che passa dall'essere una nomina ex ante a una nomina ex post. Precedentemente, infatti, l'operatore era tenuto a nominare la settimana precedente a quella di consegna con quali unità produttive avrebbe assolto l'obbligo: essendo una nomina settimanale, questo avrebbe esposto l'operatore a un significativo rischio di inadempimento, qualora l'unità nominata avesse subito un guasto durante la settimana di consegna. Nella nuova consultazione, l'operatore ha invece la possibilità di nominare nel corso della settimana successiva a quella di consegna la capacità con cui ha assolto l'obbligo: in questo modo, i mercati spot dell'energia dovrebbero essere meno influenzati dalla contrattualizzazione sul *capacity market*, non essendo stata ancora nominata la capacità, e l'adeguatezza non dovrebbe esserne pregiudicata, in quanto comunque l'operatore dovrà essere in grado di dimostrare il proprio adempimento, anche se in un momento successivo.

QUALI PROSPETTIVE PER L'IMPLEMENTAZIONE?

IL FATTORE DI EMISSIONE COME CRITERIO DI SELEZIONE

Altro tema a lungo dibattuto a livello europeo era la possibile introduzione di un livello soglia di emissione, quantificata a 550 grammi di CO₂ al KWh, utilizzato come discriminante per la possibilità di partecipazione ai meccanismi di remunerazione della capacità, almeno in un momento successivo alla prima implementazione.

Terna prevede che gli operatori, al momento della qualifica della propria CDP, comunichino anche l'informazione relativa al valore dell'Indice di Emissione, ossia il valore unitario di emissioni di CO₂ dell'unità, calcolato come rapporto tra la quantità di CO₂ prodotta e l'energia elettrica immessa in rete, da stimare sui dodici mesi precedenti.

Tale indice non sarà utilizzato (per ora nemmeno nella fase di piena attuazione del meccanismo contemporaneamente in consultazione) come una soglia di partecipazione, ma al fine di creare una priorità di selezione delle offerte di vendita sulle aste di capacità: dopo aver ordinato le offerte per livello di premio richiesto crescente, se l'ammontare della capacità offerta al premio marginale supera la curva di domanda in corrispondenza del medesimo premio, le offerte a parità di prezzo saranno selezionate prima in funzione della flessibilità² e poi per indice di emissione crescente, privilegiando prima la capacità più *green*. Alla capacità estera verrà assegnato di default un indice di emissione alto, corrispondente a una bassa priorità di selezione, per privilegiare la capacità nazionale, mentre alle UCMC sarà assegnato di default un indice di emissione pari a zero³, corrispondente quindi a una massima priorità di selezione.

POCHE VARIAZIONI NEL DISEGNO DI PIENA ATTUAZIONE

La disciplina relativa alla piena attuazione del meccanismo, pubblicata per la consultazione pochi giorni dopo alla precedente, ricalca per larghi tratti quella della prima attuazione, differenziandosi solo in alcuni dettagli operativi.

Il tempo di programmazione, cioè quello che intercorre tra lo svolgimento dell'asta madre e il periodo di *delivery*, è pari a 4 anni, mentre nella prima attuazione è minore o uguale a questo valore: 4 anni è infatti il tempo previsto per un'adeguata concorrenza tra la capacità esistente e la capacità nuova, che avrebbe tempo sufficiente per realizzare l'investimento e assicurare il rispetto degli obblighi presi in asta. Se le prime aste riguarderanno una *delivery* sull'anno prossimo, sarà necessario quindi recuperare 3 anni di ritardo per arrivare a svolgere aste ad orizzonte 4 anni come richiesto dalla piena attuazione.

Terna prevede ancora, come nel disegno iniziale, di scambiare nelle aste un prodotto pluriennale (con *delivery* su 3 anni consecutivi), descrivendo come strutturare l'approvvigionamento di capacità, calcolando la curva di domanda sulla base della quota parte dell'obiettivo di adeguatezza oggetto dell'asta: infatti per ogni anno l'obiettivo di adeguatezza sarebbe raggiunto mediante la cumolazione di tre aste triennali (in cui l'anno sarebbe rispettivamente il primo, l'intermedio e l'ultimo del triennio), da cui la proposta di contrattualizzare un terzo dell'obiettivo di adeguatezza in ogni asta.

Come conseguenza diretta, il primo e il secondo anno della piena attuazione rimarrebbero parzialmente scoperti: infatti il primo anno entrerebbe solo in un'asta triennale, contrattualizzando un terzo della capacità necessaria all'adeguatezza, e il secondo nelle prime due aste triennali, contrattualizzando due terzi della capacità di adeguatezza. Terna propone di risolvere tale questione introducendo nel meccanismo di piena attuazione anche delle aste complementari, da svolgersi parallelamente alle aste madri (cioè in anticipo di 4 anni) per integrare l'obiettivo di adeguatezza non completamente raggiungibile con le sole aste madri.

² La capacità viene definita flessibile se in possesso dei seguenti requisiti: tempo di avviamento minore o uguale a 2 ore (oppure minore o uguale a 4 ore nel caso di gruppi di grandi dimensioni, per cui il rapporto tra potenza minima e potenza massima è inferiore a 0,5), tempo minimo di permanenza in servizio e fuori servizio minore o uguale a 4 ore, gradiente richiesto per la fornitura di regolazione secondaria.

³ La richiesta che al punto di prelievo dell'UCMC non sia connesso nessun gruppo di generazione è quindi coerente con la scelta di assegnare indice di emissione zero e priorità di selezione alla *demand side response*.

Tale disegno, non poco complesso, si scontra tuttavia con le linee guida europee in tema di meccanismi di remunerazione della capacità, che si stanno discutendo in ambito *Clean Energy Package*, che prevedono la possibilità di scambiare un prodotto di capacità al massimo annuale: pertanto Terna considera la possibilità di sostituire il prodotto triennale con il prodotto annuale, permettendo di soddisfare l'intero obiettivo di adeguatezza attraverso le aste madri e rendendo di fatto non più necessarie le aste complementari; in questo caso il passaggio dalla prima attuazione alla piena attuazione sarebbe rappresentato solamente dal raggiungimento dei 4 anni richiesti per la programmazione.

PROSSIMI PASSI A LIVELLO NORMATIVO E REGOLATORIO

La disciplina consultata da Terna dovrà essere approvata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, previo parere dell'Autorità: l'incertezza maggiore sta quindi proprio sul futuro dell'Autorità, per cui il regime di prorogatio scadrà il prossimo 11 aprile e sarebbe necessario in breve tempo un decreto per la proroga a pieno mandato dell'attuale collegio, visto che un accordo sulla nomina del nuovo collegio potrebbe ulteriormente allungare i tempi, bloccando l'implementazione di provvedimenti necessari al mercato. Sarebbe inoltre necessaria un'approvazione, tramite delibera dell'Autorità, del regolamento per l'abilitazione e la partecipazione delle UCMC al MSD e al *capacity market*.

A quel punto, Terna potrebbe finalmente procedere a organizzare il mercato, stimando la curva di domanda (da comunicarsi agli operatori 60 giorni prima delle procedure concorsuali), qualificando la CDP per la partecipazione, fino allo svolgimento delle prime aste madri.

Entro l'11 aprile, nota la situazione dell'Autorità, i tempi per l'implementazione del meccanismo potranno sicuramente essere più chiari: la sensazione è che, sebbene il margine non sia grandissimo, si potrebbe arrivare alle prime aste entro la fine dell'anno.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Regolamento Terna 28/12/2017](#)

APPROVVIGIONAMENTO DI RISERVA DALL'ESTERO: UN SERVIZIO POCO TRASPARENTE E CON POTENZIALI DISTORSIONI DI MGP

Nel primo trimestre 2018 Terna ha riproposto la possibilità di approvvigionare risorse di riserva dalla Svizzera, un servizio attivato per la prima volta nel gennaio 2017. Il regolamento prevede che gli operatori offrano a prezzo nullo su MGP con un prevedibile impatto sul livello dei prezzi, spingendo a interrogarsi sull'effettiva necessità e sulla gestione di questa procedura, anche considerando la poca trasparenza sugli esiti raggiunti.

Nei primi tre mesi del 2018 Terna ha usufruito di un nuovo servizio per la gestione del dispacciamento: l'approvvigionamento di risorse di riserva di energia elettrica dall'estero, in particolare dalla Svizzera.

Lo strumento non è un'assoluta novità nel mercato italiano perché fu proposto anche lo scorso anno, sempre nel periodo invernale, ma per un periodo decisamente più limitato (nei soli due giorni tra il 19 e il 20 gennaio 2017) e in presenza di criticità più evidenti: erano infatti i giorni di forte riduzione delle importazioni da Francia e Svizzera a causa delle temperature rigide e della manutenzione agli impianti nucleari francesi.

COME FUNZIONA LA PROCEDURA DI APPROVVIGIONAMENTO

Il regolamento redatto da Terna ricalca quello utilizzato lo scorso anno, con modifiche che interessano solo la quantità di risorse da approvvigionare, passata da 2,000 a 3,000 MW, e, come già detto, il periodo in cui Terna può attivare questo servizio, che corrisponde a tutto il primo trimestre 2018.

Il servizio si suddivide in due parti:

- la prima è la qualificazione, facoltativa, da parte degli utenti del dispacciamento (UdD) in immissione titolari di Unità di Produzione Virtuali (UPV) ubicate nella zona di mercato Svizzera
- la seconda è l'attivazione, anch'essa facoltativa, da parte di Terna in caso di necessità. Nel caso di attivazione gli operatori abilitati devono offrire, per le ore comprese tra le 17.00 e le 21.00, i quantitativi richiesti a prezzo nullo sul mercato del giorno prima (MGP) e successivamente nominare in importazione dalla Svizzera all'Italia tale quantità.

Nel processo di qualificazione, l'operatore interessato fornisce a Terna fino a un massimo di cinque offerte, valide e irrevocabili dal primo giorno in cui l'UdD è qualificato fino al 31 marzo 2018, in cui indica quantità (in MW) e corrispettivo (in €/MWh) che gli sarà riconosciuto da Terna solo in caso di attivazione ed effettiva prestazione del servizio. In caso di attivazione l'operatore è obbligato a

- offrire a prezzo nullo su MGP il quantitativo indicato
- comprare capacità di importazione sull'asta giornaliera sulla frontiera Svizzera per il quantitativo indicato
- non nominare in esportazione dall'Italia alla Svizzera utilizzando le Unità di consumo virtuali (UCV) ubicate nella zona di mercato Svizzera.

In caso di necessità, Terna richiede l'attivazione del servizio seguendo il merito economico delle offerte presentate e comunica solo agli UdD selezionati la richiesta di prestazione di servizio con i conseguenti obblighi. In caso di attivazione e corretta fornitura del servizio, Terna paga all'UdD il corrispettivo richiesto e la massima differenza, se positiva, tra i prezzi europei e il prezzo della zona Nord. Inoltre Terna rimborsa all'operatore il valore della capacità di importazione, limitatamente al quantitativo oggetto del servizio. In caso di mancata prestazione del servizio, Terna non riconosce nessun corrispettivo e neppure il rimborso del valore della capacità prenotata.

TAG

dispatching, electricity, market analysis

QUALI CRITICITÀ PUÒ PRESENTARE?

Il possibile approvvigionamento per un periodo così prolungato di questo servizio da parte di Terna non sembra essere giustificato dalla situazione in cui si trova il sistema elettrico italiano quest'anno se confrontata con la situazione in cui fu attivato lo scorso anno. Inoltre quest'anno Terna ha provveduto ad approvvigionare ulteriori servizi utili alla gestione del sistema che l'anno scorso non erano presenti:

- progetti pilota per la partecipazione della domanda a MSD, su cui sono stati contrattualizzati a termine 169 MW totali nelle tre aste per il primo trimestre 2018
- nell'ambito del servizio di interrompibilità del carico, oltre ai 3,300 MW contrattualizzati a livello triennale, altri 700 MW sono stati assegnati per il periodo 8 gennaio - 31 dicembre 2018
- l'approvvigionamento a termine di riserva terziaria di sostituzione aperto alle unità di produzione già abilitate su MSD e appartenenti alle zone Nord e Centro Nord.

La principale criticità di questo strumento rimane comunque un livello di trasparenza molto basso, in quanto nessuna informazione è stata resa pubblica da Terna, sia per quanto riguarda i quantitativi contrattualizzati sia per i giorni in cui questo servizio è attivato; in aggiunta, nel caso di attivazione del servizio, questa informazione sarebbe comunicata solo agli operatori prescelti e quindi anche gli altri UdD abilitati, ma non scelti da Terna per lo specifico giorno non sarebbero a conoscenza dell'avvenuta attivazione.

Svolgendo questo approvvigionamento, Terna potrebbe togliere spazio su MGP alla produzione termoelettrica per averla a disposizione su MSD per i servizi a salire. Effettivamente, nel periodo in cui è stato lanciato lo scorso anno, l'approvvigionamento di servizi a salire su MSD aveva raggiunto livelli estremamente elevati, con acquisti da parte di Terna nella zona Nord superiori ai 200 GWh settimanali (record di 231 GWh proprio nella settimana 3), situazione a cui si sovrapponeva la scarsità di risorse idroelettriche. Nel 2018, finora, il livello massimo di acquisti di servizi a salire su MSD è stato invece inferiore ai 150 GWh settimanali (settimana 9) e di conseguenza è probabile che l'utilizzo di questo servizio da parte di Terna sia stato estremamente ridotto, se non nullo, anche se non si hanno informazioni certe al riguardo.

Un'ulteriore criticità è l'intervento diretto di Terna su MGP, con la decisione ex-ante di utilizzare risorse dall'estero piuttosto che le offerte degli operatori abilitati su MSD. L'effetto sul prezzo zonale è di difficile valutazione, soprattutto in assenza di informazioni sui giorni di attivazione e i quantitativi utilizzati. Anche analizzando i dati del 19 e 20 gennaio 2017, giorni in cui è altamente probabile che il servizio sia stato utilizzato, non si riescono a ottenere osservazioni rilevanti. Innanzitutto, sembra probabile che il servizio sia stato attivato solo per il 19 gennaio, l'unico giorno in cui si evidenzia una riduzione drastica delle offerte in acquisto (quindi in esportazione) della zona Svizzera nelle ore considerate: 28 MWh in media, contro i circa 900 MWh dei restanti giorni di gennaio (compreso il 20). D'altra parte, osservando le offerte lato vendita (quindi in importazione) con prezzo pari a 0 €/MWh, si può stimare che l'eventuale adesione al meccanismo potrebbe essere stata tra i 500 e i 600 MW.

Considerando un'adesione totale, con 3,000 MW abilitati per il 2018, data la profondità del periodo in cui il servizio poteva essere richiesto, l'impatto che questo servizio potrebbe avere sul prezzo della zona Nord è di una riduzione di circa 4 €/MWh, con punte che potrebbero superare i 10 €/MWh. La stima si basa sull'analisi delle offerte pubbliche e un ricalcolo del potenziale equilibrio di mercato alternativo per i giorni lavorativi delle settimane 2 e 3 di gennaio 2017 che, come già osservato precedentemente, hanno rappresentato un periodo di forte necessità di approvvigionamento di risorse da parte di Terna e quindi rappresentano una buona *proxy* per la tipologia di giorni in cui Terna avrebbe potuto attivare il servizio. Dalle offerte si è provato a quantificare la maggiore importazione dalla Svizzera, corrispondente ai volumi che in media non vengono accettati su MGP e che con il servizio passerebbero a 0 Euro/MWh, e la minore esportazione, corrispondente alla media dei volumi acquistati nella zona virtuale Svizzera e che non lo sarebbero per via dell'obbligo di non nominare in esportazione. Si stima quindi che il servizio descritto riduca la domanda contendibile della zona Nord di circa 600 MW, costituiti da 250 MW di maggior importazione dalla Svizzera e 350 MW di minor esportazione. La riduzione di domanda contendibile genererebbe quindi un nuovo equilibrio di mercato, determinato tramite la risoluzione del nuovo incrocio

domanda-offerta, che si potrebbe tradurre in una riduzione significativa del prezzo della zona Nord.

A livello di costo per il sistema, l'intervento di Terna avrebbe un impatto positivo perché la riduzione del costo MGP potrebbe più che compensare il possibile aumento del costo per l'approvvigionamento delle risorse per la riserva: seppure questo costo non sia noto, infatti, anche se si suppongono dei prezzi per l'approvvigionamento di riserva dall'estero simili a quelli registrati sul MSD a salire, il saldo per il sistema resta comunque positivo, visto il peso maggiore dei volumi MGP su cui si potrebbe produrre una riduzione di prezzo.

In ogni caso, rimane più di un dubbio sull'opportunità di Terna di intervenire direttamente su MGP, dove in situazioni "normali" avrebbe l'unico compito della definizione dei limiti di transito, e sulla trasparenza offerta sia, in generale, per le modalità con cui Terna valuta le condizioni di rischio del sistema e la conseguente attivazione di risorse sia, in particolare, per la procedura di attivazione e utilizzo delle risorse di riserva dall'estero.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

RINNOVABILI ELETTRICHE: NUOVI INCENTIVI E STRUMENTI PER FAVORIRE LA MARKET PARITY

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 372/2017/R/eel](#)
- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Decreto rinnovabili 23 Giugno 2016](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Verso un mercato elettrico integrato e sempre più flessibile](#) (Newsletter 215-216)
- [Al via gli aggregatori nel sistema italiano](#) (Newsletter 213)
- [MSD e sbilanciamenti: continua la riforma del mercato](#) (Newsletter 210)

Tariffe ridotte, contratti a due vie, ritorno del fotovoltaico: la bozza del nuovo decreto rinnovabili apre a una nuova stagione di incentivi, ma il vincolo (invariato) alla spesa complessiva, l'incertezza sulle tempistiche di approvazione, la possibile introduzione di limiti zonal ne minano le potenzialità. Costi in riduzione e vicini ai prezzi di mercato, PPA, apertura a MSD sono le opzioni sempre più concrete per una partecipazione più attiva al mercato e un superamento degli incentivi, almeno per le fonti più mature.

LA BOZZA DI DECRETO PER IL SUPERAMENTO DEGLI INCENTIVI

A circa quattro mesi dall'approvazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN) è iniziata a circolare la bozza del decreto che regolerà il sostegno alla produzione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per il periodo 2018-2020. Il testo emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) di concerto con il Ministero dell'Ambiente, deve essere ancora discusso dall'ARERA, dalla Conferenza Stato Regioni ed Unificata, e deve essere notificato alla Commissione Europea per accertare la compatibilità con la normativa sugli aiuti di Stato. L'obiettivo è favorire il raggiungimento dei *target* SEN, che prevedono un aumento di capacità rinnovabile del 110% al 2030 rispetto al 2015 (in termini di TWh, da 14.7 nel 2015 a 39.6 TWh nel 2030 per l'eolico e da 22.7 a 71.3 TWh per il fotovoltaico, **Figura 1**) e traghettare il sistema verso meccanismi più maturi e svincolati dal concetto di incentivo a favore di uno più generico di supporto e facilitazione.

LE FONTI AMMESSE: TORNA IL FOTOVOLTAICO

La prima novità rilevante del nuovo decreto, in attuazione del Dlgs 28/2011 che ha istituito il meccanismo delle aste in sostituzione di quello dei certificati verdi, riguarda l'ambito di applicazione. Rientrano in questo decreto, che ripropone i meccanismi per l'accesso agli incentivi già messi in atto ma con alcune rilevanti modifiche, le fonti definite "mature", ossia caratterizzate da costi fissi bassi e comunque suscettibili di riduzione nel medio periodo: oltre all'eolico *on shore*, idroelettrico, geotermico, gas di discarica e gas residuati rientra il fotovoltaico, che torna così a poter essere incentivato dopo il raggiungimento nel 2013 del tetto di spesa di 6.7 miliardi di euro stabilito per e che aveva decretato la fine nella stagione dei "conti energia".

È tuttavia previsto anche un secondo intervento, riservato a fonti caratterizzate da elementi innovativi e che hanno costi fissi ancora elevati e maggiori tempi di sviluppo previsti per mettere a punto la tecnologia, e in cui rientreranno eolico *off shore*, fonte oceanica, geotermia innovativa, biomasse, biogas e solare termodinamico.

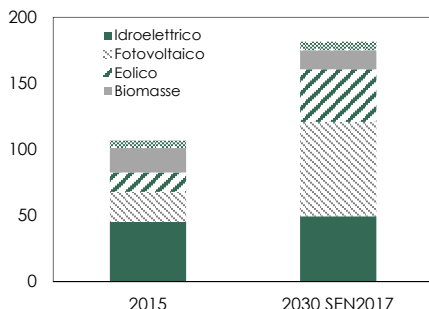
Come già in precedenza, gli impianti di potenza inferiore a 1 MW, siano essi di nuova costruzione, integralmente ricostruiti, o oggetto di potenziamento o rifacimento inferiore a 1 MW, accederanno ai meccanismi di incentivazione attraverso l'iscrizione in appositi registri. Gli impianti di potenza superiore a 1 MW accedono ai meccanismi di incentivazione a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, l'accesso agli incentivi è previsto solo per impianti di nuova costruzione, confermando il divieto di installazione su aree agricole; inoltre l'incentivazione non è prevista per gli impianti fotovoltaici con potenza inferiore ai 20 kW che possono accedere alle detrazioni fiscali.

Gli impianti eolici, idroelettrici e geotermici oggetto di rifacimento totale o parziale possono richiedere l'incentivo solo se in esercizio da un periodo pari ad almeno due terzi della vita utile convenzionale dell'impianto (stabilita mediamente uguale a 20 anni) e non beneficiano alla data di pubblicazione della procedura di altri incentivi statali.

Per l'erogazione degli incentivi (siano essi a registro o partecipanti ad aste al ribasso) sarà data priorità agli impianti eolici e solari realizzati su discariche esaurite, cave e miniere esaurite, aree di pertinenza di discariche o di siti contaminati e agli impianti geotermici con totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza.

FIGURA 1. SVILUPPO FER PREVISTO DALLA SEN [TWh]



Fonte: elaborazioni REF-E su dati SEN

TAG

renewable electricity source

6.3 GW INCENTIVABILI PER 7 ASTE

Il decreto prevede in totale sette bandi nei tre anni 2018-2020, uno ogni quattro mesi a partire dal 30 Novembre 2018. Tale data di avvio si scontra, tuttavia, con la necessità di ottenere il via libera dalla Commissione, con tempistiche difficilmente prevedibili. I sette bandi sono organizzati in tre gruppi secondo un principio di neutralità tecnologica parziale, con una potenza messa a disposizione diversa per gruppo e con differente meccanismo di incentivazione (**Tabella 1**). In particolare, per quanto riguarda gli impianti eolici *on shore* e fotovoltaici vi sono in totale, nei sette bandi a gara, 580 MW

per l'iscrizione ai registri e 4,800 MW per le aste al ribasso; per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, geotermici, a gas residuati dei processi di depurazione e impianti alimentati da gas di discarica, vi sono a gara 140 MW per l'iscrizione ai registri e 245 MW per le aste. Infine, per gli impianti eolici, idroelettrici e geotermici, oggetto di rifacimento totale o parziale, vi sono a gara 70 MW per l'iscrizione ai registri e 490 MW per le aste. Un totale di 6.3 GW incentivabili, che si confronta con gli 1.8 GW incentivati del primo decreto¹ e circa 1.2 GW del secondo².

Come già per le versioni precedenti del decreto, i MW incentivabili hanno comunque un tetto rispetto alla spesa complessiva, che non deve superare i 5.8 miliardi di euro, dove per spesa si intende il costo indicativo medio calcolato dal GSE, dato dalla previsione dell'andamento per i tre anni successivi del contatore GSE (MW già incentivati con prezzi come da scenario GSE). A fine 2017 il contatore del GSE indicava una spesa di 5.24 miliardi di euro, prevista in leggera discesa per via dell'uscita dall'incentivo degli impianti più vecchi che giungono a fine vita utile, di cui solo 466 milioni di euro spesi per i

meccanismi di asta/registro. Lo spazio effettivamente disponibile per i nuovi incentivi dovrebbe quindi essere in linea con quello finora disponibile per i primi due decreti, ma questo dipenderà anche dall'andamento dei prezzi di mercato: minori i prezzi, infatti, maggiore il livello degli incentivi. Sempre secondo le stime del GSE, la variabilità degli scenari implica una variabilità del budget a disposizione per circa 300 milioni di euro.

Ai costi registrati dall'indicatore, per il calcolo dei costi complessivi degli incentivi recuperati attraverso la componente A3 (**Figura 2**) vanno aggiunti i costi del fotovoltaico incentivato con i conti energia (6.4 miliardi di euro a fine 2017) e altre voci residue.

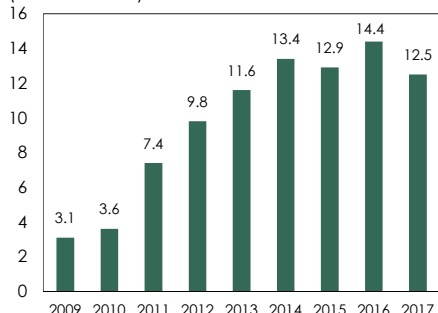
Un'ulteriore previsione che potrebbe limitare la capacità incentivabile viene dai vincoli di rete. Uno degli obiettivi del decreto è quello di garantire la sicurezza delle reti elettriche e di non aggravare il costo per il mantenimento in sicurezza del sistema. A tal fine, il GSE pubblicherà la massima capacità produttiva incentivabile (per le procedure ad asta) in ogni zona di rete identificata da Terna e dai gestori della rete di distribuzione. Tali zone sono identificate come quelle aree dove ricorrono, a causa della già elevata concentrazione di impianti rinnovabili non programmabili in esercizio, criticità nella gestione in sicurezza delle reti. Difficile dire a oggi la portata di questa previsione rispetto ai progetti in campo e attivabili dagli operatori, ma potrebbe in effetti rappresentare un vincolo in più.

TABELLA 1. POTENZA MESSA A DISPOSIZIONE IN OGNI BANDO

Data di apertura del bando	Meccanismo di incentivo	Impianti eolici e fotovoltaici (MW)	Impianti idroelettrici, geotermoelettrici, a gas residuati, da gas di discarica (MW)	Impianti eolici, idroelettrici o geotermoelettrici oggetto di (MW)
30 Novembre 2018	Registro	35	20	10
	Asta	500	35	70
30 Marzo 2019	Registro	35	20	10
	Asta	500	35	70
30 Luglio 2019	Registro	90	20	10
	Asta	700	35	70
30 Novembre 2019	Registro	90	20	10
	Asta	700	35	70
30 Marzo 2020	Registro	110	20	10
	Asta	700	35	70
30 Luglio 2020	Registro	110	20	10
	Asta	800	35	70
30 Novembre 2020	Registro	110	20	10
	Asta	800	35	70
TOTALE	Registro	580	140	70
	Asta	4 800	245	490

Fonte: decreto rinnovabili 2018

FIGURA 2. FABBISOGNO ANNUO COMPONENTE A3 (miliardi di euro)



Fonte: GSE

¹ Decreto 6 luglio 2012.² Decreto 23 giugno 2016.

CONTRATTI A DUE VIE CON TARIFFE RIDOTTE: CONVIENE IL MERCATO?

Per gli impianti di nuova costruzione, che entrano in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore dell'attuale decreto, la tariffa di riferimento risulta uguale a quella del precedente decreto rinnovabili (23 giugno 2016), mentre per gli altri impianti sono state definite nuove tariffe di riferimento mediamente inferiori a quelle del precedente decreto, scelta dettata dal fatto che i costi delle tecnologie oggi sono inferiori rispetto a due anni fa, anche alla luce dei risultati delle aste più recenti, chiuse con ribassi molto consistenti. Nello specifico, per gli impianti eolici con potenza inferiore a 1 MW si ha una riduzione superiore ai 50 €/MWh, mentre per quelli con potenza superiore a 1 MW superiore ai 40 €/MWh. Per gli impianti idrici la differenza è in tutti i casi superiore ai 20 €/MWh, mentre per gli impianti geotermici superiore ai 15 €/MWh. La differenza si riduce per gli impianti a gas di discarica (<14 €/MWh) e per quelli a gas residuati da processi di depurazione (<11 €/MWh). In **Tabella 2** sono messe a confronto le tariffe di riferimento del decreto 2016 e della bozza dell'attuale decreto.

La tariffa spettante viene invece calcolata a partire dalla tariffa di riferimento a cui si applica una riduzione percentuale pari all'offerta di ribasso formulata dal produttore alla richiesta dell'incentivo (per gli impianti maggiori, minimo 2% massimo 70%).

Ulteriori riduzioni sulla tariffa spettante sono previste in caso di ritardi o ottenimento di contributi in conto capitale.

Seguendo le anticipazioni già riportate dalla SEN, a ridurre la remunerazione attesa per gli operatori vi è anche la previsione, la seconda novità più rilevante del decreto, che gli incentivi saranno remunerati, a eccezione degli impianti che optano per la tariffa onnicomprensiva, con tariffe del tipo "due vie", ovvero:

1. viene riconosciuta al produttore la differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo elettrico zonale
2. il produttore è tenuto a restituire tale differenza quando negativa.

Le tariffe di questo tipo, diversamente da quanto avveniva col precedente decreto rinnovabili in cui il valore dell'incentivo era posto pari a zero nel caso di differenza negativa, risultano essere potenzialmente più contenute dal punto di vista dell'investitore che non gode della possibile marginalità aggiuntiva sui mercati dell'energia. In altre parole, se prima la tariffa ottenuta in asta/registro rappresentava un *floor* alla remunerazione, con possibile marginalità aggiuntiva se garantita dal mercato (ma con possibili variazioni per via degli sbilanciamenti), oggi la tariffa ottenuta in asta/registro rappresenta la marginalità effettiva (sempre al lordo degli sbilanciamenti). Di conseguenza si azzerava anche la differenza nella remunerazione attesa per impianti localizzati in zone diverse. Si annulla così anche il segnale dato dal prezzo zonale per la corretta localizzazione degli investimenti (e questo potrebbe spiegare anche il perché dell'introduzione dei limiti zionali alla potenza incentivabile). Il prezzo zonale rimane, comunque, l'alternativa all'incentivo per cui è sempre possibile che impianti localizzati in zone diverse presentino offerte differenti.

Dal punto di vista del sistema le nuove regole potrebbero dare luogo a un gettito in entrata nel caso in cui la tariffa spettante sia sempre inferiore al prezzo elettrico zonale. In questo caso il budget di spesa si ridurrebbe lasciando spazio alla possibilità di incentivare più MW, anche se per gli investitori la scelta dell'incentivo risulterebbe svantaggiosa rispetto a quella del mercato (anche se comunque meno rischiosa).

Questo evento non sembra poi così irrealistico: in Germania la terza asta dell'eolico *on shore* 2017 si è chiusa con offerte medie di 40 €/MWh. Considerando un *capacity factor* medio

TABELLA 2. CONFRONTO TRA LE TARIFFE DEL DECRETO 2016 E 2018

FONTE	DECRETO 2016		DECRETO 2018	
	POTENZA (kW)	TARIFFA (€/MWh)	POTENZA (kW)	TARIFFA (€/MWh)
EOLICA	1 < P ≤ 20	250	1 < P ≤ 100	140
	20 < P ≤ 60	190		
	60 < P ≤ 200	160		
	200 < P ≤ 1000	140	100 < P ≤ 1000	90
	1000 < P ≤ 5000	130		
	P > 5000	110	P > 1000	70
IDRAULICA (acqua fluente)	1 < P ≤ 250	210	1 < P ≤ 400	140
	250 < P ≤ 500	195		
	500 < P ≤ 1000	150	400 < P ≤ 1000	110
	1000 < P ≤ 5000	125		
	P > 5000	90	P > 1000	80
IDRAULICA (bacino o serbatoio)	1 < P ≤ 5000	101	1 < P ≤ 1000	90
	P > 5000	90	P > 1000	70
GEOTERMICA	1 < P ≤ 1000	134	1 < P ≤ 100	120
	1000 < P ≤ 5000	98	100 < P ≤ 1000	120
	P > 5000	84	P > 1000	80
GAS DI DISCARICA	1 < P ≤ 1000	99	1 < P ≤ 100	90
	1000 < P ≤ 5000	94	100 < P ≤ 1000	90
	P > 5000	-	P > 1000	80
GAS RESIDUATI da processi di depurazione	1 < P ≤ 1000	111	1 < P ≤ 100	110
	1000 < P ≤ 5000	88	100 < P ≤ 1000	100
	P > 5000	-	P > 1000	80
SOLARE FOTOVOLTAICO			1 < P ≤ 100	110
			100 < P ≤ 1000	90
			P > 1000	70

Fonte: decreto rinnovabili 2016 e 2018

dell'eolico in Germania del 26%³ contro un *capacity factor* medio dell'eolico in Italia del 29%, a parità di altre condizioni si potrebbe avere un'offerta d'asta in Italia della migliore tecnologia eolica attorno ai 37 €/MWh, potenzialmente inferiore al prezzo elettrico all'ingrosso (il valore PUN medio del 2017 è stato di poco inferiore ai 54 €/MWh).

Tuttavia, bisogna considerare i rischi specifici a cui il produttore rinnovabile deve far fronte sul mercato elettrico italiano. In particolare, la revisione della regolazione degli sbilanciamenti ha ridotto le possibilità di arbitraggio aumentando i connessi agli oneri di sbilanciamento trasferiti mediamente dai *trader* nei contratti di ritiro dell'energia.

Il decreto prevede, inoltre, che l'erogazione degli incentivi sia sospesa se si registrano prezzi zionali minori o uguali a zero per un periodo superiore a sei ore consecutive (i prezzi zionali negativi saranno introdotti nel regolamento del mercato elettrico italiano a breve). Tale disposizione rende meno probabile la formazione di un prezzo negativo sul mercato.

Infatti, se da un lato l'offerta a un prezzo negativo permetterebbe agli operatori di impianti rinnovabili di non perdere la priorità di dispacciamento, dall'altro attraverso le tariffe a due vie, la differenza tra la tariffa spettante e il prezzo elettrico zonale, sarebbe maggiore in caso di prezzi negativi, col rischio di un aumento dei costi del meccanismo.

Inoltre, l'introduzione dei prezzi negativi serve a dare la possibilità a impianti poco flessibili (in primis termoelettrici), in caso di eccesso di offerta di durata contenuta, di ottenere una remunerazione dei MWh negativa per alcune ore pur di non sospendere la produzione, evitando i costi di riaccensione. Se alle rinnovabili, impianti tecnicamente flessibili, fosse data la possibilità di offrire a un prezzo non positivo, si snaturerebbe il meccanismo. D'altra parte è anche possibile che, a fronte dell'azzeramento della remunerazione, alcune rinnovabili decidano di non produrre, contribuendo a ridurre la condizione di eccesso di offerta.

Nonostante i prezzi a zero siano stati molto rari negli ultimi anni e dunque i prezzi negativi almeno nel breve periodo saranno poco probabili, tale rischio di accadimento dovrà essere scontato nella tariffa offerta, in quanto potrebbe impattare negativamente sulla remunerazione attesa.

ANCHE I REGISTRI DIVENTANO ASTE

Nel meccanismo di incentivazione, attraverso l'iscrizione negli appositi registri viene introdotta, e questa è la terza novità rilevante del decreto, l'offerta al ribasso con *floor* a -30%. Le offerte saranno ordinate per maggiore riduzione di offerta, minore tariffa spettante e infine per anteriorità della domanda di partecipazione. Si passa quindi per gli impianti di dimensioni minori da un meccanismo di *first come first served* puro a un meccanismo misto.

Per gli impianti che entrano in esercizio in ritardo rispetto ai termini prestabili nel decreto, è prevista una decurtazione della tariffa spettante dello 0.5% per ogni mese di ritardo, nel limite massimo di 18 mesi per impianti geotermici e 6 mesi per le altre fonti. Oltrepasato il termine massimo, l'impianto decade dal diritto all'accesso ai benefici. Per il produttore è prevista, in caso voglia rinunciare all'incentivo prima del termine del periodo di diritto, una restituzione totale dell'incentivo fruito.

La partecipazione alla procedura d'asta è aperta anche ad impianti collocati in altri stati membri dell'Unione Europea o in Stati terzi confinanti con l'Italia che esportano fisicamente la loro produzione in Italia (Svizzera).

TARIFE OMNICOMPENSIVE: ANCORA RIDOTTA LA SOGLIA PER L'ACCESSO

Nell'attuale formulazione, il decreto riduce a 100 kW (da 1 MW) la soglia di opzione per la tariffa omnicompensiva. Con le nuove regole (contratti a due vie) la differenza tra le due soluzioni (mercato e ritiro da parte del GSE) è meno rilevante rispetto a prima: il passaggio attraverso il GSE non pregiudica la perdita di maggiori marginalità da parte del mercato. Rimane un diverso trattamento degli sbilanciamenti (ma andando sul mercato la soluzione dipende dai diversi *trader*) e naturalmente la possibilità di ricorrere al GSE senza dover cercare una controparte di mercato. Attualmente sono

³ Dati IRENA, Rapporto "Renewable Power Generation Costs in 2017".

circa 2,800 gli impianti in tariffa omnicomprensiva, la maggior parte alimentati a biogas, un numero sostanzialmente stabile negli ultimi anni, a riprova della maggiore attrattività del mercato anche per gli impianti minori.

RINNOVABILI IN MARKET PARITY: DAI CONTRATTI A LUNGO TERMINE ALL'APERTURA DEL MSD

UNA PIATTAFORMA PER NEGOZIARE CONTRATTI A LUNGO TERMINE

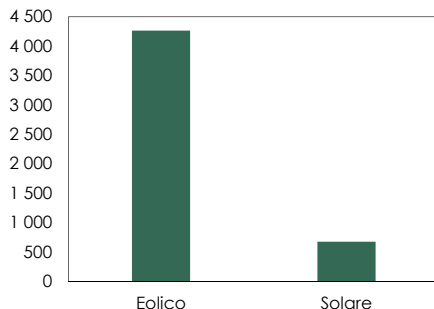
Nel decreto rinnovabili 2018, oltre a definire i meccanismi di incentivazione nel breve termine (ovvero per il periodo 2018-2020 oggetto del decreto), in linea con quanto illustrato nella SEN, viene data un'indicazione del meccanismo che dovrebbe aiutare il superamento degli incentivi, ossia quello dei contratti di lungo termine (*power purchase agreement - PPA*) iniziando anche a individuare le modalità per la loro facilitazione. I PPA sono ritenuti attualmente dagli operatori rinnovabili un meccanismo chiave per garantire una remunerazione idonea e non esposta al rischio legato alla volatilità del prezzo *spot*, e che permetterà di stipulare contratti con controparti private, costituite potenzialmente anche da aggregatori di piccoli consumatori. Riconsiderando l'esempio della terza asta dell'eolico 2017 in Germania, le offerte medie di 40 €/MWh sono state fatte da cooperative energetiche di comunità di consumatori. L'importanza dei PPA è stata espressa da più parti.

Nella SEN si afferma che i contratti a lungo termine, sebbene oggi ancora poco utilizzati, acquisteranno importanza crescente con il calo dei costi delle tecnologie e dovranno sostituire i contratti per differenza con la controparte pubblica a partire dal 2020. Difatti, sulla base di un contratto di tale tipologia, stipulato con una controparte affidabile, il progetto di investimento in un impianto rinnovabile diventerà bancabile e l'impianto potrà, quindi, essere più facilmente realizzato. Sempre nella SEN si sottolinea l'esigenza di prevedere interventi volti a chiarire il quadro regolatorio in materia e di predisporre linee guida e contratti standard per creare processi semplici che consentano di coinvolgere anche le imprese più piccole. Di PPA si discute anche nel *Winter Package* 2016 dell'Unione Europea, affermando esplicitamente che gli Stati membri dovranno eliminare gli ostacoli amministrativi agli accordi per l'acquisto di energia elettrica a lungo termine a livello delle imprese al fine di finanziare le energie rinnovabili e agevolarne l'utilizzo.

L'esigenza di prevedere contratti a lungo termine per le rinnovabili è stata espressa anche da diversi operatori di mercato, sottolineando la necessità di un sostegno pubblico, quantomeno in una prima fase. Unica linea di proposta avanzata è relativa al GME che, dopo la pubblicazione del decreto rinnovabili, dovrà avviare una consultazione pubblica per la predisposizione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di FER. A tale piattaforma potranno accedere le offerte di produttori da impianti a fonte rinnovabili di nuova costruzione, integralmente ricostruiti o oggetto di un intervento di potenziamento o rifacimento, entrati in esercizio successivamente al 1 Gennaio 2017 e che non beneficino di incentivi sull'energia prodotta. Inoltre, potranno formulare offerte solo i produttori dotati di tutti i titoli abilitativi alla costruzione e all'esercizio, dei titoli concessori e del preventivo di connessione alla rete elettrica accettata in via definitiva. Questo implica che un produttore potrà accedere alla piattaforma per la negoziazione a lungo termine solo se il suo investimento è stato deciso e avviato, un vantaggio per l'*off-taker* che oltre ad avere più sicurezze sull'investimento vedrà anche tempistiche ridotte, ma forse una limitazione per i proponenti, che spesso necessitano per PPA per l'accesso ai finanziamenti.

Particolarità espressa nel decreto è che i soggetti titolari degli impianti e gli acquirenti potranno partecipare alla piattaforma in forma singola o associata, permettendo così lo sviluppo di nuove figure di aggregatori e riducendo di conseguenza il rischio di mancata consegna. Infine, l'ARERA predisporrà uno o più schemi di contratti di lungo termine al fine di favorire la semplificazione amministrativa e rimuovere eventuali barriere regolatorie.

FIGURA 3. IMPIANTI EOLICI E SOLARI RILEVANTI (MW)



Fonte: database garanzia d'origine GSE

AL VIA IL PROGETTO PILOTA DI TERNA PER ABILITARE SU MSD LE UNITÀ RILEVANTI DA FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI

Nell'ambito dei progetti pilota per l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) relativi alla delibera 300/2017, Terna propone un progetto pilota per la partecipazione delle unità di produzione rilevanti non già oggetto di abilitazione obbligatoria al MSD.

In particolare, definisce le modalità di abilitazione per unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e unità di produzione rilevanti che attualmente non rispettino i requisiti tecnici minimi di abilitazione al MSD.

Questi ultimi sono impianti termoelettrici a oggi non abilitati in quanto non soddisfano tutte le caratteristiche tecniche richieste dal codice di rete per la fornitura dei servizi, come i tempi di risposta, la capacità di sostenere una regolazione per una certa durata di tempo o la capacità di far la regolazione in modo simmetrico in entrambi i versi, come ad esempio gli impianti CIP6, exCIP6 o cogenerativi che non sono in grado di erogare tutti i servizi.

Il database del GSE⁴ delle fonti rinnovabili esistenti riporta, al 2015, 138 impianti eolici rilevanti per un totale di 4234.8 MW e 31 impianti fotovoltaici rilevanti, per un totale di 672.6 MW (**Figura 3**). Potenzialmente potrebbero essere ammesse al MSD un elevato numero di unità, in particolare per l'eolico.

Un'unità di produzione rilevante (UPR), per poter partecipare a tale progetto pilota deve soddisfare diversi requisiti, tra cui attestarsi presso un unico e dedicato punto di connessione alla rete elettrica, non essere ricompresa nel contratto del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), essere dotata di appositi dispositivi di misura, non essere inclusa all'interno delle Unità Virtuali di Consumo (UVAC) definite con la delibera 372/2017/R/eel ed infine essere soggetta al regime di *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti.

Una UPR può abilitarsi alla fornitura delle risorse per il dispacciamento per uno o più dei seguenti servizi: risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, risorse per la terziaria di potenza, risorse per il bilanciamento.

Relativamente alla risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, per la modalità "a scendere" possono abilitarsi anche le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, mentre per la modalità "a salire" una UP alimentata da fonti rinnovabili non programmabili può abilitarsi solo se connessa elettricamente a sistemi di accumulo⁵.

Le UPR devono essere in grado di variare (in aumento o decremento) la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione, e limitatamente alle UP idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 2 ore.

Per potersi abilitare alla fornitura di risorse per la riserva rotante (sia in modalità "a salire" che in modalità "a scendere"), le UPR devono essere in grado di variare la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna e sostenere la modulazione di energia per almeno 120 minuti. Analogamente, per potersi abilitare alla fornitura di risorse per la riserva di sostituzione (sia in modalità "a salire" sia "a scendere"), le UPR devono essere in grado di variare la propria immissione di almeno 5 MW entro 120 minuti dalla richiesta di Terna e sostenere la modulazione di energia per almeno 8 ore.

L'accoppiamento a uno *storage* per garantire queste stringenti prestazioni, che sono molto simili a quelle che erogano attualmente i programmabili, potrebbe essere, con i costi attuali, molto oneroso e rimarrebbe dunque una barriera all'accesso su MSD a tali tecnologie.

Infine, per quanto riguarda le risorse per il bilanciamento (sia in modalità "a salire" sia "a scendere"), il requisito che le UPR devono soddisfare è quello di essere in grado di variare la propria immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna.

⁴ Garanzia di Origine, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/garanzia-dorigine>.

⁵ La connessione a sistemi di accumulo deve avvenire secondo le modalità di cui alla delibera 574/2014/R/eel

TABELLA 3. REQUISITI DI ABILITAZIONE AL MSD PER UNITA' DI PRODUZIONE RILEVANTI

	Servizio a Salire	Servizio a scendere
Risoluzione delle congestioni	FER connesse a sistemi di accumulo	Tutte le UP rilevanti
	Variare l'immissione di almeno 5 MW entro 15' per almeno 120'	
	Up idroelettriche: rapporto tra possibile energia erogata in una giornata e potenza massima ≥ 2 ore	
Riserva rotante	Variare l'immissione di almeno 5 MW entro 15' per almeno 120'	
Riserva di sostituzione	Variare l'immissione di almeno 5 MW entro 120' per almeno 8 ore	
Bilanciamento	Variare l'immissione di almeno 2 MW entro 15'	

Fonte: regolamento Terna

I requisiti minimi di abilitazione sono riportati in **Tabella 3**.

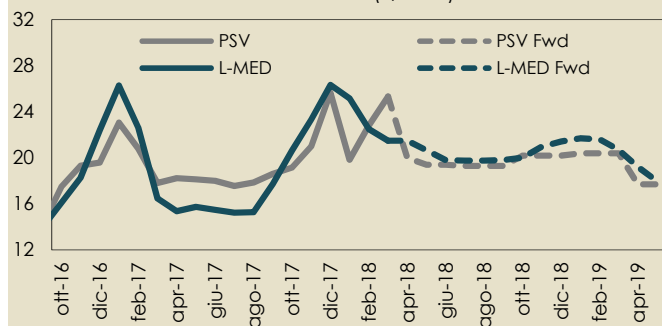
Le UPR abilitate al MSD avranno i medesimi obblighi previsti per le UP già abilitate, in particolare l'obbligo di presentare offerte predefinite prima dell'inizio dell'operatività che saranno utilizzate in assenza di offerte presentate quotidianamente durante la seduta di raccolta delle offerte MSD. Seppure i riferimenti non sono del tutto espliciti, è presumibile che tale obbligo di offerta sia valido solo in termini di prezzo, e che ci si rifaccia ai dati tecnici dei singoli impianti per la quantità da presentare nella singola offerta. Se così non fosse, infatti, l'obbligo minimo di offerta sulle quantità in tutte le ore escluderebbe automaticamente tutti gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile.

MERCATO GNL

MONITORAGGIO MERCATO GLOBALE

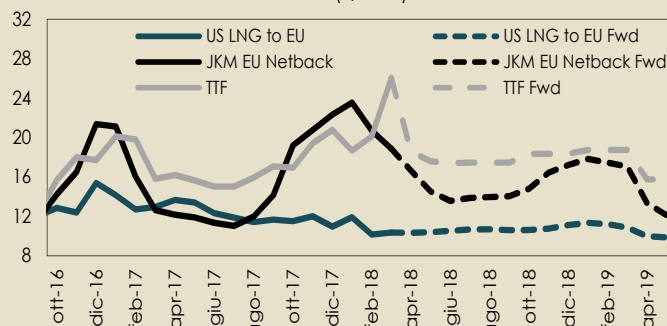
- I carichi di GNL, giunti in Europa durante il mese di febbraio, sono stati inferiori rispetto al mese precedente (-1 Gmc) nonostante alcune interruzioni dei flussi nel nord del continente e le temperature abbondantemente sotto la media che hanno caratterizzato gli ultimi giorni del mese e che hanno provocato un aumento di domanda di gas naturale considerevole, mettendo a dura prova la flessibilità dei sistemi nazionali. Una netta differenza si è però registrata tra il nord e il sud del continente: infatti, se a livello aggregato le importazioni sono diminuite di quasi il 18% rispetto a gennaio, e di oltre 14.5 punti percentuali rispetto a febbraio 2017 (fattore imputabile principalmente alla diminuzione della richiesta proveniente dalla Turchia), i paesi del nord Europa, in cui la richiesta di gas è stata di maggiore entità, hanno necessitato di oltre 1 Gmc di GNL rispetto agli 0.97 Gmc di gennaio e agli 0.45 Gmc del febbraio di un anno fa. In Italia, l'apporto del GNL è stato determinante per garantire il soddisfacimento della domanda nei giorni critici nella settimana a cavallo tra febbraio e marzo, con un immenso record di oltre 45 Mmc/g fatto registrare il 1 marzo.
- Nel mese di febbraio, la domanda di GNL in Estremo Oriente, nonostante un calo del 10% rispetto al mese precedente, ha fatto registrare un incremento di oltre il 15% rispetto al mese di febbraio del 2017. Nel sud-est asiatico, l'annuncio della chiusura forzata per otto settimane dell'impianto PNG LNG operato da ExxonMobil in Papua Nuova Guinea, in seguito al violento terremoto che ha colpito la zona il 25 febbraio, ha indotto i compratori a cui i carichi in uscita dall'impianto erano destinati a rivolgersi al mercato *spot* per compensare il deficit. La quasi totalità della capacità produttiva dell'impianto (circa 9.5 Gmc/a), infatti, è soggetta a contratti di lungo periodo, e suddivisa principalmente tra compratori cinesi e giapponesi. I prezzi asiatici a fine febbraio non sembrano comunque aver particolarmente risentito di questa interruzione non programmata, forti del generale rilassamento che ha pervaso la domanda di GNL nel mercato orientale.
- Le rigide temperature che hanno caratterizzato tutto l'inverno nel nord-est asiatico (tra i principali elementi dietro al massiccio aumento di domanda nella zona) sembrano aver lasciato definitivamente il passo alla più mite stagione primaverile: temperature più alte della media stagionale e il riavvio di alcuni impianti nucleari giapponesi e taiwanesi contribuiranno ad alleviare ulteriormente la pressione sul mercato del GNL locale, coi prezzi *spot* scesi ai loro minimi da fine settembre 2017 (a circa 22 €/MWh). Un possibile elemento di supporto alla domanda di GNL nei mesi primaverili potrebbe però essere dato dalla chiusura forzata, a partire da marzo e per un periodo di tre mesi, di tre grandi (ma poco efficienti) impianti a carbone in Corea del Sud, in seguito a un provvedimento governativo mirato a ridurre l'inquinamento, che andrà a influire sulle dinamiche del segmento *gas-to-power* sud-coreano.
- Il progressivo rilassamento dei prezzi sui mercati asiatici rispetto ai livelli che hanno caratterizzato la stagione invernale in via di chiusura, influenza al ribasso anche le quotazioni dell'indice L-MED, che in questo periodo, complice l'incremento dei prezzi registrato sui mercati europei a causa di condizioni climatiche avverse, si trova favorito nel confronto coi prezzi del gas al PSV (**Figura 1**). La situazione sembra destinata a riequilibrarsi nei prossimi mesi, anche se le curve *forward* prese a riferimento indicano una competizione molto più accesa tra le due fonti, rispetto alle scorse settimane.
- Confrontando invece l'andamento dei prezzi del GNL americano con approdo in Europa (calcolato sulla base dei soli costi variabili di liquefazione, trasporto e rigassificazione) coi prezzi al TTF e con il *netback* del gas *spot* asiatico (**Figura 2**), risalta lo *spike* sulle contrattazioni a pronti sull'*hub* olandese tra i mesi di febbraio e marzo, simbolo delle contingenze che hanno recentemente investito l'Europa. L'andamento delle curve rimane sostanzialmente congruente rispetto a valutazioni precedenti, con una situazione riequilibrata a partire da aprile. Il comportamento delle curve *forward* continua a evidenziare una maggiore attrattività dei prezzi al TTF rispetto a quelli asiatici.
- La maggiore attrattività, nei prossimi mesi, dei prezzi europei rispetto a quelli asiatici potrà indurre gli esportatori a preferire il Vecchio Continente come destinazione per i carichi su base *spot*. Nel caso la situazione dovesse verificarsi, alcuni di questi carichi destinati ai porti europei potrebbero provenire dal nuovo impianto statunitense di Cove Point, operato da Dominion Energy sulle coste del Maryland. L'impianto, per una questione prettamente logistica, sarebbe infatti il favorito per l'invio di GNL americano in Europa. Non a caso, il primo carico in uscita dall'impianto su base *spot* e inizialmente diretto in Asia è stato dirottato verso l'Inghilterra.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

VOLUMI DI GNL SCAMBIATI PER AREA GEOGRAFICA - FEBBRAIO 2018 (Mmc)

Destinazione	Provenienza											Totale
	Oceania	Africa del Nord	Africa dell'Ovest	Africa del Sud	Nord America	Centro America	Sud America	Europa	Medioriente	Sud e Sud Est Asiatico	Estremo Oriente	
Nord Europa	0	0	253	0	0	0	0	596	241	0	0	1 090
Sud Europa	0	1 117	853	0	195	166	157	265	966	0	0	3 719
Est Europa	0	0	0	0	0	0	0	9	124	0	0	132
Nord America	0	0	0	0	0	187	0	81	0	0	0	268
Centro America	0	0	0	0	501	281	0	0	0	0	0	782
Sud America	0	0	0	0	99	405	0	0	0	0	0	504
Medioriente	0	0	178	0	0	76	0	260	0	0	0	514
Sud e Sud Est Asiatico	405	0	347	267	191	89	0	371	1 937	645	0	4 253
Estremo Oriente	7 927	0	775	93	956	167	188	1 927	6 667	4 927	132	23 759
Oceania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa	0	0	0	0	184	0	0	0	91	0	0	276
Totale	8 332	1 117	2 407	359	2 126	1 372	345	3 508	10 025	5 573	132	

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPORTAZIONI

FIGURA 3. NORD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

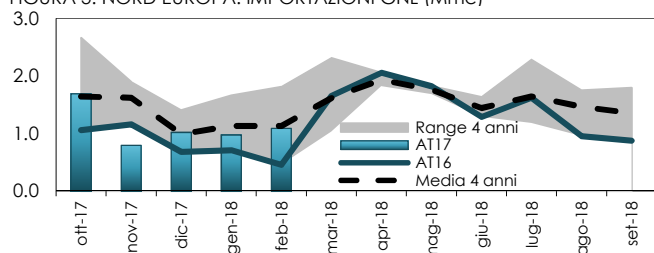


FIGURA 4. SUD EUROPA: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

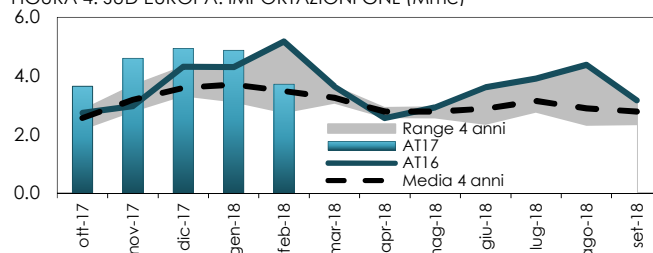


FIGURA 5. SUD E SUD EST ASIATICO: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)

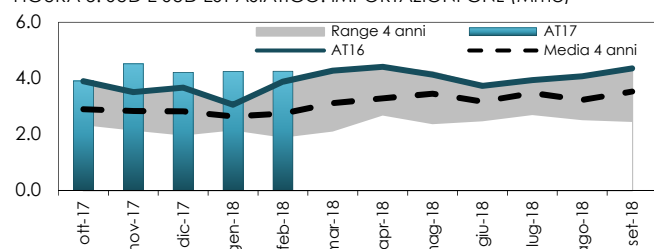
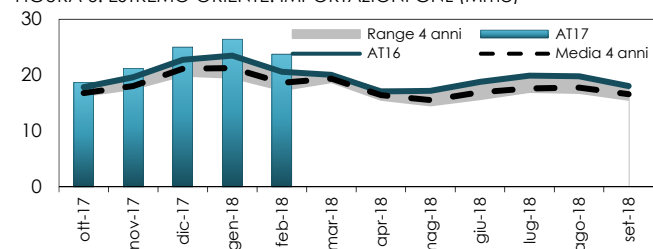


FIGURA 6. ESTREMO ORIENTE: IMPORTAZIONI GNL (Mmc)



ESPORTAZIONI

FIGURA 7. NORD AMERICA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

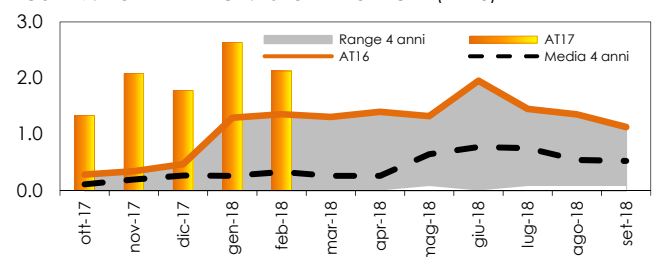


FIGURA 8. OCEANIA: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

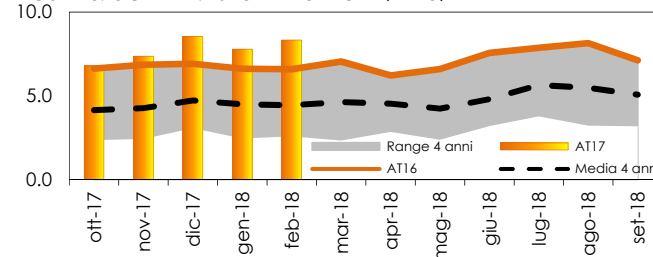


FIGURA 9. MEDIO ORIENTE: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)

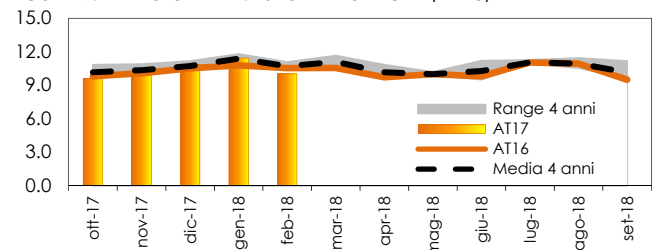
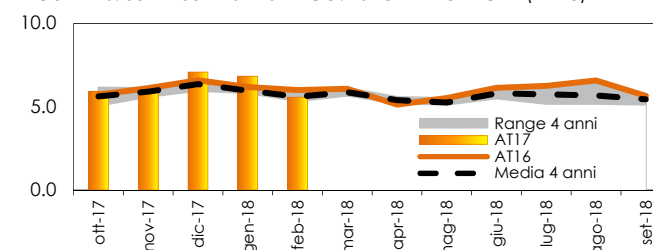


FIGURA 10. SUD E SUD EST ASIATICO: ESPORTAZIONI GNL (Mmc)



Fonte: elaborazioni REF-E

AREE GEOGRAFICHE

Nord Europa: Belgio, Finlandia, Francia-PegNord, Olanda, Norvegia, Svezia, UK / **Sud Europa:** Cipro, Francia-TRS, Portogallo, Spagna, Turchia, Italia / **Est Europa:** Lituania, Polonia, Russia

Nord America: Canada, Stati Uniti / **Centro America:** Repubblica Dominicana, Giamaica, Messico, Porto Rico, Trinidad e Tobago / **Sud America:** Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Perù

Medioriente: Israele, Giordania, Kuwait, Oman, Qatar, Emirati Arabi Uniti, Yemen / **Sud e Sud Est Asiatico:** Brunei, India, Indonesia, Malesia, Pakistan, Repubblica di Singapore, Thailandia

Estremo Oriente: Cina, Giappone, Sud Corea, Taiwan / **Oceania:** Australia, Papua Nuova Guinea / **Africa:** Africa del Nord, Africa dell'Ovest, Africa del Sud

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

REALIZZAZIONE DELLA MULTIUTILITY LOMBARDA A GUIDA A2A ATTESA ENTRO L'ESTATE

A2A ha reso noto che i comuni di Como, Monza, Sondrio e Varese, azionisti delle compagnie municipalizzate coinvolte, hanno formalmente aderito al progetto di *partnership* industriale e societaria tra le *multiutilities* Acsm-Agam, Aspem, Aevv, Lario Reti Holding (LRH) e A2A.

L'operazione si compone di tre elementi principali:

1. il processo d'incorporazione in ACSM-AGAM di A2A Idro4 Srl, Aspem, Aevv Energie, Acel Service e Lario Reti Gas Srl (LRG)
2. la scissione parziale di A2A Energia Srl in favore di ACSM-AGAM. Questa operazione riguarda principalmente i rapporti contrattuali nel settore energetico che fanno capo alla società nella provincia di Varese
3. secondo quanto stabilito nei patti parasindacali, A2A controllerà circa il 40% del capitale sociale rappresentato in Acsm-Agam, LRH (interamente partecipata dalle Province di Como e Lecco) sarà titolare del 23%, mentre i Comuni di Como e Monza saranno titolari di circa il 10% ciascuno, il Comune di Sondrio il 3% e il Comune di Varese poco più del 1%.
4. A2A nominerà 7 dei 13 amministratori di Acsm-Agam, tra cui l'amministratore delegato. LHR nominerà 2 amministratori, ciascuno degli altri enti coinvolti ne nominerà uno. Un amministratore sarà poi nominato congiuntamente da tutti gli enti, a eccezione di A2A.

Il progetto di aggregazione delle società è ora subordinato all'ottenimento dell'autorizzazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Per quanto riguarda la distribuzione del gas naturale, gli ATEM interessati dall'operazione saranno:

1. Varese 2 - Centro, dove 2iRG detiene una quota del 42% del mercato e Aspem (controllata di A2A) del 39%
2. Lecco 1 - Nord, dove LRG controlla circa il 90% del mercato e Egea S.p.A. e 2iRG quote marginali
3. Lecco 2 - Sud, dove 2iRG ha una quota di mercato superiore al 80%, mentre LRG controlla circa il 10%
4. Como 1 - Triangolo Lariano e Brianza Comasca, dove 2iRG ha una quota di mercato superiore al 80%, mentre LRG controlla circa il 10%
5. Como 2 - Triangolo Lariano e Brianza Comasca, dove 2iRG ha una quota di mercato del circa 70%, mentre Acsm-Agam controlla circa il 15%
6. Como 3 - Impianto di Cernobbio e Sondrio, dove 2iRG ha una quota di mercato superiore al 90%, mentre AEVV, controlla circa il 13% (Città di Sondrio)
7. Monza Brianza 1 - EST, dove Acsm-Agam controlla quasi il 50% del mercato, Italgas circa il 30% e 2iRG più del 10%.

Se, come sembra, il progetto andrà in porto, A2A riuscirà a mettere in rete tutte le province della Lombardia, a eccezione di Mantova, accedendo a 6 ATEM in cui non operava.

Alla luce delle posizioni assunte dall'Autorità Antitrust nelle proprie recenti decisioni in materia, sembra improbabile che l'Antitrust riscontri rilevanti rischi per la concorrenza nel settore della distribuzione del gas naturale. Infatti, tramite questa complessa operazione il gruppo A2A entrerà a operare in ATEM dove a oggi non è direttamente presente. In questi ATEM i nuovi soggetti che emergeranno dall'operazione avranno presumibilmente una maggior forza finanziaria, in grado di dare loro più possibilità di concorrere con i principali operatori, quali 2iRG e Italgas. La realizzazione della *multiutility* lombarda potrebbe, quindi, incrementare l'intensità della pressione competitiva e indurre i partecipanti alle gare d'asta per gli ATEM a offrire condizioni di maggior vantaggio per enti concessionari e clienti finali.

ITALGAS SI ESPANDE IN SARDEGNA

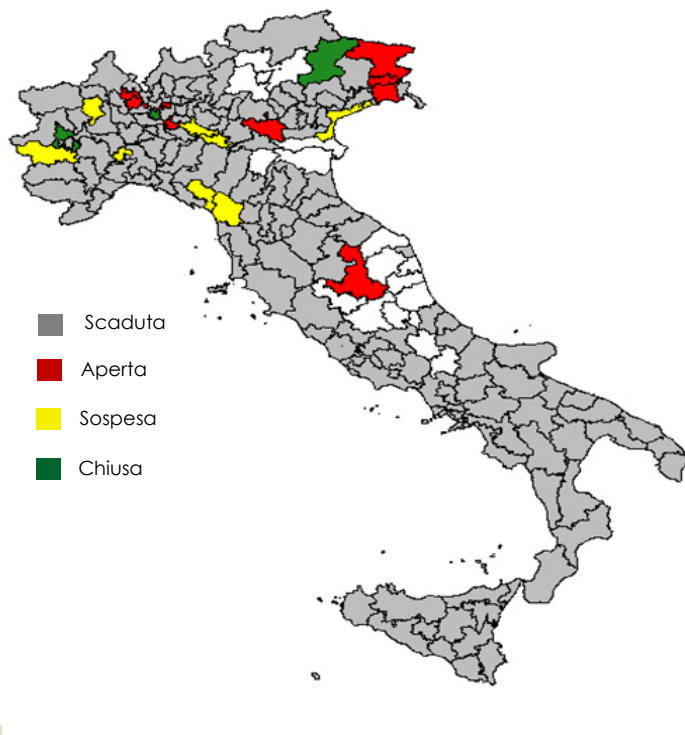
Alla fine di febbraio, Italgas ha annunciato di aver perfezionato l'acquisto del 100% della società Ichnusa Gas SpA per un Enterprise Value pari a 26 milioni.

Con questa acquisizione Italgas espande la propria attività in Sardegna. Acquisendo il controllo delle 12 concessioni di Ichnusa, di cui 10 riguardano reti in costruzione e 2 il servizio provvisorio dei clienti con GPL, Italgas si propone di avere un ruolo primario nel processo di metanizzazione dell'isola. Le reti in costruzione dovrebbero essere completate entro 3 anni circa e saranno messe a servizio di oltre 150,000 clienti potenziali.

BANDI DI GARA

- A fine 2017 il Comune di Venezia ha presentato ricorso contro l'annullamento del bando per l'ATEM **Venezia 1 - Laguna Veneta** che era stato disposto in primo grado dal Tar Veneto nel luglio 2017 in seguito a un ricorso presentato da Italgas ([Newsletter 212](#)). Con [Ordinanza n. 01655/2018](#) del 22 febbraio (resa pubblica il 15 marzo) il Consiglio di stato ha disposto per il prossimo 4 ottobre l'udienza per il prosieguo della trattazione. Nell'ATEM sono compresi 8 Comuni, per circa 211 mila PDR e una rete di 1,879 km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 pari a 242 milioni di euro. In questo ATEM Italgas è di gran lunga l'operatore più rilevante, in quanto controlla oltre il 97% dei PDR. Edison SpA e 2iRG hanno quote marginali.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM di **Varese 2 - Centro** è stato spostato al 30/11/2018. L'ATEM comprende 41 Comuni e ospita circa 112 mila PDR, una rete di circa 1,384 km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 di circa 56 milioni di euro. 2iRG è il gruppo che controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PDR nell'ATEM. A2A è il secondo operatore con una quota rilevante di circa il 39%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per l'ATEM di **Varese 3 - Sud** è stato prorogato di un anno, ovvero al 31/3/2019. L'ATEM comprende 44 Comuni e ospita circa 229 mila PDR, una rete di circa 2,567 km (dati MISE 2012) e una RAB totale stimata al 2017 di circa 125 milioni di euro. 2iRG è il gruppo che controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 36% dei PDR nell'ATEM. Seguono Agesp SpA con il 28.6% e Gruppo Energei con il 18%.
- Alla fine del mese scorso si è tenuta l'Assemblea dei Sindaci dei Comuni appartenenti all'ATEM **Foggia 1 - Nord** riguardo la procedura per la gara d'ATEM. Ci si attende la conclusione della fase istruttoria entro la prossima estate. L'ATEM contiene circa 950 km di rete, per più di 79 mila PDR e una RAB totale stimata pari a 61 milioni di euro. 2iRG è il maggior operatore con una quota del 33% dei PDR totali. CONSCOOP ha la seconda quota di mercato, pari al 31%. Gas Natural Fenosa (GNF), recentemente acquistata da 2iRG, aveva il controllo di più del 29% dei PDR. Secondo quanto si è impegnata a fare, al fine di soddisfare le richieste dell'Autorità Antitrust, 2iRG dovrà cedere il 100% dei PDR di GNF ([Newsletter 218](#)).

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ GARE CHIUSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015		16/01/2017	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015		28/06/2017	MEDIA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016		01/09/2017	BASSA	●	●	●	●	●

GARE APERTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	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	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017		BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2018		ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO		30/12/2015	31/05/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	880/2017/R/gas	04/11/2015		28/06/2018	MEDIA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2018		BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO		11/09/2015	30/11/2018		MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019		MEDIA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESSE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2018	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●

BANDI INVIATI ARERA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
VALLE D'AOSTA	in corso		NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas		NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 22/02/2018

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

Scadenza: termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione (EOI) in caso di procedura ristretta.

Iter procedurale: riporta se al momento esistono impedimenti al regolare rispetto delle tempistiche dettate dal bando.

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m.

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un grado di concorrenzialità da minimo (rosso) a massimo (verde). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

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

Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

Post Letta: rileva la presenza di *enclave* con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

DATI DI MERCATO

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

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	53 912	53 431	0.9%
Produzione netta	45 246	49 557	-8.7%
- Termoelettrico	33 194	37 939	-12.5%
- Rinnovabili**	12 052	11 618	6.0%
Saldo estero	8 976	4 455	101.5%

*Fino a Febbraio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

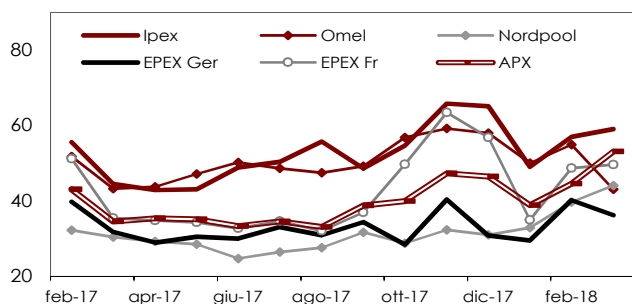
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2017	AT 2016	Var. %
Industriale	3.3	3.2	2.4%	7.1	7.0	1.5%
Termoelettrico	5.2	6.0	-11.9%	12.3	13.7	-10.4%
Distribuzione	13.4	13.2	2.2%	24.7	22.9	7.8%
Altro	0.5	0.5	4.2%	1.1	1.0	12.6%
Totale	22.5	22.9	-1.4%	45.2	44.6	1.3%

Valori cumulati al 18/03/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

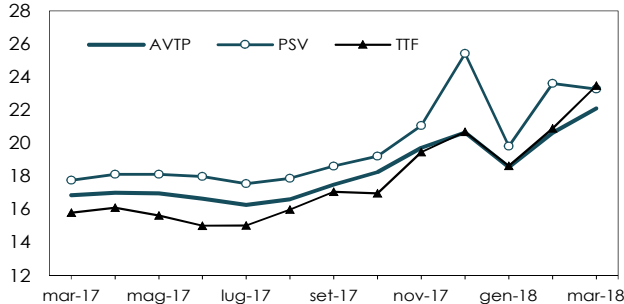
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 23/03/2018

Fonte: Borse Europee

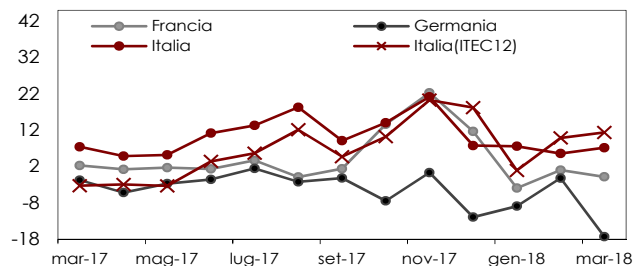
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 28/03/2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

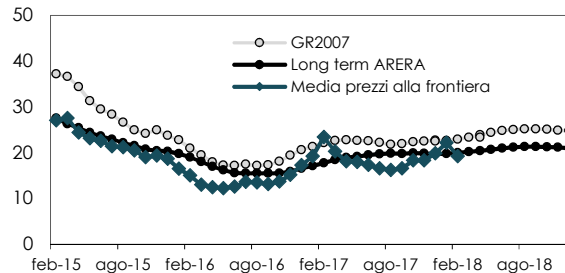
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/03/2018

Fonte: elaborazioni REF-E

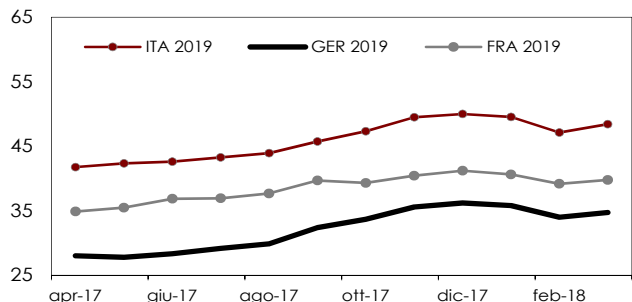
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term ARERA: PTOF 649/2016/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 23/03/2018

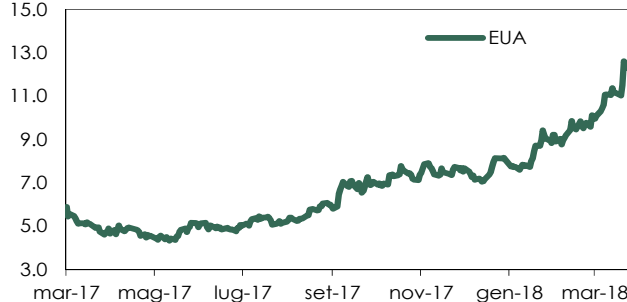
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/03/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



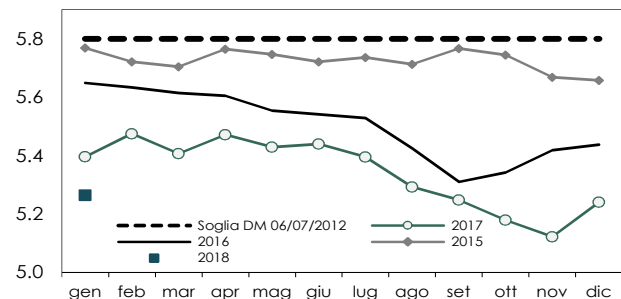
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 23/03/2018

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo indicativo medio (miliardi di euro)

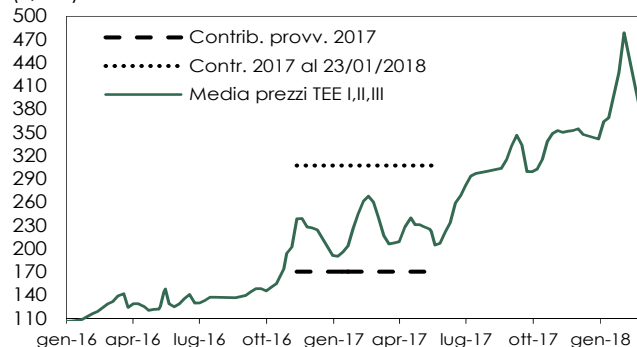


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

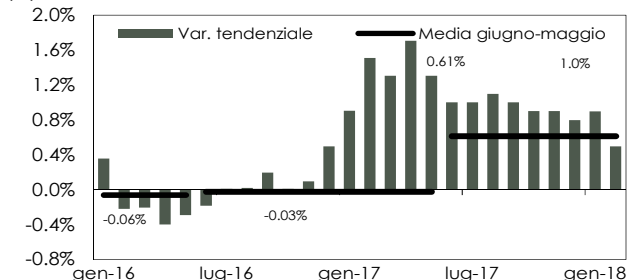
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

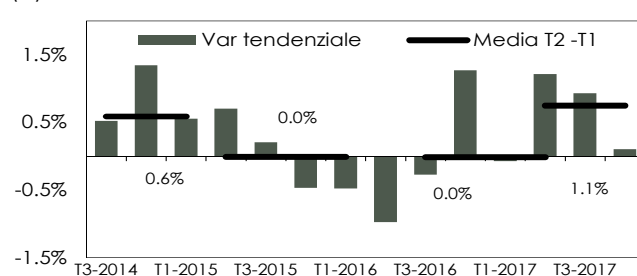


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato febbraio 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2017

Edizione dati Istat: marzo 2018

Fonte: Istat

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

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

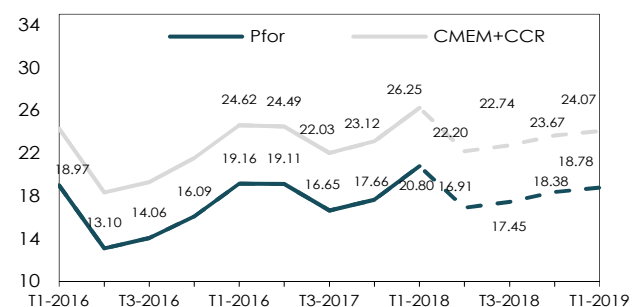
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI (€/cent/kWh)

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 28/3/2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

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

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

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

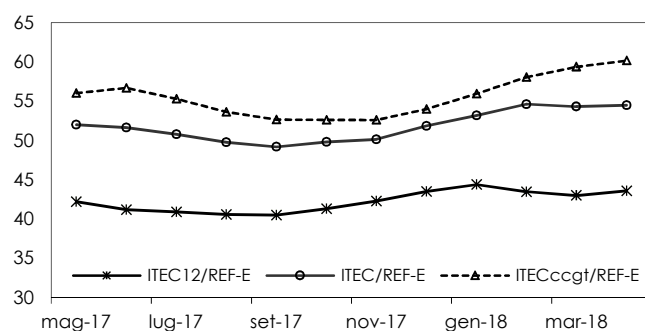
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di marzo è pari a 43.99 €/MWh, in calo dell'1.1% sul dato di febbraio (42.49 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di febbraio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 54.31 €/MWh, in calo dello 0.6% sul valore consuntivo di febbraio (pari a 54.63 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di marzo si attesta a 59.37 €/MWh, in rialzo del 2.3% rispetto al consuntivo del mese precedente (58.06 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto dell'aumento del tasso di cambio €//\$ registrato durante il mese di gennaio.

Il valore *forward* per il mese di aprile dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 marzo, è pari a 43.61 €/MWh, in calo dell'1.4% rispetto al consuntivo di marzo. I valori *forward* per il mese di aprile di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 22 marzo, sono pari a 54.51 €/MWh e 60.16 €/MWh, il primo in aumento dello 0.4%, mentre il secondo dell'1.3% rispetto al consuntivo di marzo.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
mag-17	42.21	52.02	56.05
giu-17	41.21	51.63	56.68
lug-17	40.90	50.80	55.29
ago-17	40.59	49.78	53.62
set-17	40.51	49.19	52.65
ott-17	41.33	49.81	52.63
nov-17	42.31	50.16	52.61
dic-17	43.53	51.84	53.99
gen-18	44.40	53.18	55.96
feb-18	43.49	54.63	58.06
mar-18	42.99	54.31	59.37
apr-18	43.61	54.51	60.16

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 22/03/2018. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2018.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

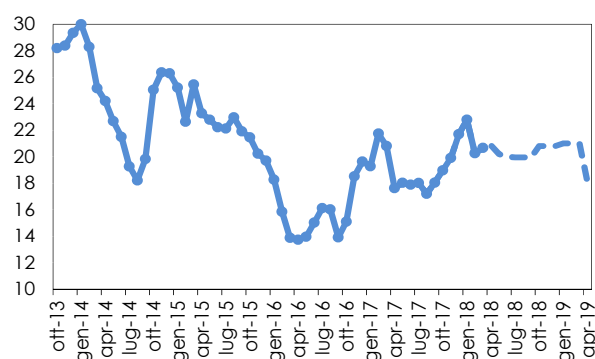
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per marzo 2018 è pari a 20.66 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 20.87 €/MWh e 20.18 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a marzo 2018 è aumentata del 2% rispetto a quella per le consegne di febbraio 2018, e in diminuzione rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (20.81 €/MWh). Il volume complessivo transato (13,617 MW) è aumentato dell'82% rispetto al marzo scorso, così come il numero di transazioni registrate (423 contro 342).

I primi scambi del prodotto con consegna ad aprile 2018, relativi a un campione di 90 operazioni e un volume totale scambiato di 2.753 MW, indicano un prezzo di 20.57 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore del prodotto con consegna a marzo. Al 22 marzo il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 20.57 €/MWh, in lievissima diminuzione (-0.4%) rispetto all'ultimo dato consuntivo.

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