



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag SpA, Anigas, Axpo Italia SpA, Banca IMI SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel Italia SpA, EP Produzione SpA, Erg SpA, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

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

GAS NATURALE

- Rigassificazione in Italia: limiti e opportunità dell'attuale proposta regolatoria

Il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione basato su regole di accesso prioritario e pro-quota non è più adeguato all'attuale contesto di mercato, da qui la proposta dell'Autorità di introdurre procedure concorsuali per l'allocazione della capacità stessa. Il prospetto di un meccanismo ad asta è, in linea di principio, un notevole passo in avanti: se opportunamente disegnato, esso consentirebbe, a operatori e consumatori, di cogliere le nuove opportunità derivanti dall'evoluzione del mercato italiano e globale del gas. Tuttavia l'auktion design proposto mostra, al momento, alcuni punti che potrebbero limitarne il market appeal e il risultato delle aste stesse.

pag. 3

- Regolazione tariffaria distribuzione gas: 2016 chiuso tra conferme e novità

Il 2016 ha portato con sé importanti novità per la regolazione tariffaria della distribuzione. La revisione infra-periodo si è chiusa con la conferma degli attuali livelli di x-factor da applicare agli OPEX di distribuzione, mentre le principali decisioni relative ai parametri sulla misura, sono state rimandate in attesa degli esiti di opportuni approfondimenti. Confermato anche il passaggio a un metodo di valutazione dei nuovi investimenti per la distribuzione basato su costi standard, da applicarsi a partire dall'anno tariffario 2019. Le suddette revisioni inizieranno a produrre il grosso dei loro effetti a ridosso della fine dell'attuale periodo regolatorio, lasciando gli operatori in un clima di incertezza, già alimentata dalla storia infinita delle gare gas.

pag. 10

- Gli incentivi al biometano prendono la strada del trasporto

Il fallimento della normativa per l'incentivazione dell'immissione in rete del biometano ha spinto a una revisione profonda dei meccanismi previsti. La bozza di decreto ministeriale sull'incentivazione del biometano ridisegna i meccanismi di sostegno finanziario di due delle tre modalità di impiego, ossia l'immissione in rete con destinazione nel settore del trasporto e quella senza specifica destinazione, indirizzando i produttori quasi inevitabilmente verso la prima, opzione che favorisce il perseguimento degli obiettivi al 2020 di consumo di energia rinnovabile nel trasporto, unico settore rispetto a cui i dati mostrano un sensibile ritardo a livello nazionale.

pag. 14

ENERGIA E TRASPORTI

- Combustibili alternativi: nuovi spazi di mercato per elettricità e gas naturale

L'attuazione della direttiva sui combustibili alternativi potrebbe avere un rilevante impatto nel settore dei trasporti, con importanti benefici ambientali e l'apertura di nuovi spazi di mercato per il gas naturale e l'elettricità. Per conseguire gli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale è necessaria una valutazione globale degli impatti sul settore dei trasporti come base di una efficace governance istituzionale dell'intervento pubblico che coinvolge molti attori, sia a livello nazionale che locale.

pag. 19

MERCATO ELETTRICO

- Riforma del mercato elettrico: due possibili innovazioni rivoluzionarie

Gli orientamenti espressi dall'Autorità nell'ambito della riforma di MI (negoiazione continua, gate closure a ridosso del tempo reale e offerte di portafoglio), così come quelli riguardanti il dispacciamento (abilitazione volontaria su MSD e revisione della definizione del segno e del prezzo di sbilanciamento) incrementano la complessità del disegno di mercato e sembrano scarsamente coordinati perché ci si vuole avvicinare al framework europeo mantenendo alcune peculiarità italiane, tra cui il central dispatching.

pag. 27

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

pag. 33

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 35

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 36

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

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

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS

Prossime pubblicazioni

- Rapporto annuale 2016, Rapporto REF-E, in fase di pubblicazione
- Working paper "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" - n. 15, in fase di pubblicazione

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto, Dicembre 2016
- [Working paper](#) "Sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo: tentativo di "reductio ad unum" di un quadro regolatorio complesso - n. 14/Novembre 2016

GAS NATURALE

RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA: LIMITI E OPPORTUNITÀ DELL'ATTUALE PROPOSTA REGOLATORIA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 714/2016/R/gas](#)
- [Delibera 118/2015/R/gas](#)
- [Delibera 438/2013/R/gas](#)
- [Delibera 167/2005](#)

Il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione basato su regole di accesso prioritario e pro-quota non è più adeguato all'attuale contesto di mercato, da qui la proposta dell'Autorità di introdurre procedure concorsuali per l'allocatione della capacità stessa. Il prospetto di un meccanismo ad asta per la prenotazione della capacità regolata non conferita e della capacità residua non esente dall'accesso di terzi, è, in linea di principio, un notevole passo in avanti: se opportunamente disegnato, esso consentirebbe, a operatori e consumatori, di cogliere le nuove opportunità derivanti dall'evoluzione del mercato italiano e globale del gas. Tuttavia l'auction design proposto mostra, al momento, alcuni punti che ne potrebbero limitare il market appeal e il risultato delle aste stesse.

EVOLUZIONE DEL CONTESTO E NUOVE REGOLE

Le regole di accesso del servizio di rigassificazione sono state istituite più di dieci anni fa (delibera 167/2005) in un contesto di mercato molto diverso dall'attuale, un contesto che era allora caratterizzato da scarsa capacità di rigassificazione disponibile e assenza di strumenti per contrastare un eventuale rischio di accaparramento della stessa.

Nel corso degli anni la situazione infrastrutturale e le condizioni di mercato sono però notevolmente cambiate: l'offerta di capacità di rigassificazione è stata significativamente ampliata grazie all'entrata in operatività dei terminali di Rovigo e di Livorno; vi è abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita; si è venuta a creare una situazione di scarsa competitività della fornitura di GNL in Europa rispetto all'area asiatica.

Per adeguare la regolazione al mutato contesto, sono state prima introdotte misure per rimuovere i limiti al rilascio delle capacità conferite e per promuovere un mercato secondario delle stesse (delibera 118/2015), poi lo scorso anno sono state definite nuove modalità di allocatione per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, per il quale è stata prevista un'allocatione tramite asta (*Newsletter 197*). Con il DCO 714/2016 pubblicato a inizio dicembre è stato fatto un ulteriore passo in avanti per garantire maggior flessibilità nell'utilizzo della capacità conferita. Il processo di consultazione ha infatti a oggetto la sostituzione delle attuali procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione soggette a regolazione¹, basate su regole di accesso prioritario e pro-quota, con l'introduzione di procedure d'asta.

PROPOSTA DELL'AUCTION DESIGN

TEMPISTICA DI SVOLGIMENTO DELLE ASTE E DURATA DEI CONFERIMENTI

Per quanto riguarda le tempistiche di allocatione l'Autorità è orientata a mantenere l'attuale distinzione tra capacità *short term*, per la quale si continuerebbe a demandare la disciplina ai codici di rigassificazione in un'ottica di maggiore flessibilità, e capacità *long term*, per la quale invece vengono prospettate delle modifiche.

A oggi la capacità *long term* è così regolata:

- per i conferimenti annuali le richieste devono essere presentate entro il 1 luglio, le procedure di assegnazione si concludono entro il 1 agosto e l'effetto delle stesse si produce a partire dal 1 ottobre del medesimo anno
- per i conferimenti pluriennali (fino a 5 anni termici) le richieste devono essere presentate entro il 1 luglio, le procedure di assegnazione si concludono entro il 1 agosto e l'effetto delle stesse si produce a partire dal 1 ottobre del secondo anno successivo a quello del conferimento.

¹ Le proposte contenute nel DCO 714/2016 hanno a oggetto la capacità dei terminali regolati e la capacità residua *short term* dei terminali esenti. La capacità residua *long term* dei terminali esenti continuerebbe a rimanere regolata secondo le previsioni contenute nella Legge 239/2004 e del decreto del 28 aprile 2006.

ARTICOLI CORRELATI

- [Il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio all'asta \(Newsletter 197\)](#)
- [Quarto periodo regolatorio all'insegna della continuità, aspettando la distribuzione \(Newsletter 171-172\)](#)

TAG

auction design, natural gas

In un'ottica di stabilità e sicurezza del sistema gas, l'Autorità ipotizza di estendere la durata dei conferimenti pluriennali dai 5 anni termici previsti attualmente fino ai 15 anni successivi al conferimento, in analogia con la durata prevista per l'accesso presso i punti di interconnessione della rete di trasporto. Sempre in coerenza con la regolazione del servizio di trasporto alle interconnessioni con l'estero, viene proposta una modifica delle tempistiche di svolgimento delle procedure di conferimento: il conferimento della capacità *long term* dovrebbe svolgersi entro il 1 marzo con decorrenza dal 1 ottobre del medesimo anno. Infine per evitare inefficienze nell'allocazione, viene anche valutata la possibilità di una gestione coordinata fra i diversi terminali delle procedure di conferimento in modo che i partecipanti possano esprimere offerte fra loro alternative per l'allocazione della capacità nell'uno e nell'altro terminale e non corrano così il rischio di vedersi allocata più capacità di quella necessaria.

MODALITÀ D'ASTA

La tipologia d'asta dovrebbe differire a seconda del tipo di capacità da conferire. Per la capacità *long term*, cioè quella utilizzabile in più scariche, viene proposto un meccanismo di asta aperta ascendente con valorizzazione a costo marginale, sul modello delle aste adottate per l'allocazione della capacità di trasporto presso le interconnessioni con l'estero². Questo meccanismo consente ai partecipanti all'asta di presentare un volume di offerte in una scala di prezzi crescenti annunciati in procedure di aggiudicazione consecutive: l'offerta riguarda la quantità di capacità richiesta al prezzo unitario (espresso in €/mc di GNL) indicato dall'impresa di rigassificazione nei vari *round* d'asta. L'asta si chiuderebbe laddove per un determinato prezzo tutte le offerte fossero accettate integralmente. Questo sistema di aggiudicazione risulta preferibile per la capacità *long term* in quanto fa in modo che le richieste siano accettate solo se integralmente soddisfatte e di conseguenza la capacità allocata agli utenti risulterebbe coerente con le loro esigenze.

Per i conferimenti associati a una singola scarica (capacità *short term*) viene invece proposto un meccanismo di tipo *pay-as-bid* in base al quale la selezione delle offerte avviene sulla base del corrispettivo (espresso in euro) che l'utente si impegna a pagare per una certa capacità definita ex-ante e offerta dall'impresa di rigassificazione.

FATTORE DI COPERTURA DEI RICAVI

Qualunque sia la tipologia d'asta applicata, i corrispettivi in esito all'asta stessa verrebbero applicati in luogo degli attuali corrispettivi tariffari, con i primi potenzialmente inferiori rispetto ai secondi. Di conseguenza l'Autorità ravvisa la necessità di apportare una modifica alla disciplina del fattore di copertura dei ricavi che sarebbe da calcolare non più sulla base dei corrispettivi tariffari ma sulla base degli esiti delle aste. Infatti se tale modifica non fosse apportata e la capacità di rigassificazione fosse allocata ad un prezzo inferiore alla tariffa, a parità di capacità allocata, ciò implicherebbe una riduzione del ricavo coperto dal fattore di copertura.

PREZZO DI RISERVA

Per il calcolo del prezzo di riserva, l'Autorità distingue diversi criteri di determinazione del prezzo di riserva a seconda che si tratti di capacità *spot* o capacità di tipo continuativo (*long term*). Soffermandoci sui criteri di definizione del prezzo della capacità *long term* (oggetto anche di maggiori modifiche e di maggior interesse), l'Autorità differenzia opportunamente tra: aste di capacità per AT in cui il fattore di copertura, FCtl, è zero, e aste di capacità per AT in cui il fattore di copertura è positivo.

Nel primo caso, trattandosi di conferimento di capacità non coperta da oneri di sistema, l'Autorità propone che sia offerta a prezzi di riserva fissati dall'impresa di rigassificazione stessa purché rientranti nei limiti massimi della tariffa. Nel secondo caso, più interessante dal punto di vista della riduzione degli oneri sostenuti dal sistema gas, l'Autorità suggerisce criteri di determinazione del prezzo di riserva differenti per durata del conferimento e guidati, laddove possibile, da condizioni di mercato attese per il prezzo di approvvigionamento GNL e del prezzo del gas al PSV.

Più nel dettaglio, il prezzo di riserva potrebbe essere definito in base al differenziale fra il prezzo di approvvigionamento del GNL consegnato in Italia e quello del gas al PSV

² L'articolo 17 del Regolamento UE 984/2013 dettaglia il funzionamento dell'algoritmo d'asta aperta ascendente.

atteso per il periodo di consegna, al netto di costi variabili e fissi di rigassificazione e logistica.

Tuttavia comparirebbe, secondo l'Autorità, l'incertezza sull'affidabilità e sulla liquidità di prodotti *forward* gas su scadenze lontane e sull'indisponibilità di un prezzo di riferimento GNL al di là di orizzonti *short term* (due mesi in avanti). Stante tali elementi di incertezza, l'Autorità propone di differenziare i criteri di determinazione del prezzo di riserva in funzione dell'orizzonte di conferimento e della disponibilità di quotazioni di riferimento, proponendo i prezzi di riserva sulla base di:

- corrispettivi tariffari, per i conferimenti di durata annuale o pluriennale
- valore che riflette le condizioni di mercato attese³, per i conferimenti infra-annuali
- valore uguale a zero, per i conferimenti *spot*. In un'ottica di riduzione del fattore di copertura dei ricavi, è ritenuto conveniente offrire tale capacità a qualsiasi prezzo, superiore a zero, in considerazione del fatto che se non allocata essa risulterebbe comunque *sunk*.

Per i conferimenti *long term* annuali e pluriennali l'Autorità valuta la possibilità di definire anche un prezzo di riserva pari al costo medio pluriennale della capacità di rigassificazione, inteso come costo unitario che applicato alla capacità di rigassificazione del singolo terminale per la vita utile residua generi un flusso di cassa pari ai ricavi attualizzati ammissibili secondo quanto definito dagli attuali provvedimenti tariffari. Ciò vorrebbe dire avere costi pluriennali estremamente diversificati per terminale e funzione della vita utile residua.

PROVENTI D'ASTA

Ultimo aspetto sollevato dall'Autorità riguarda la gestione dei proventi d'asta. Le valutazioni in merito differiscono a seconda del valore del fattore di copertura calcolato, al momento dell'asta, sulla base dei ricavi derivanti dalla capacità già allocata per quell'anno.

- Se il fattore di copertura fosse positivo, eventuali proventi d'asta andrebbero a ridurre il valore del fattore stesso con conseguente alleggerimento dell'onere a carico del sistema.
- Se il fattore di copertura fosse nullo, eventuali proventi d'asta costituirebbero ricavi ulteriori rispetto a quelli garantiti dal fattore di copertura.

Nel caso tali proventi dovessero eccedere i ricavi riconosciuti alle imprese di rigassificazione, l'Autorità ritiene che dovrebbero essere restituiti al sistema, ma le modalità di tale restituzione rimangono un punto ancora da chiarire per il quale si rimanda a successivi provvedimenti.

RISCHI E OPPORTUNITÀ DELLA PROPOSTA

Il prospetto di un meccanismo ad asta per la prenotazione della capacità regolata non conferita e della capacità residua non esente dall'accesso di terzi, è, in linea di principio, un notevole passo in avanti: se opportunamente disegnato, esso consentirebbe, ad operatori e consumatori, di cogliere le nuove opportunità derivanti dall'evoluzione del mercato italiano e globale del gas, attraverso maggiore facilità di accesso a capacità di rigassificazione, fino a oggi non sufficientemente utilizzata, che incentiverebbe maggiore concorrenzialità tra gli operatori e maggiore competitività del mercato italiano, nonché stimolerebbe la diversificazione di approvvigionamento e ridurrebbe gli oneri impropri sul sistema Italia.

L'utilizzo di aste aperte a prezzo marginale consentirebbe di far emergere il valore di mercato della capacità oggetto d'asta, rilevando la reale disponibilità a pagare di ciascun *bidder*, valore più difficilmente estraibile con un meccanismo *pay as bid* (che spingerebbe tendenzialmente i *bidder* a una guerra al ribasso). Tuttavia l'introduzione di un prezzo di riserva, non opportunamente congegnato, potrebbe distorcere gli esiti delle stesse aste.

La proposta di utilizzare diversi criteri per la definizione di prezzi di riserva tra aste di capacità annuali/pluriennali (anche per consegne inferiori ai successivi 5 anni dal conferimento) e aste di capacità infrannuali lascia al momento qualche perplessità.

³ Deducibile come capacità bimestrali, stando alla disponibilità di quotazioni GNL espresse dall'Autorità nel documento.

Attenendoci alla proposta dell'Autorità sui criteri di determinazione del prezzo di riserva, la nostra attenzione si riversa innanzitutto sui prodotti annuali e pluriennali. Per queste durate, il criterio di determinazione del prezzo di riserva proposto sarebbe fortemente relazionato ai corrispettivi tariffari, non essendo possibile, secondo il Regolatore, valorizzare un prezzo del GNL e del gas all'ingrosso gas per tali scadenze. Tale giustificazione è condivisibile solo per capacità di lunghissimo periodo ma non per scadenze più vicine, ad esempio annuali: per questo periodo di consegne sono disponibili quotazioni *forward* del gas (PSV o in alternativa TTF) sufficientemente liquide, inoltre è possibile valorizzare il costo del GNL in Italia guardando a contratti di medio-lungo termine (nuovi o esistenti, che seppur non siano pubblici potrebbero essere consultati) e/o indicatori del prezzo del GNL nel Mediterraneo esistenti (L-MED⁴ ad esempio) che rispecchiano prezzi di importazione GNL in relazione anche a dinamiche di mercato globale (di competizione tra mercato europeo e asiatico, ad esempio).

Per le capacità *long term*, la definizione di un prezzo di riserva strettamente connesso ai corrispettivi tariffari anche per periodi annuali o pluriennali, in orizzonti non di lunghissimo termine (al di sotto dei successivi 4-5 anni, orizzonte gestibile opportunamente con opportune strategie di *hedging* e di *sourcing* attraverso contratti GNL di medio termine), potrebbe essere non soddisfacente. La definizione di un prezzo di riserva troppo vicino agli attuali corrispettivi tariffari, o comunque tale da non garantire la competitività dell'import di GNL rispetto alle usuali importazioni via *pipe*, potrebbe causare un insuccesso delle aste, generando scarso *market appeal* in capacità di rigassificazione in Italia, anche in relazione al costo di capacità degli altri terminali nord-europei (tipicamente caratterizzati da costi di rigassificazione intorno a 1-1.5 €/MWh), cozzando così con gli obiettivi primari di questo cambio regolatorio (aumento dell'utilizzo della capacità di rigassificazione al fine di diversificazione di approvvigionamento e riduzione degli oneri del sistema). Il costo di capacità non sarebbe così esplicativo dell'attuale valore di mercato dell'*asset*, anche laddove possibile.

Ritenendo opportuno che il mercato stesso attribuisca il valore di tale *asset*, il Regolatore, nell'obiettivo di garantire la diversificazione e la concorrenzialità del mercato, nonché la riduzione degli oneri del sistema, dovrebbe proporre un prezzo di riserva, maggiore di zero, tale da consentire un *target* di riduzione degli oneri di sistema e che allo stesso tempo garantisca il successo delle aste, verificando la congruità con la stima del valore di mercato che non dovrebbe essere condivisa con gli operatori, al fine di non condizionarne le strategie di *bidding*.

A questo punto il problema si tradurrebbe nella definizione del *target* di riduzione degli oneri. A oggi stimiamo che il mancato utilizzo della capacità di rigassificazione regolata⁵ gravi per circa 87 milioni €/anno sul sistema Italia. In termini pratici la definizione, ad esempio, di un obiettivo di riduzione di circa il 50% degli oneri derivanti dal fattore di copertura potrebbe tradursi nella definizione di un prezzo di riserva medio annuale pari a circa 1.7 €/MWh, la cui "idoneità" dovrebbe essere opportunamente comparata e verificata con la stima del valore intrinseco dell'*asset*, senza però darne comunicazione al mercato, al fine di garantire il successo delle aste indette.

Resterebbe così al singolo operatore valutare il reale valore, senza condizionamenti esterni, ciascuno secondo la flessibilità e la composizione del proprio portafoglio di approvvigionamento nonché sulla base della propria strategia di vendita e posizionamento nel mercato.

Simili considerazioni possono essere estese anche per periodi infrannuali. Gli operatori dovrebbero attribuire opportunamente, secondo le proprie strategie di *portfolio management* e di vendita, il valore e la rischiosità di tale capacità. La proposta dell'Autorità di definire un prezzo di riserva per prodotti infrannuali in modo da riflettere le condizioni di mercato sarebbe condizionante e non il reale obiettivo dell'asta.

In conclusione, si ritiene che differenziare i criteri di definizione del prezzo di riserva per aste *long term* così come prospettato, presenti diversi rischi e che il prezzo di riserva debba scontare, al crescere dell'orizzonte di *delivery*, un differente *time risk premium* e *market risk premium* - a copertura della rischiosità di cambi strutturali del mercato (legati ad esempio all'avvio o meno di nuove infrastrutture) - sulle scadenze

⁴ L-MED è l'indice LNG proprietario REF-E rappresentativo dei prezzi DES nel bacino Mediterraneo. Si rimanda al sito web <http://www.ref-e.com/it/downloads/indexes/l-med-index-descrizione> per ulteriori dettagli.

⁵ Riferendoci a una nostra stima del fattore di copertura per il terminale OLT.

non sufficientemente liquide.

Muovendoci su questa linea è cruciale capire e valutare il *range* del valore attuale della capacità di rigassificazione, in *primis* per il singolo operatore, che dovrebbe così definire la migliore strategia di *bid* in relazione anche a possibili strategie di *competitor*, in *secundis*, per l'Autorità stessa, al fine di valutare l'efficienza o meno dell'*auction design* ideato (verificando che il prezzo di riserva si muova nel *range* stimato).

STIMA VALORE CAPACITÀ RIGASSIFICAZIONE LONG TERM IN ITALIA

Nell'ottica di capire il comportamento di un potenziale *bidder*, a condizioni attuali di mercato abbiamo stimato quale sarebbe il valore della capacità di rigassificazione in un'ottica di competitività del GNL verso le importazioni tradizionali via *pipe*, considerando anche la possibile evoluzione di nuovi corridoi energetici (*South Corridor*).

Sono state dunque impostate due simulazioni di mercato, utilizzando il modello proprietario I-GaMe⁶, con orizzonte 2017 (primo anno oggetto di conferimento) - 2022 (in linea con prodotti al più quinquennali), nell'ipotesi in cui continuino a sussistere gli attuali contratti di lungo-termine e siano attuate strategie di prenotazione di capacità annuale/pluriennale agli *entry points* italiani come nel corrente anno termico (AT) - al fine di verificarne la competitività a pari condizioni attuali e di uniformità informativa, prospettando così due scenari:

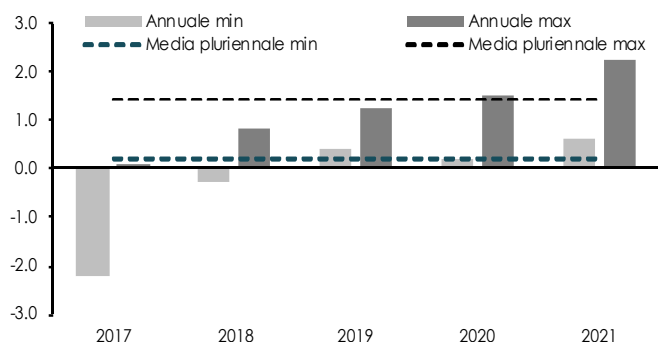
- forte competizione GNL con import *pipe*: caratterizzato dall'entrata del TAP a pieno regime dall'AT 20
- bassa competizione GNL con *pipe*: TAP non ancora operativo

Considerando le previsioni del prezzo PSV così ottenute, si è stimato quale potrebbe essere il *range* del valore della capacità per un *bidder* qualora esso adotti anche diverse strategie di *sourcing*. Ritenendo ragionevole che uno o più operatori vogliano aggiudicarsi capacità di durata annuale o superiore all'anno solo se dotati di contratti di medio-lungo termine, potremmo trovarci in due condizioni estreme, caratterizzate da portafogli di approvvigionamento completamente composti, per i il totale dei volumi oggetto d'asta (circa 4.5 Gmc/a)⁷:

- da contratti GNL caratteristici di nuovi produttori GNL (USA, come simulato, o in futuro di nuovi altri *upstreamer*)
- da contratti a prezzi GNL che rispecchiano le attuali condizioni contrattuali e le dinamiche del bacino Mediterraneo (ossia ipotizzando L-MED come riferimento *forward*).

Alla luce di tali considerazioni, imponendo un'equivalenza economica tra GNL e prezzo PSV emergono rilevanti osservazioni.

FIGURA 1. STIME DEL COSTO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE ANNUALE E PLURIENNALE (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su simulazioni I-GaMe

I risultati di tali simulazioni sono prospettati in **Figura 1** in cui si evince innanzitutto che, basandosi soltanto su condizioni attuali di mercato, il valore della capacità pluriennale dal 2018 al 2021, a oggi, è compresa, mediamente, tra 0.2 €/MWh (qualora si realizzi il TAP e si consideri che tutta la capacità di rigassificazione all'asta sia usata per importare GNL a un prezzo meno vantaggioso tra quelli sopra descritti) e 1.4 €/MWh (qualora non si realizzi il TAP e si consideri come contratto GNL sottostante sempre quello più competitivo). Dunque una seconda considerazione è evidente: il valore della capacità di rigassificazione pluriennale per uno *shipper* (potenziale nuovo importatore o storico importatore) è molto differente a seconda della sua strategia di *sourcing* (per fornitore - GNL americano piuttosto che qatarino o algerino, e per tipologia di contratto - *spot*, medio o lungo termine) e dalla realizzabilità o meno di nuove infrastrutture.

Un'ulteriore osservazione deriva sulla capacità annuale per il prossimo AT: nonostante la simulazione mostri scarsa

⁶ I-GaMe è il nuovo modello strutturale proprietario REF-E che simula il dispacciamento del mercato gas italiano e ne prevede il prezzo di equilibrio, considerando: contratti di lungo termine, capacità prenotate e disponibili agli *entry points*, previsioni della domanda italiana (per segmento e totale).

⁷ Stimati come somma della capacità non esente residua di Adriatic LNG e capacità regolata di OLT.

competitività del GNL rispetto al gas via *pipe*, per contratti ex novo, tale prodotto di capacità potrà aver sufficiente *market appeal* per *midstreamer* europei che hanno già nel loro portafoglio un contratto GNL *take or pay* (TOP) e che vogliono guadagnare quota di mercato in Italia. Di fatto, anche se gli esistenti contratti TOP siano dotati di clausole di *fixed destination*, data la premialità del mercato italiano rispetto al TTF/Zee e/o al PEG, potrebbero ritenere ancora conveniente dirottare GNL in Italia, anche sulla base di logiche di *profit-sharing*.

Per una ragione simile, maggiore interesse potrebbe scaturire sui prodotti infra-annuali, per consegne nel prossimo AT, potendo contare sul valore di ottimizzazioni di portafoglio di breve e acquisti *spot* GNL. In quest'ottica, attuali importatori LNG europei potrebbero essere interessati a *diversion* di carichi o *reloading* da terminali europei verso l'Italia se i costi di capacità e di *shipping* verso l'Italia, garantissero comunque margini maggiori dalla vendita di gas in Italia piuttosto che in altri mercati europei e/o asiatici. Ciò vorrebbe dire, in altri termini, che potrebbe essere conferito una capacità *short term* se il margine derivante dalla vendita di GNL in Italia fosse maggiore del margine derivante dalla vendita dello stesso gas nel primo mercato di destinazione. In termini analitici, invece, se il PSV, al netto dei costi fissi e variabili di rigassificazione, di costi di *shipping* addizionali fosse maggiore del TTF/ZEE e/o del prezzo asiatico retrocesso in Europa, i *midstreamer* potrebbero trovare interessante acquistare capacità di rigassificazione italiana anche per l'anno venturo, in ottica di ottimizzazione di portafoglio.

In altre parole, il valore di questa capacità per un *midstreamer* con *delivery* in Nord Europa, ad esempio, potrebbe essere valutato come:

$$C_{cap} \leq PSV - ZEE/TTF - C_{shipping\ ZEE/IT} - C_{reload} - CV_{regas\ Italia} + CV_{regas\ ZEE/TTF}$$

in cui:

- $C_{shipping}$ è il costo di trasporto via mare dal terminale nord-europeo, diverso da zero se c'è *reloading*
- C_{reload} sono i costi variabili di ricarica su nave
- CV_{regas} sono i costi variabili di rigassificazione rispettivamente in Italia o nel mercato primario di destinazione.

Dalla disequazione riportata ne conseguirebbe, con i prezzi *forward* attuali sull'AT17, un costo di capacità non superiore a 1 €/MWh per prodotti infra-annuali. Tale valore non dovrebbe stupirci se si pensa che gli attuali terminali GNL nord europei (vedasi Zeebrugge o South Hook, principali riferimenti), caratterizzati da costi di capacità tra 1-1.5 €/MWh, soffrono attualmente di bassi *send-out*, destinando carichi verso i mercati a premio (principalmente Middle East, Nord Africa) e confermando quote di mercato in Sud Europa.

TABELLA 1. STIMA DEI POTENZIALI PROVENTI DALLE ASTE E DEL RELATIVO IMPATTO SULLA CV^{FG}

		Adriatic LNG	OLT	Totale
Capacità Regas	Gmc/a	7.9	3.8	
Potenziale oggetto Regas Asta	Gmc/a	0.8	3.8	4.5
Potenziale oggetto Regas Asta	TWh	8.4	39.7	48.1
Tariffa Regol attuale - Cqs	€/MWh	4.1	3.4	3.5
Ricavi equivalenti da tariffa su volumi asta	M€/a	34.2	136.2	170.4
Stima FC Riconosciuto AS-IS su volumi asta	M€/a		87.2	87.2
Potenziati Proventi Aste Min	M€/a	1.8	8.7	10.5
Potenziati Proventi Aste Max	M€/a	12.0	56.9	69.0
Quota Residuale FC max	M€/a		78.5	78.5
Quota Residuale FC min	M€/a		30.2	30.2
Stima New CV ^{FG} max	€cent/smc			0.121
Stima New CV ^{FG} min	€cent/smc			0.047
CVfg Actual	€cent/smc			0.175
Volumi trasportati - Hp Ref	Gmc/a			65.0

Fonte: elaborazioni REF-E

IMPATTI POTENZIALI SUL SISTEMA ITALIA

Alla luce dei risultati ottenuti dalle simulazioni I-GaMe e supponendo che il prezzo d'asta sia pari proprio al minimo e massimo stimato (0.2 €/MWh - scarsamente probabile, e 1.4 €/MWh), si è stimato anche il potenziale impatto che ne deriverebbe sul sistema Italia, così come mostrato in **Tabella 1**.

Il conferimento di capacità di rigassificazione al prezzo massimo da noi stimato (1.4 €/MWh) potrebbe già comportare una significativa riduzione degli oneri di rete, rispetto a oggi, potenzialmente permettendo a 4.5 Gmc/a di spiazzare l'import dai mercati nord-europei o dalla Russia.

LIMITI E PROPOSTE

Alla luce dell'analisi effettuata e delle considerazioni e dubbi esposti, e limitandoci a orizzonti pluriennali, la proposta dell'Autorità di fissare un prezzo di riserva a corrispettivi tariffari o anche a costo medio pluriennale potrebbe essere controproducente, fornendo un *floor* che difficilmente uno *shipper* (nuovo o storico) o *end-user* (industriali ad esempio) potrebbe ritenere, a oggi, economicamente sostenibile su orizzonti di lungo. Dunque l'effetto derivante potrebbe essere di aste deserte o parzialmente conferite, con un conseguente messaggio errato di scarso interesse in capacità di rigassificazione in Italia, sebbene il mercato italiano sia tra quelli più interessanti dal punto di vista di *up* e *midstreamer* (PSV strutturalmente ancora a *spread* rispetto agli altri mercati nord europei).

Nell'ottica di salvaguardare gli obiettivi primari di aumento dell'utilizzo dei terminali italiani e riduzione degli oneri, un possibile criterio di definizione potrebbe essere tarato su un *trade-off* tra minimo obiettivo di riduzione della componente CV^{FG} , alla luce delle stime anche effettuate, e minimo scostamento dal valore attuale dei terminali italiani, come basa d'asta, lasciando che il mercato ne definisca il valore a condizioni di mercato.

REGOLAZIONE TARIFFARIA DISTRIBUZIONE GAS: 2016 CHIUSO TRA CONFERME E NOVITÀ

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [RTDG 2014-2019](#)
- [Delibera 775/2016/R/gas](#)
- [Delibera 704/2016/R/gas](#)
- [DCO 629/2016/R/gas](#)

Il 2016 ha portato con sé importanti novità per la regolazione tariffaria della distribuzione. La revisione infra-periodo si è chiusa con la conferma degli attuali livelli di x-factor da applicare all'aggiornamento delle componenti a copertura degli OPEX di distribuzione. Le principali decisioni sui parametri relativi alla misura, guidate dal perseguimento dell'efficienza, sono state invece rimandate in attesa degli esiti di opportuni approfondimenti i cui effetti si sostanzieranno non prima dell'anno tariffario 2018. Confermato anche il passaggio a un metodo di valutazione dei nuovi investimenti per la distribuzione basato su costi standard, da applicarsi a partire dall'anno tariffario 2019. Le suddette revisioni sulla regolazione tariffaria di fatto inizieranno a produrre il grosso dei loro effetti a ridosso della fine dell'attuale periodo regolatorio, lasciando gli operatori in un clima di incertezza, già alimentata dalla storia infinita delle gare gas.

REVISIONE INFRA-PERODO DELLA RTDG 2014-19

In base alla regolazione vigente in materia di distribuzione e misura del gas, dicembre rappresenta un mese importante per il settore in quanto è previsto l'aggiornamento e la pubblicazione di una parte delle tariffe di riferimento¹, tipicamente quelle non specifiche per azienda/località tariffaria². Quest'anno però il consueto aggiornamento tariffario si è accavallato con la prevista revisione infra-periodo di alcuni dei parametri tariffari fondamentali, alla base dell'aggiornamento tariffario stesso, per il periodo 2017-2019.

ARTICOLI CORRELATI

- [Monitoraggio gare gas](#) (Newsletter 202)
- [Distribuzione gas: una nuova rivoluzione alla vigilia delle gare d'ambito](#) (Newsletter 199)

CONFERMA DEGLI ATTUALI LIVELLI DI X-FACTOR

Uno degli aggiornamenti più attesi riguardava l'x-factor da applicarsi agli OPEX di distribuzione, soprattutto dopo che nella consultazione di novembre (DCO 629/2016) era stato paventato un loro incremento, motivato dal fatto che dall'analisi dell'andamento dei costi dichiarati dalle imprese nei rendiconti annuali separati risultava una riduzione dei costi effettivi superiore a quella prevista dall'Autorità soprattutto per le piccole e medie imprese. Stante le criticità di tale aumento, segnalate dagli operatori in consultazione, e in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, l'Autorità ha infine confermato i valori fino a oggi vigenti: 1.7% per le imprese grandi e 2.5% per le piccole e le medie.

Per le attività di installazione e manutenzione dei misuratori, e per la raccolta, validazione e registrazione delle misure, l'Autorità ha invece reputato opportuno non modificare gli obiettivi di recupero produttività (oggi pari a 0%) già fissati per il periodo 2015-16.

REVISIONE DEL Δ CV

La regolazione vigente prevede che per gli *smart meters* >G6 la componente a copertura dei costi operativi relativa all'installazione e manutenzione di misuratori sia maggiorata di una componente (Δ CV) a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, che per il 2014 era stata fissata pari a 60 €/PDR³.

L'analisi dei dati contenuti nei conti annuali separati ha rilevato un valore dei ricavi ammessi significativamente superiore ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese, da qui la decisione dell'Autorità di dar avvio a specifici approfondimenti volti a rivedere le modalità di riconoscimento dei costi stessi, con la possibilità di introdurre un approccio basato sul costo standard per verifica, applicato al numero effettivo di verifiche realizzate dalle imprese.

In attesa che tali approfondimenti siano completati⁴, il valore del Δ CV viene rivisto, in via provvisoria, al ribasso, portandolo da 60 a 50 €/PDR.

REVISIONE AL RIALZO DELLA T(COT)

¹ Entro il 15 dicembre di ogni anno è prevista anche pubblicazione delle tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto (delibera 774/2016).

² Componente a copertura dei CAPEX centralizzati – $t(\text{cen})^{\text{cap}}$; componente a copertura degli OPEX di distribuzione – $t(\text{dis})^{\text{ope}}$; componenti a copertura dei costi di installazione e manutenzione dei misuratori (tradizionali e smart) – $t(\text{ins})^{\text{ope b.v.}}$; componente a copertura dei costi di raccolta, validazione e registrazione delle misure – $t(\text{rac})^{\text{ope}}$.

³ L'aggiornamento annuale della Δ CV per il 2015 e il 2016 è avvenuto solo in base all'inflazione.

⁴ Gli approfondimenti dovrebbero essere completati in tempo per la determinazione delle tariffe di riferimento definitive 2017 che è prevista entro il 28 febbraio 2018.

TAG

natural gas, network regulation

Dalle analisi condotte sui conti annuali separati per l'attività di commercializzazione emergeva invece un considerevole aumento dei costi sostenuti (+14% a prezzi costanti) nel periodo 2011-2015. Da qui la decisione dell'Autorità di procedere a una ridefinizione, al rialzo, del costo unitario riconosciuto a partire dal 2017, che è quindi passato da 1.20

a 2.00 €/PDR, continuando però ad applicare un x-factor pari a 0% per i successivi aggiornamenti nel corso del quarto periodo di regolazione.

INFLAZIONE QUASI NULLA

L'aggiornamento delle componenti tariffarie in esame, essendo basato su un meccanismo di tipo *price-cap*, prende in considerazione sia il tasso di recupero di produttività, i cui livelli sono stati confermati, sia l'indice di variazione dei prezzi, che nel caso degli OPEX è il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato mensilmente dall'Istat, che nel periodo di riferimento si è attestato a -0.12%.

Il combinato effetto inflazione negativa e applicazione dell'x-factor ha comportato un calo del valore delle componenti a copertura degli OPEX di distribuzione tra l'1.8% per le imprese grandi e 2.6% per le piccole e le medie (**Tabella 1**) e ha mantenuto invece invariate le altre componenti a copertura degli OPEX (**Tabella 2**).

RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI INVESTIMENTO PER LA MISURA

TELEGESTIONE, TELELETTURA E CONCENTRATORI: NECESSARI ULTERIORI APPROFONDIMENTI

Fino a oggi il riconoscimento dei costi centralizzati di misura, cioè quelli sostenuti per l'attività di telelettura/telegestione e l'installazione di concentratori, è avvenuto, indipendentemente da scelte di tipo *make o buy*, in base ai costi effettivamente sostenuti e attraverso le componenti tariffarie TEL e CON, espresse in euro e specifiche per azienda.

Fin dall'inizio del periodo regolatorio era, però, previsto che tale approccio fosse abbandonato a partire dal 2017, a favore di un sistema maggiormente incentivante, sulla base di criteri *output-based*, con l'introduzione di

componenti unitarie - t(tel) e t(con) - espresse in €/PDR.

Nel documento di consultazione, in cui si teneva conto delle risultanze di una specifica raccolta dati volta a comparare i costi delle soluzioni *make* e di quelle *buy*, l'Autorità aveva ipotizzato di prevedere che le componenti t(tel) e t(con) nel loro insieme fossero fissate pari ad un valore compreso tra 2.30 - 2.70 €/PDR.

Dato che nell'ambito della consultazione molti operatori hanno riscontrato criticità in merito a tali rilievi, in particolare sulla congruità dei livelli ipotizzati, con riferimento soprattutto alle imprese di piccole dimensioni che optano per soluzioni di tipo *buy*, è stato deciso di svolgere opportuni approfondimenti, da concludersi entro novembre 2017, al fine di valutare come la dimensione dell'impresa possa influire sul livello dei costi del servizio, in particolare per le imprese che optino per soluzioni *buy*.

COMPONENTI UNITARIE DA AT⁵ 2018

Per il 2017 è stato quindi confermato l'attuale meccanismo di riconoscimento mentre a partire dal 2018 saranno introdotte le componenti unitarie t(tel) e t(con), il cui effettivo valore verrà deciso nel corso del 2017 dopo i suddetti approfondimenti. Tuttavia, nelle loro more, per i costi sostenuti nel 2017, con conseguenti riflessi sull'AT 2018, sarà

5 In questo contesto AT sta per anno tariffario.

TABELLA 1. COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA DEGLI OPEX

DI DISTRIBUZIONE (€/PDR)

		2016			2017		
REGIME COMUNALE		densità					
		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA
dimensione azienda	GRANDE	34.06	37.91	40.28	33.44	37.22	39.55
	MEDIA	38.08	42.37	45.03	37.08	41.26	43.85
	PICCOLA	43.61	48.54	51.57	42.47	47.27	50.22
REGIME PER ATEM		densità					
(applicabili al primo anno di concessione per ATEM)		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA
dimensione ATEM	≤ 300,000 PDR	36.07	40.14	42.66	35.26	39.24	41.70
	> 300,000 PDR	34.06	37.91	40.28	33.44	37.22	39.55

DIMENSIONE AZIENDA: grande > 3000,000 PDR; media 50,000 < PDR ≤ 300,000; piccola PDR ≤ 50,000

DENSITÀ: alta > 0.12 PDR/m; media 0.07 < PDR/m ≤ 0.12; bassa PDR/m ≤ 0.07

Fonte: allegato delibera AEEGSI 775/2016

TABELLA 2. EVOLUZIONE ALTRE COMPONENTI TARIFFARIE (€/PDR)

Componenti tariffarie		2014	2015	2016	2017
t(cen) ^{cap}	CAPEX centralizzati	9.10	9.12	8.82	8.84
t(ins) ^{ope,b}	installazione e manutenzione di G4-G6 e dei misuratori tradizionali >G6	2.24	2.26	2.26	2.26
t(ins) ^{ope,v}	installazione e manutenzione di smart meters >G6	62.24	62.66	62.59	52.26
t(rac) ^{ope}	raccolta, validazione e registrazione delle misure	3.18	3.20	3.20	3.20
t(cot)	commercializzazione	1.19	1.20	1.20	2.00

Fonte: allegato delibera AEEGSI 775/2016

applicata una soluzione ponte: un approccio a consuntivo, ma con un *cap* di 5.74 €/PDR per i punti di riconsegna presso cui è stato messo in servizio uno *smart meter*.

CONFERMATO APPROCCIO CON CAP PER G4-G6 ANCHE PER IL 2017

La valutazione degli investimenti per l'installazione di *smart meter* è basata su un approccio ibrido dato dal riconoscimento della media del costo effettivamente sostenuto e del costo standard. Tuttavia per i gruppi di misura di calibro più piccolo (G4 e G6) era stato previsto che gli investimenti realizzati fino al 2015 fossero valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo standard relativo all'anno 2012. L'Autorità ha deciso di prorogare di un anno la deroga per i misuratori G4-G6, quindi anche per gli investimenti realizzati nel 2016, con riflessi sull'AT 2017, varrà il riconoscimento dei costi effettivi sostenuti con *cap* pari al 150% del costo standard, in un'ottica di sostegno a tali nuove tecnologie⁶.

CONFERMATO IL MECCANISMO INCENTIVANTE SUI NUOVI INVESTIMENTI

VERSO LA DEFINIZIONE DEL PREZZARIO DI RIFERIMENTO

A dicembre è stato fatto un passo in avanti anche in merito al processo di modifica dei meccanismi di riconoscimento degli investimenti per la distribuzione (delibera 704/2016), processo iniziato la scorsa primavera con la pubblicazione del DCO 205/2016 (*Newsletter* 199).

La decisione di istituire un tavolo tecnico tra imprese del settore, associazioni e Autorità per definire la struttura del prezzario è un'implicita conferma ufficiale di quanto già annunciato in estate nel DCO 456/2016 (*Newsletter* 202), ossia la sostituzione dell'attuale metodo di riconoscimento a consuntivo basato sui costi effettivamente sostenuti con una valutazione a costi standard definiti sulla base di un prezzario di riferimento.

La definizione del prezzario⁷ è un passaggio molto delicato del processo in quanto il livello di costo riconosciuto deve essere da una parte in grado di rappresentare un riferimento tale da stimolare l'operatore all'efficienza, ma al contempo deve anche essere tale da garantire che gli operatori facciano gli investimenti necessari con la sicurezza di raggiungere l'equilibrio economico-finanziario.

Le risultanze del tavolo tecnico saranno sottoposte a consultazione, a seguito della quale verranno definiti anche meccanismi di *sharing* tra imprese e utenti dei maggiori/minori costi sostenuti dalle imprese rispetto al livello standard e verrà valutata la possibilità di introdurre un vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione delle spese.

PROVVEDIEMENTO FINALE IN AUTUNNO

La chiusura del procedimento di definizione del nuovo meccanismo incentivante è prevista per ottobre 2017, in modo che si possa applicare agli investimenti realizzati nel 2018 con conseguente impatto sulle tariffe di riferimento dell'anno dall'anno tariffario 2019, l'ultimo anno del quarto periodo regolatorio. Presumibilmente il nuovo metodo verrà mantenuto anche nel quinto periodo regolatorio, quando, come già ipotizzato dall'Autorità, si potrebbe passare ad una logica di riconoscimento dei costi fondata sulla spesa totale (TOTEX).

RISCHIO DI SOVRAINVESTIMENTO?

La scelta di un approccio basato su costi standard non ha comunque fatto abbandonare del tutto all'Autorità l'idea di implementare un metodo di valutazione di tipo *price-cap* (una delle opzioni prospettate nel primo DCO), in un'ottica di tutela dal rischio

⁶ Con la delibera 775/2016 è stato anche definito il valore dei costi standard, inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio, da applicare per il riconoscimento degli investimenti realizzati a partire dal 2017:

- 135 €/GdM per gli *smart meter* G4
- 170 €/GdM per gli *smart meter* G6
- conferma dei livelli già fissati per l'anno 2014 per gli *smart meter* >G6.

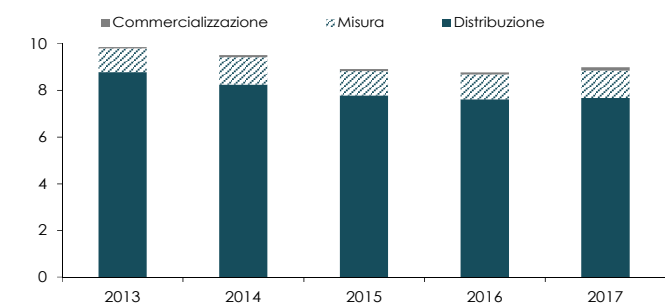
⁷ Il tavolo tecnico è chiamato a definire le voci del prezzario; i criteri per la determinazione dei prezzi; le modalità di identificazione delle quantità fisiche da assumere ai fini della determinazione del costo riconosciuto; i coefficienti correttivi da applicare al prezzario in relazione agli effetti di variabili esogene che incidano sui livelli di costo del servizio ma che non risultino riflesse nel medesimo prezzario; e, infine, le modalità di riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie relative a interventi di sostituzione o rifacimento di cespiti già esistenti.

di sovrainvestimenti, con annessi riflessi sulle tariffe pagate dagli utenti finali, nel post gara. Infatti nella delibera in esame viene prevista l'istituzione di meccanismi di monitoraggio dell'efficacia dell'applicazione dei costi standard soprattutto nelle aree dove prevalgono le attività di rinnovo delle reti esistenti, con la conseguente facoltà da parte dell'Autorità di adottare soluzioni di tipo misto nei contesti caratterizzati da un elevato grado di metanizzazione.

In realtà l'Autorità ha già iniziato a tutelarsi contro tale rischio. Infatti già lo scorso anno ha chiarito⁸ come il mancato invio della documentazione di gara per la verifica della stessa con conseguente impossibilità di valutare la congruità delle condizioni minime di sviluppo e dell'analisi costi-benefici alla base del piano di sviluppo degli impianti di distribuzione possa comportare l'esclusione, per l'operatore, dal riconoscimento in tariffa degli investimenti sostenuti per l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti offerti in sede di gara.

Inoltre risulta utile evidenziare come nel corso degli ultimi anni il livello medio delle tariffe obbligatorie sia sceso (**Figura 1**) riflettendo una riduzione dei costi di capitale e dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione e misura, imputabile probabilmente anche all'incertezza relativa alle gare gas. Infatti, in un contesto in cui le concessioni sono ormai scadute e la gestione del servizio, tra l'altro limitatamente all'ordinaria amministrazione, ha un orizzonte temporale di pochi anni, è plausibile avere una frenata degli investimenti. A tale contesto si è aggiunta anche la revisione, al ribasso, del WACC a fine 2015⁹ che ha accentuato l'effetto depressivo sulle tariffe obbligatorie, con conseguente minor spesa a carico del cliente finale. Nel 2017, attenuato l'effetto di diminuzione del WACC, le tariffe sono tornate sui livelli del 2015.

FIGURA 1. EVOLUZIONE COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E MISURA PER UN CONSUMATORE TIPO IN TUTELA* (c€/mc)



*Ambito nord-orientale, consumi 1,400 mc/a
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

VERSO IL QUINTO PERIODO REGOLATORIO

Anche se il quarto periodo regolatorio rispetto al precedente è stato allungato passando da 4 a 6 anni in un'ottica di maggior stabilità regolatoria, la descritta revisione infra-periodo e l'avvio del procedimento per la modifica delle modalità di riconoscimento degli investimenti per la distribuzione ha di fatto creato delle discontinuità, soprattutto in un contesto come l'attuale dove il processo di gara per ATEM sembra essere ripartito¹⁰. Visto che a forza di rinvii si è arrivati a stabilire che le modifiche relative alla valutazione dei nuovi investimenti (CAPEX distribuzione, installazione G4-G6, telelettura/telegestione/concentratori) inizieranno aver effetti quasi a ridosso della fine dell'attuale periodo regolatorio, viene da chiedersi se non fosse stato meglio rimandare tutto al periodo regolatorio successivo, quando probabilmente (e auspicabilmente) anche le gare avranno iniziato a produrre i loro effetti.

⁸ AEEGSI, "Chiarimenti sui riflessi tariffari connessi alla pubblicazione di bandi di gara senza il rispetto dell'iter procedurale previsto", 27 gennaio 2016.

⁹ Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha rivisto le modalità di determinazione e aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas. I nuovi valori del WACC nel periodo 2016-18 sono pari a 6.1% per la distribuzione (vs 6.9% nel periodo 2014-15) e 6.6% per la misura (vs 7.2% nel periodo 2014-15).

¹⁰ Vedi rubrica "Monitoraggio gare gas" pag. 33.

GLI INCENTIVI DEL BIOMETANO PRENDONO LA STRADA DEL TRASPORTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Bozza Decreto MSE](#)
- [Decreto MSE 10 ottobre 2014](#)
- [Decreto MSE 5 dicembre 2013](#)
- [Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28](#)

Il fallimento della normativa per l'incentivazione dell'immissione in rete del biometano ha spinto a una revisione profonda dei meccanismi previsti. La bozza di decreto ministeriale sull'incentivazione del biometano, di cui si è recentemente chiusa la consultazione, ridisegna, i meccanismi di sostegno finanziario di due delle tre modalità di impiego, ossia l'immissione in rete con destinazione nel settore del trasporto e quella senza specifica destinazione, indirizzando i produttori quasi inevitabilmente verso la prima, opzione che favorisce il perseguimento degli obiettivi al 2020 di consumo di energia rinnovabile nel trasporto, unico settore rispetto a cui i dati mostrano un sensibile ritardo a livello nazionale. Nel nuovo disegno sono in particolare agevolati i soggetti che investono direttamente negli impianti di distribuzione di carburante e quelli che producono biometano avanzato, l'unica tipologia di biometano per la quale rimane in vigore il ritiro dedicato.

Le difficoltà registrate nell'accesso alla rete per il biometano, insieme alle numerose criticità implementative riscontrate, pur in presenza di incentivazioni relativamente generose e in grado di garantire la redditività dei *business plan* (Newsletter 202), hanno portato a una revisione complessiva del meccanismo di incentivazione. A metà dicembre è stato infatti posto in consultazione un nuovo decreto ministeriale¹ pensato per dare un impulso finale a un settore che vede una normativa incentivante ideata nel 2013 e mai applicata nonostante i molti progetti in cantiere e i numerosi investitori interessati.

Le soluzioni proposte vanno da piccoli aggiustamenti a una radicale revisione del meccanismo di incentivazione. Di seguito si tenta una ricostruzione delle principali novità poste in consultazione.

ARTICOLI CORRELATI

- [Gli economics del biometano in Italia](#) (Newsletter 202)
- [Biometano: definite le regole di connessione alla rete Snam](#) (Newsletter 199)
- [Energia Verde 2015](#)

LE NOVITÀ SOTTOPOSTE A CONSULTAZIONE

SETTORE TRASPORTO PRIMO BENEFICIARIO DEI NUOVI INCENTIVI

Il settore di utilizzo più interessante per il biometano è quello del trasporto, sia perché in questo settore sembra esserci spazio per una maggiore redditività, sia perché, sempre in questo settore, si rileva una maggiore necessità di contributo delle fonti rinnovabili.

Secondo i più recenti dati a disposizione sulla situazione energetica nazionale l'Italia ha già raggiunto l'obiettivo 2020 di consumo di energia rinnovabile²: in particolare, ha largamente superato quello di energia elettrica³, ha centrato (soprattutto grazie alle revisioni statistiche) quello di energia termica per il riscaldamento⁴, mentre appare in netto ritardo rispetto a quello del settore trasporto⁵. Se la distanza dall'obiettivo di rinnovabili nel trasporto dovesse essere colmata per intero dal gas rinnovabile sarebbe necessario un miliardo di metri cubi di biometano, che corrisponderebbe a circa 0.9 Mtep di energia rinnovabile.

Proprio il ritardo nel raggiungimento del *target* 2020 del 10% di fonti rinnovabili nel settore trasporto è uno dei principali *driver* che ha spinto a una revisione sostanziale della disciplina sull'incentivazione del gas di origine rinnovabile, raffinato per l'immissione nella rete gas, a favore del suo impiego nel trasporto e non è un caso che sia stato proposto un limite alla produzione di biometano incentivabile per i trasporti pari a 1.1 miliardi di metri cubi, che appare quasi esattamente tarato sulla suddetta distanza dall'obiettivo di rinnovabili nel trasporto.

¹ Il periodo di consultazione per la bozza di decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti compresi quelli avanzati si è chiusa il 13 gennaio 2017.

² Ministero dello Sviluppo Economico, La situazione energetica nazionale nel 2015, giugno 2016.

³ Nonostante la generazione idroelettrica ai minimi storici, la quota di energia rinnovabile sul consumo interno lordo di energia elettrica è stata pari a circa 33% (era stata 37.5% nel 2014); in termini assoluti nel 2015 ci si è attestati su un valore leggermente inferiore a quello *target* del Piano di azione nazionale (107 TWh), ma nel 2014 si era raggiunta una produzione da rinnovabili ben superiore allo stesso *target* (120 TWh).

⁴ Nel 2015 si è raggiunto esattamente il *target* di 10.6 Mtep, nonostante temperature invernali superiori alla media.

⁵ Tra il 2013 e il 2015 non vi è stato alcun progresso, con un consumo di 1.2 Mtep nel 2015, corrispondente ad una quota di circa 5% rispetto ad un *target* 2020 del 10%.

TAG

heating and cooling, renewable energy sources, transport

In linea con tale obiettivo, il DM posto in consultazione, da un lato elimina, o quantomeno congela (fino al raggiungimento del target trasporto), il sistema di tariffe incentivanti per l'immissione del gas, senza specifica destinazione, nelle reti con obbligo di connessione di terzi; dall'altro potenzia le norme sull'applicazione al biometano dello schema dei certificati di immissione al consumo (CIC), attraverso l'introduzione di un meccanismo, la cui data di chiusura è fissata al 2022, basato su regole di ritiro e su di un premio predeterminato e fisso per il biocarburante ottenuto da specifiche matrici.

REGIME ORDINARIO DI INCENTIVAZIONE

In base ai meccanismi di supporto definiti nel 2013 l'utilizzo del biometano come carburante per autotrazione è incentivato con il rilascio (per 20 anni) di CIC che sono utilizzabili e/o scambiabili per assolvere l'obbligo di immissione in consumo di carburanti rinnovabili da parte dei soggetti obbligati (distributori di carburanti). I CIC sono rilasciati al distributore di carburanti che immette il gas rinnovabile in consumo nei trasporti e che, a tal fine, deve disporre di un contratto bilaterale di fornitura con il produttore di biometano.

Il nuovo decreto conferma per il biometano immesso in rete con destinazione specifica nei trasporti un'incentivazione basata sul sistema dei CIC, tuttavia nel nuovo meccanismo il beneficiario diretto dei titoli non è più il soggetto che immette il carburante nella rete di distribuzione, bensì il produttore di biometano. Il gas rimane quindi nella disponibilità del produttore, responsabile di trovare una collocazione al biometano sul mercato (passando o meno dalla rete con obbligo di connessione di terzi), e il GSE si limita ad erogare l'incentivo distribuendo i CIC, rilasciati per un periodo di 20 anni, relativi alle quantità prodotte e destinati al settore trasporto.

Il nuovo decreto oltre a confermare le maggiorazioni già previste dalla normativa primaria (Dlgs 28/2011) per il biometano prodotto da rifiuti e sottoprodotti, materie cellulosiche e ligno-cellulosiche e alghe⁶, ne ha introdotte di nuove, nella forma di premio fisso (ossia non dipendente dall'andamento del mercato dei CIC).

In particolare, i produttori di biometano che finanzino la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale (sia in forma di CNG che di GNL) per l'autotrazione hanno diritto al rilascio da parte del GSE di un numero di CIC, valorizzati convenzionalmente a 375 euro a certificato, maggiorato del 50%, fino al raggiungimento massimo del 70% del valore del costo di realizzazione dello stesso impianto di distribuzione entro un valore massimo di 600,000 euro. Questa misura sembra avere l'obiettivo di aumentare la capillarità dell'offerta di biometano e sensibilizzare i consumatori rispetto ai benefici ambientali dell'impiego del gas di origine rinnovabile per il trasporto.

Stessa logica è alla base della maggiorazione concessa per favorire lo sviluppo di un'economia circolare del mondo agricolo, dai cui scarti e sottoprodotti si può ricavare biometano, il quale a sua volta, trasformato in forma liquida come "biometano liquido" (BML), può essere usato come combustibile nei trattori agricoli. Anche in questo caso ai produttori è riservato il rilascio di un numero di CIC (375 euro l'uno), maggiorato del 50%, fino al raggiungimento massimo del 70% del valore del costo di realizzazione dello stesso impianto di liquefazione del biometano e comunque entro un valore massimo di 1.2 milioni di euro.

BIOMETANO AVANZATO

Per rafforzare la spinta all'impiego di biometano nel trasporto è stata introdotta anche la fattispecie di "biometano avanzato", nell'ambito del quale rientra, in linea con la normativa già in vigore sull'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti per il trasporto (Decreto MSE 10 ottobre 2014), anche il gas ottenuto dalla frazione organica dei rifiuti domestici oggetto di raccolta differenziata, che costituisce senza dubbio una delle matrici di maggiore interesse e di più immediata disponibilità.

Al biometano avanzato immesso nelle reti con obbligo di connessione di terzi e destinato ai trasporti, è riservata la possibilità di accedere, a partire dal 2018, cioè a partire da quando gli obblighi di immissione in consumo di biocarburanti prevedono

⁶ Ai fini del rispetto dell'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti, il contributo di quelli i per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostra che sono stati prodotti da rifiuti e sottoprodotti, materie cellulosiche e ligno-cellulosiche e alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti.

che una quota degli stessi sia coperta da biocarburanti avanzati⁷, a un meccanismo incentivante alternativo rispetto a quello ordinario ora descritto: il produttore ha diritto al ritiro fisico del gas da parte del GSE al prezzo di mercato, maggiorato di un premio definito in via amministrata e fisso nel tempo.

Il prezzo è pari a quello medio ponderato con le quantità, registrato al PSV nel mese di cessione ridotto del 5%, mentre il premio si esemplifica nel riconoscimento da parte del GSE del valore dei corrispondenti CIC⁸ (più eventuali maggiorazioni) a cui è attribuito convenzionalmente un valore di 375 euro.

Al premio liquidato ai produttori corrisponderebbe l'allocazione dei relativi costi ai distributori di carburanti obbligati nell'ambito del meccanismo CIC in proporzione e nel limite delle rispettive quote d'obbligo, e il trasferimento agli stessi dei CIC per l'assolvimento dell'obbligo (i CIC sarebbero valorizzati perciò esattamente al premio erogato ai produttori). Il GSE ritira quindi il biometano nei punti di immissione nella rete, liberando di conseguenza i produttori da obblighi di attività di *shipping*, e lo cede poi sul mercato tramite aste pubbliche a cui possono partecipare società di vendita di gas che dimostrino di avere contratti di fornitura con distributori di carburanti e nei limiti dei volumi contrattualizzati. La differenza (positiva o negativa che sia) tra i costi sostenuti dal GSE relativi al ritiro del biometano (riconoscimento del valore di mercato ai produttori e costi di *shipping*) e le entrate derivanti dalle aste sarà, come per il costo dei CIC, ribaltata sui soggetti obbligati nell'ambito del meccanismo CIC stesso.

Il diritto al ritiro del biometano avanzato vale per i primi 10 anni di incentivazione, per i successivi 10 anni, si accede semplicemente al sistema ordinario dei CIC come descritto in precedenza. Infine i produttori di biometano avanzato possono anche decidere di essere esclusi dal ritiro fisico del biometano e provvedere autonomamente alla vendita, in questo caso avrebbero diritto a ricevere dal GSE il solo valore corrispondente dei CIC valorizzati convenzionalmente a 375 euro ciascuno.

ASPETTANDO L'APPROVAZIONE FINALE

Anche se si è appena chiusa la consultazione e quindi può risultare prematuro fare un'analisi dettagliata dell'impatto sulla redditività del nuovo meccanismo incentivante e delle sue opzioni, è interessante rilevare come nel regime incentivante riservato al biometano avanzato, così come nel caso delle nuove maggiorazioni descritte in precedenza, l'incentivo si traduce in un premio fisso, anziché dipendente dall'andamento degli scambi sul mercato dei CIC. Il fatto che specifiche produzioni beneficino di un incentivo predeterminato, e che per contro gli operatori della domanda possano soddisfare una parte del proprio obbligo ad un costo predeterminato, introdurrebbe un riferimento di prezzo nel mercato dei CIC, ma l'attestarsi dei prezzi delle negoziazioni su valori più alti o più bassi di tale riferimento continuerebbe a dipendere dai *driver* di domanda e offerta, in primis la quota di obbligo residuo dei soggetti obbligati (una volta che una parte dell'obbligo sia stata soddisfatta attraverso titoli a prezzo amministrato) e l'offerta di biocarburanti (anche avanzati) alternativi al biometano.

GARANZIE DI ORIGINE IN ASSENZA DI DESTINAZIONE

In luogo del sistema di tariffe incentivanti con riferimento al caso di immissione in rete senza specifica destinazione (*Energia Verde 2015*), viene introdotto un sistema di garanzie di origine (GO) dedicato al biometano, che permetterà ai detentori di liberarsi dall'obbligo di presentazione di permessi di emissione nell'ambito dello schema europeo di ETS. I produttori termoelettrici e gli altri operatori partecipanti al meccanismo domanderanno, perciò, le GO riconosciute ai produttori di biometano, più in particolare alle sole produzioni ottenute da "sottoprodotti" (tassativamente definiti dalla normativa per l'incentivazione dell'energia rinnovabile).

Dati i prezzi attuali del carbonio, per un impianto di generazione a carbone (tecnologia convenzionale) il valore di una garanzia di origine sarebbe al massimo di circa 5.5 €/MWh. Per un ciclo combinato a gas all'obbligo ETS corrisponde, invece, un costo

⁷ Il nuovo decreto in consultazione prevede di modificare il DM 10 ottobre 2014 relativamente alla quota minima di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo secondo quanto segue:

- anno 2018 = 7.0 % di biocarburanti di cui almeno 0.6 % di biocarburanti avanzati
- anno 2019 = 8.5 % di biocarburanti di cui almeno 0.6 % di biocarburanti avanzati
- anno 2020 = 10.0 % di biocarburanti di cui almeno 0.8 % di biocarburanti avanzati
- anno 2021 = 10.0 % di biocarburanti di cui almeno 0.8 % di biocarburanti avanzati
- dall'anno 2022 = 10.0 % di biocarburanti di cui almeno 1.0 % di biocarburanti avanzati.

⁸ L'immissione in consumo di biometano avanzato dà diritto a ricevere un certificato ogni 5 Gcal immesse

di circa 2 €/MWh. Se si considera che per produrre un MWh di elettricità occorre impiegare circa due di gas, l'incentivo di cui al massimo godrebbe il produttore di biometano che cedesse le proprie GO sarebbe di poco inferiore a 3 €/MWh, ossia circa 3 €/mc, rispetto al beneficio superiore di quasi dieci volte garantito dalle attuali regole⁹. Date le prospettive di andamento di breve-medio termine del mercato del carbonio, il nuovo strumento previsto per l'immissione senza specifica destinazione determinerebbe un mutamento significativo della redditività dell'opzione in questione (*Newsletter 202*), che verrebbe a perdere decisamente di attrattività con la conseguenza che se non accompagnato da altre forme di incentivazione, il meccanismo di GO da solo non sembrerebbe in grado di attirare il biometano verso il settore elettrico.

LE INIZIATIVE DI CONVERSIONE

Un altro tema molto sentito è anche quello delle iniziative di riconversione degli impianti esistenti di produzione del biogas in impianti di biometano. Oggi queste iniziative sono poco sostenute, essendo previsto un significativo abbattimento del livello di incentivazione rispetto ai nuovi impianti. In particolare, il livello a oggi riconosciuto è pari a:

- 40% dell'incentivo assegnato all'analogo nuovo impianto in caso di biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, senza destinazione specifica e biometano per la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione ad "alto rendimento"
- 70% dell'incentivo assegnato all'analogo nuovo impianto nel caso di utilizzo nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale.

Molti hanno invece richiesto che i livelli di incentivazione tra impianti nuovi e rifacimenti vengano equiparati, anche nel caso di destinazione al trasporto.

Il nuovo decreto va proprio in questa direzione prevedendo l'erogazione dell'intero valore degli incentivi (secondo i distinti canali del biometano avanzato e di quello non avanzato) su tutta o una parte preponderante della produzione annua incentivabile per un periodo di 10 anni, cui si somma l'eventuale periodo residuo di incentivazione godibile per la produzione di energia elettrica rinnovabile¹⁰ (**Tabella 1**).

I COSTI PER GLI UTENTI DELLE RETI GAS

Uno dei timori maggiori in merito allo schema esistente è quello che l'incentivazione vada a incrementare i costi di trasporto del gas in modo simile a quanto avvenuto con l'esperienza del fotovoltaico per la rete elettrica. Il maggior focus dell'incentivazione al settore dei trasporti ne sposta l'onere sui consumatori di carburante invece che sui consumatori di gas metano dalla rete.

All'obiettivo di contenimento della spesa contribuisce, infine, anche la suddetta definizione di un tetto al biometano incentivabile, che tutela dal rischio di esplosione della spesa, chiunque poi sia chiamato a sostenerla (consumatore gas, consumatore di carburante, o fiscalità generale).

TUTTO DA RIFARE?

Lo schema di incentivazione attuale ha indirizzato i progetti di realizzazione dei nuovi impianti verso una dimensione ridotta, la maggior parte degli investitori è orientata infatti verso impianti di capacità di 500 Smc/h che nello schema attuale possono

TABELLA 1. INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO A IMPIANTI A BIOGAS RICONVERTITI A BIOMETANO

Casistiche impianti da riconvertire	Periodo di incentivazione
Impianto non beneficia o non ha mai beneficiato di incentivi per energia elettrica da FER	Uguale a quello dei nuovi impianti
Impianto beneficia di incentivi per energia elettrica da FER	Residuo periodo di diritto a incentivi per energia elettrica da FER + 10 anni = max 20 anni
Impianto ha terminato di beneficiare di incentivi per energia elettrica da FER alla data di entrata in vigore del DM	10 anni
Impianto ha terminato di beneficiare di incentivi per energia elettrica da FER dopo la data di entrata in vigore del DM	10 anni*

*Incentivi riconosciuti in misura pari al 70% di quelli spettanti agli impianti nuovi
Fonte: elaborazioni REF-E su bozza DM in consultazione

⁹ Al suddetto beneficio economico, secondo le norme attuali, si somma quello dell'accesso agevolato al mercato gas per tutti gli impianti di taglia non superiore a 500 Smc/h, o meglio dell'accesso intermediato dal GSE attraverso il cosiddetto "ritiro dedicato" del biometano.

¹⁰ Il periodo residuo di diritto al ricevimento dell'incentivo sulla produzione elettrica non deve essere inferiore a tre anni (due anni per gli impianti di produzione di biogas entrati in esercizio entro il 31/12/2007) dalla data di entrata in esercizio dell'impianto in assetto riconvertito.

accedere al ritiro garantito da parte del GSE. La dimensione ottima di impianti alimentati a FORSU, che producono biometano avanzato, gli unici che nel nuovo schema possono accedere al ritiro dedicato e a un premio fisso, è tuttavia maggiore, dove maggiore è anche il potenziale complessivo. Se questo diverso orientamento venisse confermato, si potrebbe assistere a un nuovo cambiamento di direzione, che potrebbe portare anche a una revisione dei progetti in corso.

ENERGIA E TRASPORTI

COMBUSTIBILI ALTERNATIVI: NUOVI SPAZI DI MERCATO PER ELETTRICITÀ E GAS NATURALE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Dlgs 275/2016](#)
- [Direttiva 2014/94/UE](#)
- [PNIRE](#)
- [Legge 134/2012](#)

L'attuazione della direttiva sui combustibili alternativi secondo le linee tracciate dal Dlgs n. 257/2016 e dal Quadro Strategico Nazionale, potrebbe avere un rilevante impatto nel settore dei trasporti, con il conseguimento di target ambientali e l'apertura di nuovi spazi di mercato per il gas naturale e l'elettricità. La realtà dei combustibili alternativi è assai eterogenea, per il diverso grado di maturità tecnologico/economica, per la specificità dei mercati energetici coinvolti, la tipologia delle infrastrutture energetiche implicate, e le differenti modalità di trasporto coinvolte. Il provvedimento estende l'ambito di intervento anche agli usi finali del GNL nelle aree off-grid e fornisce indirizzi specifici per la metanizzazione della Sardegna. Per conseguire gli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale è necessario che gli scenari di sviluppo dei diversi combustibili siano costruiti con criteri omogenei insieme a una valutazione globale degli impatti sul settore dei trasporti. Altro fattore decisivo sarà l'attivazione di una efficace governance istituzionale dell'intervento pubblico in ambiti che coinvolgono molti attori, sia a livello nazionale sia locale.

La direttiva 2014/94/UE per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, ha due obiettivi fondamentali: ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti. Per conseguire questi obiettivi viene previsto un incremento nell'uso dell'elettricità, dell'idrogeno, del gas naturale (GNC e GNL) come combustibili nei trasporti, al fine di ridurre i consumi dei principali prodotti petroliferi¹ e di conseguenza le emissioni in atmosfera, sia sotto il profilo degli obiettivi di miglioramento della qualità dell'aria, sia di riduzione delle emissioni climateranti. Per consentire la diffusione dei combustibili identificati come alternativi nel mercato europeo, la direttiva prevede azioni di informazione verso il pubblico, la definizione di standard tecnici comuni e la realizzazione di un livello minimo di dotazione infrastrutturale per le diverse tecnologie lungo i principali corridoi e direttrici infrastrutturali, sia per il trasporto terrestre sia marittimo. La direttiva per i combustibili alternativi si collega a due pilastri fondamentali della politica energetica UE: la sicurezza negli approvvigionamenti e la decarbonizzazione. Con riferimento alle iniziative recenti della Commissione Europea su queste due fronti, l'attuazione della direttiva è collegata in particolare alla strategia UE per il GNL e lo stoccaggio del gas naturale², e alla Comunicazione approvata dalla Commissione il 20 luglio 2016, denominata "Strategia europea per una mobilità a basse emissioni"³. Il principale adempimento previsto è l'adozione da parte di ciascun paese membro di un "Quadro Strategico Nazionale" per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture. La direttiva doveva essere recepita entro il 18 novembre 2016.

IL DECRETO LEGISLATIVO N. 257/2016 E IL QUADRO STRATEGICO NAZIONALE

LE NORME GENERALI PER LA PROMOZIONE DEI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

La direttiva 2014/94/UE è stata recepita con il Dlgs 257/2016⁴. Il Dlgs è strutturato in sette titoli⁵, mentre il Quadro Strategico Nazionale, allegato, è articolato in quattro sezioni, dedicate rispettivamente a elettricità, idrogeno, gas naturale e GPL. La sezione relativa al gas naturale disciplina anche gli "altri usi" del GNL diversi dai trasporti, ampliando il campo d'intervento oltre l'ambito specifico della direttiva 2014/94/UE, che è quello delle infrastrutture per i combustibili alternativi nei trasporti.

Le norme per la promozione dei combustibili alternativi introdotte dal Dlgs 257/2016 possono essere distinte tra quelle di carattere specifico per ognuna delle diverse

¹ L'articolo 2 della direttiva include tra i combustibili alternativi anche il GPL.

² COM (2016) 49 "On EU strategy for liquefied natural gas and storage".

³ COM (2016) 501 "Strategia europea per una mobilità a basse emissioni".

⁴ Dlgs 257/2016 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del consiglio del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi".

⁵ I-Finalità e obiettivi; II-Quadro Strategico Nazionale (QSN); III-Informazioni per gli utenti; IV-Misure di semplificazione delle procedure amministrative; V-Misure per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi; VI-Attività di monitoraggio e informazione; VII-Disposizioni finali.

TAG

alternative fuels, natural gas, electricity, transport

tecnologie, e quelle di carattere generale per le informazioni agli utenti, per la diffusione dei punti di rifornimento o ricarica nei distributori, sugli obblighi di acquisto di mezzi alimentati da combustibili alternativi per la PA, e disposizioni per la circolazione nelle aree urbane. Una chiave di lettura trasversale delle nuove norme, coerente con le finalità della direttiva è il rafforzamento delle misure nelle aree di superamento dei limiti di inquinamento atmosferico da polveri sottili (allegato IV).

Per fornire informazioni agli utenti, sono state previste una serie di misure, tra cui la disposizione che l'osservatorio prezzi carburanti del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) fornisca, entro sei mesi, con finalità divulgative, informazioni sulla localizzazione dei punti di rifornimento e prezzi per GNC, GNL e GPL anche in formati aperti che consentano il raffronto tra i prezzi medi dei diversi carburanti, specificando i fattori di equivalenza utilizzati. Analoghe informazioni verranno rese disponibili per i punti di ricarica dei mezzi elettrici dal Ministero delle infrastrutture tramite un'apposita piattaforma, anche se per i prezzi delle forniture di elettricità dai punti di ricarica è prevista una specifica disciplina.

Le principali disposizioni finalizzate a promuovere la diffusione di punti di rifornimento o ricarica dei combustibili alternativi, prevedono, fra gli altri, l'obbligo di dotarsi di un punto di ricarica elettrica e di un punto di rifornimento di GNC o GNL per i nuovi distributori, e gli interventi di ristrutturazione totale degli impianti. Nelle zone di superamento dei limiti di inquinamento per le polveri sottili lo stesso obbligo è previsto:

- entro fine 2020 per i distributori già in esercizio nel 2015 che erogano annualmente più di 10 milioni di litri tra gasolio e benzina
- entro fine 2022 per quelli già in esercizio dal 2017 che erogano annualmente più di 5 milioni di litri tra gasolio e benzina.

Per i distributori autostradali nelle zone di superamento dei limiti di inquinamento atmosferico gli obblighi sono a carico dei concessionari autostradali che devono presentare al concedente entro il 2018 un piano di diffusione dei servizi di ricarica per i mezzi elettrici e di rifornimento di GNC e GNL. Possono essere fatte valere condizioni di impossibilità tecnica: nel caso del GNC se le tubazioni di allacciamento sono più lunghe di 1 km e la pressione della rete è inferiore a 3 bar; e nel caso del GNL se la distanza dal deposito di approvvigionamento è superiore a 1000 km. Infine, viene consentita l'apertura di nuovi impianti di distribuzione solo nel caso sia prevista l'erogazione di un combustibile alternativo.

Per la pubblica amministrazione e le società di servizi pubblici ricadenti nell'ambito territoriale dei comuni con superamento dei limiti di inquinamento, viene introdotto, nelle gare per la sostituzione del parco veicoli, l'obbligo dell'acquisto di almeno il 25% di mezzi alimentati da combustibili alternativi. Per le aziende del trasporto pubblico locale l'obbligo è riferito solo ai mezzi che operano nei servizi urbani.

La parte dedicata alla circolazione dei veicoli nelle aree urbane introduce la possibilità per gli enti territoriali competenti di consentire la circolazione dei veicoli alimentati da combustibili alternativi nelle zone a traffico limitato, e durante i blocchi del traffico contro inquinamento. A questo fine viene prevista la stipula di un'intesa tra Stato e enti locali, che assicuri una regolamentazione omogenea a livello nazionale di tale tipo di misure.

Viene prevista anche la stipula di un'intesa tra Governo ed enti territoriali per individuare orientamenti omogenei in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e l'armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli elettrici, oltre che per rifornimento dei veicoli alimentati dagli altri combustibili alternativi.

Nell'ambito delle disposizioni finali, l'articolo 22 recita *"Sono fatte salve le disposizioni vigenti in materia di accisa"*. Tale norma di carattere palesemente pleonastico lascia impregiudicata la possibilità dello Stato di intervenire sull'attuale regime delle accise, fattore chiave che è alla base delle attuali scelte di investimento nella filiera degli usi finali del GNL, in particolare per gli usi nei trasporti e in quelli industriali.

IL QUADRO STRATEGICO NAZIONALE

Il QSN è un atto di indirizzo delegificato⁶ da aggiornare con cadenza triennale. Il QSN ha il compito di formulare organicamente a livello nazionale le politiche di promozione per ogni tipologia di combustibile alternativo, partendo da una valutazione sullo stato attuale e sugli sviluppi futuri dei rispettivi mercati. In base a quanto previsto dalla direttiva 2014/94/UE, la valutazione sugli sviluppi futuri dei singoli combustibili alternativi deve essere effettuata alla luce della loro possibilità di utilizzo in modo congiunto. Sulla base di questa valutazione devono essere definiti gli obiettivi nazionali di sviluppo delle relative infrastrutture e formulate misure per la semplificazione delle procedure amministrative, nonché misure di promozione e sostegno.

Il QSN articolato nelle quattro sezioni dedicate alla diffusione di elettricità, idrogeno, gas naturale e GPL come combustibili alternativi, si presenta come un documento assai corposo ed eterogeneo. L'insieme delle sezioni del QSN ammonta a più di duecentocinquanta pagine. Da evidenziare che la parte principale della sezione dedicata alla fornitura di elettricità per il trasporto, è solo richiamata, dato che è costituita dal Piano Nazionale Infrastrutturale per Ricarica dei veicoli Elettrici (PNIRE), aggiornato lo scorso giugno⁷.

L'eterogeneità delle norme di carattere specifico e delle diverse sezioni del QSN è in primo luogo intrinsecamente legata al diverso grado di maturità tecnologica e di mercato che caratterizza i diversi ambiti disciplinati. Lo spettro dello stato dell'arte dei settori coinvolti è assai ampio e parte da quello delle applicazioni per l'uso dell'idrogeno come vettore energetico caratterizzato ancora da un grado molto basso di maturità sia tecnologica che di mercato, per arrivare agli usi del GPL che ricadono in un ambito di piena maturità sotto ambedue gli aspetti. Le diverse sezioni del QSN sono comunque ricche di informazioni e analisi utili come riferimento per comprendere la ratio di molte norme adottate con il Dlgs, gli indirizzi delle politiche e gli scenari di sviluppo infrastrutturale delineati per i diversi ambiti tecnologici. Un altro aspetto di eterogeneità deriva dalla mancanza di criteri omogenei nella formulazione degli scenari di sviluppo a partire dai diversi orizzonti temporali per adottati. Al QSN manca quindi una valutazione congiunta degli sviluppi di mercato per i diversi combustibili alternativi, e nell'insieme di quelli nei mercati dei prodotti energetici per il settore dei trasporti. La natura del provvedimento richiede quindi un'analisi articolata di quanto previsto dal Dlgs e dal QSN per i singoli vettori e prodotti energetici considerati combustibili alternativi.

ELETTRICITÀ

NORME PER LA PROMOZIONE DELLA MOBILITÀ ELETTRICA

Le norme per lo sviluppo delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici integrano e in qualche caso modificano il quadro normativo ad hoc già introdotto nel 2012 (L. 134/2012) con una serie di articoli che disciplinano in modo organico lo sviluppo della mobilità elettrica, tra cui la norma istitutiva del PNIRE che, nel suo aggiornamento del giugno 2016, costituisce la parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al ruolo del vettore elettrico nel trasporto stradale.

Tra le nuove norme introdotte in questo settore sono particolarmente rilevanti quelle che disciplinano in modo specifico vari aspetti commerciali connessi alla gestione dei punti di ricarica accessibili al pubblico per le forniture ai mezzi elettrici.

I sistemi di misurazione utilizzati dai gestori di stazioni con punti di ricarica accessibili al pubblico dovranno possedere le caratteristiche previste per i contatori intelligenti (Dlgs 102/2014). Per i singoli punti di ricarica delle stazioni aperte al pubblico è sufficiente che ciascuno di essi sia dotato di un contabilizzatore azzerabile con il quale l'operatore rende visibile al cliente le informazioni relative a ogni singolo servizio di ricarica erogato.

Per l'energia elettrica fornita dai punti di ricarica accessibili al pubblico, i gestori delle stazioni sono considerati consumatori finali ai fini degli adempimenti in materia di IVA. I gestori sono autorizzati a fornire ai clienti servizi di ricarica anche a nome e per

⁶ Può essere modificato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) su proposta del MIT di concerto con il MSE, il MATT e il MEF.

⁷ Il PNIRE, previsto dalla Legge n. 134/2012, è stato approvato con DPCM del 18/4/2016, e pubblicato nella G.U. n. 151 del 30 giugno 2016.

conto di altri fornitori di servizi. Tutti i punti di ricarica pubblici prevedono modalità di fornitura dell'energia elettrica agli utilizzatori di veicoli elettrici senza che sia necessario stipulare contratti con i fornitori di energia elettrica o con altri operatori interessati. Inoltre devono essere rese disponibili le modalità di pagamento che permettano la più ampia fruizione dei servizi di ricarica.

I prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica pubblici devono essere ragionevoli, facilmente comparabili, trasparenti e non discriminatori, e a questo fine - con decreto del MIT di concerto con il MSE - verranno definiti criteri per la comparabilità dei prezzi in analogia a quanto previsto anche per GNC, GNL e GPL.

Inoltre, gli operatori dei sistemi di distribuzione devono cooperare su base non discriminatoria con gli operatori e i soggetti che aprono o gestiscono punti di ricarica accessibili al pubblico. Infine con riferimento ai punti di ricarica, accessibili al pubblico e non, la fornitura di energia elettrica deve poter essere oggetto di contratto con fornitori diversi rispetto a quello dell'abitazione o della sede in cui i punti di ricarica sono ubicati.

Viene anche introdotto un pacchetto di misure normative finalizzate ad agevolare la realizzazione di punti di ricarica nell'edilizia privata. Viene esteso l'obbligo della predisposizione all'allaccio per punti di ricarica nei box per auto o per gli stalli negli spazi adibiti a parcheggio per i nuovi edifici o ristrutturazioni di carattere residenziale, se maggiori di 9 unità abitative; obbligo già previsto per gli edifici non residenziali, se con superficie utile maggiore di 500 metri quadrati. Vengono inoltre introdotte norme per facilitare le decisioni nelle assemblee di condominio per la realizzazione di punti ricarica nelle pertinenze condominiali, norme per determinare in modo omogeneo a livello nazionale le dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni ed elaborati tecnici da presentare per la realizzazione dei punti di ricarica e delle opere accessorie necessarie, con il regime della segnalazione certificata di inizio di attività.

È stato infine modificato il nuovo codice della strada al fine di disciplinare in modo esplicito gli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici in ricarica.

L'ELETTRICITÀ NEL QUADRO STRATEGICO NAZIONALE (PNIRE)

Lo scenario di sviluppo della mobilità elettrica adottato dal PNIRE è sostanzialmente limitato al 2020, e per quella data fissa dei *target* di sviluppo che prevedono la presenza di circa 12,000 punti di ricarica e un parco circolante di circa 90,000 veicoli elettrici, rispetto alla consistenza di circa 8,000 nel 2014 (di cui la metà quadricicli), un *target* quindi non particolarmente sfidante. I consumi di elettricità nel trasporto su strada per il 2014 in Italia sono stati pari a 6 ktep (circa 70 GWh).

IDROGENO

Le uniche disposizioni specifiche sulla promozione dell'infrastruttura per la distribuzione dell'idrogeno come combustibile alternativo sono riferite alla previsione dell'aggiornamento entro la fine del 2017 delle attuali norme tecniche per la prevenzione degli incendi, la progettazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione in vigore dal 2006, e alla norma con cui si stabilisce che per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto si applicano le procedure autorizzative previste dalle norme in materia di distribuzione dei carburanti già codificate (Dlgs 32/1998).

Il QSN fornisce indicazioni per la fornitura di idrogeno nel trasporto stradale a partire da un'ampia ricognizione sullo stato dell'arte di questo specifico ambito tecnologico. Nel documento si fa riferimento ad uno scenario assai articolato ed ambizioso basato su una dinamica di potenziale penetrazione che potrebbe portare nel 2030 alla presenza di 290,000 veicoli alimentati a idrogeno con peso pari allo 0.7% del parco veicolare italiano previsto per quella data. Nel documento viene successivamente stimato in circa 500 milioni di euro il fabbisogno finanziario necessario fino al 2025 per introdurre le misure di sostegno indispensabili per poter consentire la penetrazione dei veicoli alimentati a idrogeno. In assenza di tale tipo di sostegno emerge che nel breve periodo non è prevedibile un ruolo significativo dell'idrogeno come vettore energetico nel settore dei trasporti stradali.

GAS NATURALE COMPRESSO

NUOVE NORME TECNICHE E MENO BARRIERE PER I DISTRIBUTORI DI GNC

Le novità normative più significative di carattere specifico per la promozione della rete di distribuzione di GNC riguardano i distributori in modalità *self* e la rimozione di barriere regolatorie normative per la realizzazione dei distributori. Si prevede l'emanazione entro un anno di un decreto del Ministero dell'interno che aggiorni la normativa tecnica per facilitare la diffusione dei distributori di GNC in modalità *self*, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo, dove tale modalità è già presente in modo significativo, come in Germania. Vi sono anche disposizioni che puntano a facilitare la realizzazione dei distributori di GNC, affidando all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico il compito di eliminare le penali di recupero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e distribuzione, nel caso di prelievi superiori fino al 50% della capacità del punto di riconsegna, per periodi non superiori ai 90 giorni. Per dare impulso ai lavori per realizzare le condotte di allacciamento ai distributori di GNC, gli stessi sono dichiarati di pubblica utilità con carattere di indifferibilità e urgenza.

SCENARI AMBIZIOSI PER IL GAS NATURALE COMPRESSO

Lo scenario di sviluppo sostenuto dalle nuove politiche per l'utilizzo del GNC è delineato, fino al 2025 e per quella data fissa dei *target* che prevedono la presenza di circa 1,900 punti di rifornimento e un parco circolante di 2,300,000 veicoli alimentati a GNC, rispetto alla consistenza, nel 2015, di circa 833,000 veicoli e 1,086 distributori, un *target* quindi molto ambizioso. I consumi di gas naturale nel trasporto su strada per il 2015 in Italia sono stati pari a 900 ktep, che al 2025 si attesterebbero nell'ordine dei 2,700 ktep nel caso di raggiungimento del *target* prefissato.

GAS NATURALE LIQUEFATTO: NON SOLO TRASPORTI

NORME PER LE INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO

L'articolo 6 disciplina in modo specifico la parte dedicata allo sviluppo del GNL per la navigazione, per il trasporto stradale e altri usi. L'articolo, oltre a disciplinare quanto previsto dalla direttiva sui contenuti del quadro strategico nazionale per il GNL, stabilisce che entro un anno sia adottata, con decreto del Ministero dell'interno, la norma tecnica di prevenzione degli incendi, relativa ai distributori per autotrazione alimentati da serbatoi fissi di GNL.

Un intero capo del Dlgs è dedicato a disposizioni per le infrastrutture di GNL (articoli da 9 a 14), dove vengono affrontati temi che vanno molto oltre l'ambito infrastrutturale trattato nel caso degli altri combustibili alternativi, che si limita principalmente alla rete distributiva per i veicoli stradali, e coinvolge: terminali di rigassificazione, depositi costieri di GNL, reti di trasporto e reti di distribuzione del gas naturale connesse al downstream del GNL. In particolare si parte con le disposizioni che disciplinano il procedimento autorizzativo per la realizzazione e l'esercizio degli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, infrastrutture considerate strategiche. Vi è uno specifico richiamo alla realizzazione di parti isolate della rete nazionale di trasporto del gas che si riferisce alla situazione della Sardegna.

L'art. 9 stabilisce che i gestori di tali infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'Autorità, mentre il procedimento autorizzativo viene attribuito al MSE. Inoltre viene introdotta una norma per la pubblicità dei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto SSLNG destinate all'alimentazione di reti del gas naturale, stabilendo che prima dell'avvio del procedimento il proponente deve avere avviato le procedure di consultazione pubblica previste dalle normative in materia di valutazione di impatto ambientale e/o di prevenzione dal rischio di incidente rilevante. Infine, recependo un'osservazione dell'Autorità, viene previsto che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi benefici, con il coinvolgimento dell'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi.

Nella parte dedicata alle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale, viene stabilito che la competenza del MSE nel procedimento autorizzativo sia limitata agli impianti di stoccaggio di GNL con capacità uguale o superiore a 200 tonnellate. I terminali di importazione di GNL possono realizzare modifiche, autorizzate dal MSE, agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna. Viene anche stabilito che queste attività dei terminali di rigassificazione non siano regolate, ma devono essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, e attribuisce all'Autorità il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. Con il comma 4 viene stabilito che per gli impianti di stoccaggio e trasporto di GNL non destinati alla rete di trasporto nazionale, di capacità inferiore a 200 e uguale o superiore alle 50 tonnellate, il procedimento autorizzativo sia di competenza delle regioni.

La sezione dedicata alle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni contiene disposizioni che disciplinano gli impianti di liquefazione e gli stoccaggi di GNL con capacità inferiore alle 50 tonnellate, per i quali viene prevista una procedura amministrativa semplificata, di competenza comunale, analoga a quella prevista per la segnalazione certificata di attività. Agli stoccaggi di GNL di capacità inferiore alle 50 tonnellate e agli impianti connessi al servizio di distributori di GNL per autotrazione si applicano invece le procedure autorizzative relative agli impianti di distribuzione di gas naturale compresso. Nel caso degli impianti di liquefazione, il riferimento dovrebbe essere a quelli richiamati nel paragrafo 5.16 del QSN-GNL che vengono considerati di piccola taglia se hanno capacità di liquefazione compresa tra le 4,000 e le 20,000 tonnellate all'anno.

L'art. 14 dedicato alle "Reti isolate di GNL" stabilisce, infine, che l'Autorità, in analogia a quanto previsto le reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, provveda a determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente per i clienti vulnerabili, di vendita anche per le reti isolate alimentate da depositi di GNL.

GLI SCENARI INFRASTRUTTURALI PER IL GAS NATURALE LIQUEFATTO

La natura degli scenari di sviluppo infrastrutturale del GNL⁸ è radicalmente diversa da quelli per gli altri combustibili alternativi, perché non riguarda solo la rete di distributiva ma coinvolge infrastrutture di grandi e medie dimensioni, come terminali di rigassificazione e depositi costieri intermedi di GNL. La parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al GNL(QSN-GNL) prevede, per le infrastrutture di base della catena logistica di distribuzione primaria del GNL, la presenza in Italia al 2030 di 5 terminali dotati di *facilities* per il *downstream* del GNL, nonché di 30 depositi costieri

intermedi (con taglie tra i 1,500 e i 10,000 mc) che sarebbero in grado consentire il funzionamento dei 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e dei 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna. Tale dotazione infrastrutturale secondo il QSN-GNL nel 2030 dovrebbe consentire la distribuzione del GNL richiesto dai diversi settori di usi finali, stimato pari a 5,300,000 t/a nello scenario minimo, e a 7,100,000 t/a in quello massimo (vedi **Tabella 1**). Per il settore del trasporto stradale pesante tramite autocarri alimentati a GNL, lo scenario infrastrutturale del QSN-GNL prevede nel 2030, oltre la presenza di un numero minimo distributori di GNL accessibili al pubblico lungo i tratti stradali italiani della rete centrale TEN-T, anche la presenza di 800 "impianti di rifornimento

TABELLA 1. RICHIESTA DI GNL 2015 E PREVISIONI 2020, 2025 E 2030 QSN-GNL
(t/a di GNL, Msmc di GAS NATURALE e ktep)

		2015	Previsioni minime QSN 2020	Previsioni minime QSN 2025	Previsioni minime QSN 2030
Consumi trasporto stradale pesante	(t/a) (Msmc) (ktep)	2 040 2 851 920 2	400 000 559 200 000 472	1 250 000 1 747 500 000 1 475	2 500 000 3 495 000 000 2 850
Consumi trasporto leggero L-CNG	(t/a) (Msmc) (ktep)	6400 8 947 200 8			500 000 699 000 000 570
Consumi trasporto marittimo	(t/a) (Msmc) (ktep)			800 000 1 118 400 000 944	1 000 000 1 398 000 000 1 140
Consumi industria off-grid	(t/a) (Msmc) (ktep)	8 935 12 491 130 11			1 000 000 1 398 000 000 1 140
Consumi civile off-grid	(t/a) (Msmc) (ktep)				300 000 419 400 000 342
Totale	(t/a) (Msmc) (ktep)	17 375 24 290 250 21	400 000 559 200 000 472	2 050 000 2 865 900 000 2 419	5 300 000 7 409 400 000 6 042

Fonte: elaborazioni REF-E

⁸ I campi coperti dal Digs riguardano gli usi finali del GNL per i trasporti e gli "altri usi" costituiti dalle applicazioni della filiera del GNL per la fornitura di gas naturale alle utenze industriale e civili off-grid.

TABELLA 2. PREVISIONI QSN DI AMPLIAMENTO DELLA RETE DISTRIBUTIVA PER I COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

(n. punti di rifornimento o ricarica)

	2015	2025
GNC	1 086	1 900
GNL	3	190
GPL	3 766	4 017
Elettricità	n.d.	13 000

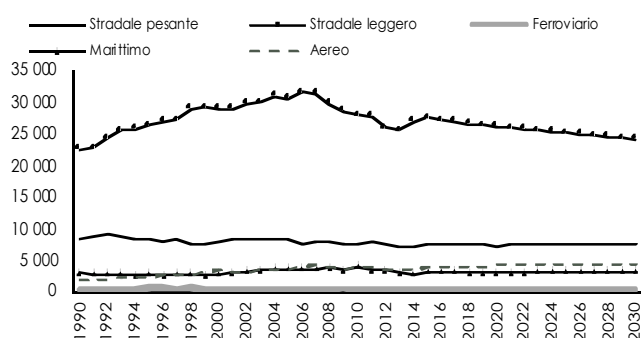
Fonte: elaborazioni REF-E su dati QSN

di metano integrati con GNL". Al contempo, per il 2030 viene prevista la presenza di 30-35,000 mezzi stradali pesanti alimentati a GNL, con una penetrazione del 12-15% sul parco circolante prevedibile tra 15 anni. Nello scenario del QSN-GNL per il settore dei trasporti viene compresa la richiesta di GNL dei distributori di GNC alimentati da depositi satellite, che viene stimata per il 2030: nello scenario minimo pari a 500,000 t/a, e in quello massimo pari a 1,000,000 t/a. Per il trasporto marittimo viene prevista per il 2030 la presenza di 60 imbarcazioni alimentate a GNL, che genererebbero una domanda di bunkeraggio di circa 1.000 t/a (Tabella 2).

GAS DI PETROLIO LIQUEFATTO

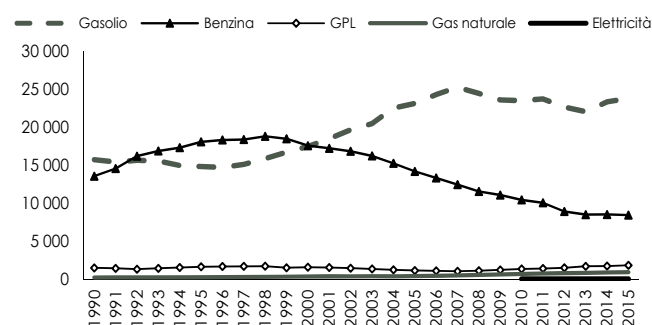
Il Dlgs di recepimento delle direttive non introduce nessuna nuova norma di carattere specifico per la promozione del GPL, e rimanda ai contenuti degli indirizzi presenti nel QSN. La sezione dedicata al GPL presenta una ricognizione sullo stato dell'arte di questo settore che ha già avuto un significativo sviluppo nel nostro Paese. In Italia sono infatti presenti circa 3,800 distributori, e circolano 2,000,000 di veicoli (5.5% del parco veicolare); nel 2015 i consumi di GPL per autotrazione ammontavano a circa 1,800 ktep pari al 5.2% dei consumi complessivi per trasporto stradale. Gli scenari di sviluppo prospettati dal QSN al 2030 per il GPL prevedono un incremento del 25% del parco circolante con aumento fino a circa 2,500,000 veicoli, e una contestuale riduzione dei consumi fino a circa 1,550 ktep, legata all'incremento atteso dell'efficienza media del parco veicolare e a una riduzione del chilometraggio, che dovrebbero portare il consumo medio annuo dei veicoli dalle attuali 0.80 t a 0.69 t di GPL. Le indicazioni per lo sviluppo della rete di distribuzione del GPL sono prioritariamente orientate a perseguire una maggiore uniformità della copertura di stazioni di rifornimento lungo il territorio nazionale.

FIGURA 1. CONSUMI DI ENERGIA PER TRASPORTI 1990-2030 (ktep)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Eurostat e Commissione UE

FIGURA 2. CONSUMI DI ENERGIA NEL TRASPORTO STRADALE 1990-2015 (ktep)



Fonte: elaborazione REF-E su dati Eurostat

SCENARI 2030 E POLITICHE PER I COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

L'attuazione della direttiva sui combustibili alternativi secondo le linee tracciate dal Dlgs 257/2016 e dal Quadro Strategico Nazionale, potrebbe avere un rilevante impatto nel settore dei trasporti, con il conseguimento di *target* ambientali e l'apertura di nuovi spazi di mercato per il gas naturale e l'elettricità. La realtà dei combustibili alternativi è però assai eterogenea, per il diverso grado di maturità tecnologico/economica, per la specificità dei mercati energetici coinvolti, la tipologia di infrastrutture energetiche implicate, e le differenti modalità di trasporto coinvolte. Per conseguire gli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale è necessario che gli scenari di sviluppo dei diversi combustibili siano costruiti con criteri omogenei insieme ad una valutazione globale degli impatti sul settore dei trasporti che oggi manca.

Lo scenario di riferimento⁹ adottato dalla Commissione UE per l'elaborazione della programmazione energetico ambientale dei singoli stati prefigura per l'Italia un *trend* di riduzione dei consumi di energia per trasporti che dal 2015 al 2030 dovrebbero ridursi del 5% nel loro complesso, con una riduzione più forte, del 10% in quindici anni nel principale comparto quello del trasporto stradale che pesa per l'80% del totale (vedi Figura 1). Oggi in Italia i consumi di combustibili alternativi per trasporti stradali pesano per il 7.8% (vedi Figura 2) e in base alle indicazioni ricavabili dal QSN nel 2030 questa percentuale si può stimare che dovrebbe arrivare al 24% spiazzando circa un quinto dei consumi complessivi che oggi sono assorbiti dai principali prodotti petroliferi, gasolio e benzina.

Le politiche per la diffusione dei combustibili alternativi disegnate con il QSN richiedono altresì una valutazione strategica ambientale comprensiva di un'analisi costi-benefici in termini di quantificazione della riduzione di costi esterni, valutazione che potrebbe consentire di delineare in modo più chiaro gli obiettivi di sviluppo e fondare in modo più solido la

⁹ EU Reference Scenario 2016 Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050.

strategia di intervento e il ruolo dei diversi strumenti disponibili a partire dalla fiscalità dei diversi prodotti energetici. Con questo salto di qualità l'impostazione delle politiche per la promozione dei combustibili alternativi potrebbe essere chiaramente integrata ed essere una componente importante nei due atti di indirizzo chiave della politica energetica italiana che sono attualmente in fase di elaborazione: la nuova Strategia Energetica Nazionale, e il Piano nazionale energia e clima con gli obiettivi 2030 la cui prima bozza dovrà essere elaborata e inviata alla Commissione Europea entro la fine del 2017.

Come visto lo sviluppo delle filiere dei combustibili alternativi è legato al ruolo di una significativa compagine di attori istituzionali¹⁰, il cui intervento è in molti casi determinante. Nell'ottica di monitoraggio dell'attuazione della direttiva e dell'aggiornamento triennale del QSN appare opportuno, se non indispensabile, prevedere l'istituzione di una cabina di regia, presieduta e coordinata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, che comprenda tutti i soggetti su richiamati. Tale organismo dovrebbe ogni anno verificare il grado di conseguimento degli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi, l'efficacia degli strumenti di promozione messi in campo, e definire modifiche e aggiustamenti necessari per l'intervento pubblico in questo settore.

¹⁰ Si tratta del Ministero delle Infrastrutture e i trasporti (MIT) tramite le direzioni maggiormente coinvolte; del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE); del Ministero dell'ambiente (MATTM); del Ministero dell'Interno tramite il corpo dei Vigili del Fuoco (V.V. F.F.); del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF); delle Regioni; dei Comuni; dell'Agenzia delle Dogane; dell'ISPRA; e delle Autorità Portuali.

MERCATO ELETTRICO

RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO: DUE POSSIBILI INNOVAZIONI VOLUZIONARIE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 800/2016/R/eel](#)
- [DCO 798/2016/R/eel](#)
- [DCO 684/2016/R/eel](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)
- [Regolamento \(UE\) 2015/1222](#)
- [DCO 557/2013/R/eel](#)

Gli orientamenti espressi dall'Autorità nell'ambito della riforma di MI (negoiazione continua, gate closure a ridosso del tempo reale e offerte di portafoglio), così come quelli riguardanti il dispacciamento (abilitazione volontaria su MSD e revisione della definizione del segno e del prezzo di sbilanciamento) incrementano la complessità del disegno di mercato e sembrano scarsamente coordinati perché ci si vuole avvicinare al framework europeo mantenendo alcune peculiarità italiane, tra cui il central dispatching.

Negli ultimi mesi sono stati pubblicati numerosi documenti di rilievo nel processo di riforma del disegno del mercato elettrico italiano all'ingrosso. A livello nazionale, l'Autorità ha infatti avviato una consultazione pubblica (DCO 798/2016) in tema di Mercato Infragiornaliero (MI), che si concluderà a fine febbraio, e ha anche nuovamente revisionato la disciplina transitoria in tema di sbilanciamenti elettrici (Delibera 800/2016).

Oltre alla consapevolezza del notevole sforzo di adeguamento (introduzione di sessioni in negoziazione continua, *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale ed eventuale riduzione del numero di sessioni ad asta) che sarà richiesto al nostro paese per armonizzare e integrare il proprio MI con i corrispondenti mercati europei, dalla consultazione in corso sull'adeguamento del disegno di MI e sul suo coordinamento con MSD sembra emergere per la prima volta anche l'orientamento dell'Autorità a introdurre nel disegno del mercato elettrico italiano all'ingrosso due elementi fortemente innovativi rispetto al disegno originale.

Il primo elemento di forte innovazione, se non addirittura di rivoluzione, rispetto al passato sarebbe il passaggio dallo *unit bidding* al *portfolio bidding* eventualmente non solo su MI, ma anche su MGP, con la conseguente necessaria introduzione di una piattaforma dedicata per il processo di nomina. Tale novità, oltre a superare l'impostazione storica italiana, potrebbe aprire la strada all'introduzione sul mercato di nuove figure, quali gli aggregatori, che potrebbero rivestire un ruolo fondamentale anche nella gestione del bilanciamento del sistema, in un contesto sempre più orientato verso la generazione distribuita e il coinvolgimento di tutte le risorse in una gestione attiva della rete.

Il secondo elemento rivoluzionario è la riforma del MSD, con l'apertura della partecipazione a tutte le risorse (comprese quelle non convenzionali, quali le fonti rinnovabili non programmabili, gli *storage*, la *demand response*) e un'abilitazione che potrebbe diventare volontaria, per garantire il coordinamento con un MI sempre più vicino al tempo reale. Ciò richiede ovviamente una regolazione degli sbilanciamenti che fornisca agli operatori un segnale corretto del valore dell'energia in tempo reale, in modo tale da non creare strategie distorsive per lo stato del sistema e consentire agli operatori una scelta razionale tra la partecipazione a MI o a MSD.

Obiettivo del presente articolo è pertanto non solo quello di fare il punto sulle ultime novità strettamente italiane in tema di disegno del mercato elettrico all'ingrosso, ma anche quello di commentarne la coerenza interna, anche alla luce delle *framework* europeo.

LA RIFORMA DEL MERCATO INFRAGIORNALIERO

ADEGUAMENTO DEL DISEGNO DI MI E COORDINAMENTO CON MSD

Sostanzialmente due sono le tematiche oggetto della recente consultazione dell'Autorità in tema MI. Da un lato, l'Autorità affronta il problema dell'adeguamento dell'attuale disegno di MI ai fini della sua armonizzazione e integrazione con i corrispondenti mercati europei in linea con quanto stabilito dal regolamento comunitario in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM, Regolamento 2015/1222). Dall'altro, l'Autorità espone i propri orientamenti per il coordinamento tra il MI e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) che si renderebbe necessario a seguito dell'adeguamento del disegno del primo di questi due mercati.

ARTICOLI CORRELATI

- [Già in vigore numerose disposizioni transitorie in tema di sbilanciamenti](#) (Newsletter 202)
- [La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento](#) (Newsletter 200)

TAG

electricity, imbalances

POSSIBILITÀ DI ASTE COMPLEMENTARI ALLA NEGOZIAZIONE CONTINUA

In tema di disegno dei mercati infragiornalieri, il regolamento comunitario in tema di *Congestion Management and Capacity Allocation* prevede in particolare:

- il ricorso al meccanismo della negoziazione continua con criterio di determinazione dei prezzi di tipo *pay-as-bid*, come meccanismo principale
- una *gate closure* fissata al massimo un'ora prima rispetto al tempo reale
- la determinazione di un prezzo per la capacità infragiornaliera interzonale
- la possibilità di ricorso al meccanismo d'asta con criterio di determinazione dei prezzi di tipo *pay-as-clear*, come meccanismo complementare su base regionale.

Essendo basato su una serie di aste a cascata *pay-as-clear* e avendo una *gate closure* notoriamente molto distante dal tempo reale, l'attuale disegno del MI italiano è notevolmente diverso dal disegno di riferimento a livello comunitario. Al riguardo, l'Autorità ha sempre supportato l'implementazione di un disegno ibrido che preveda, almeno sulle frontiere tra l'Italia e i Paesi confinanti, il ricorso ad aste complementari rispetto alle sessioni in negoziazione continua, che peraltro garantirebbe che la capacità infragiornaliera interzonale sia prima offerta sul mercato al miglior offerente mediante l'asta e solo successivamente lasciata al mercato in negoziazione continua se rimasta invenduta.

IL PROGETTO XBID PROPONE DUE OPZIONI

In linea con quanto supportato dall'Autorità, il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID) per l'implementazione volontaria del regolamento comunitario in tema di CACM da parte di 12 Paesi europei (compresa l'Italia che partecipa con Terna e GME), prevede, oltre alla negoziazione continua con contestuale allocazione e aggiornamento della capacità infragiornaliera interzonale e a una *gate closure* fissata un'ora prima rispetto al tempo reale, anche l'implementazione di un meccanismo d'asta complementare, per le zone di mercato italiane, per le frontiere con l'Italia e per la frontiera tra Austria e Slovenia, secondo due opzioni alternative. Con la prima opzione:

- verrebbe confermata la complessa articolazione dell'attuale MI in due aste *pay-as-clear* nel giorno D-1 in cui possono essere negoziate tutte le 24 ore del giorno D e (a partire dal prossimo febbraio) cinque aste *pay-as-clear* nel giorno D in cui possono essere negoziate solo parte delle 24 ore del giorno medesimo
- si introdurrebbe lo svolgimento di due aste infragiornaliere regionali complementari coincidenti con MI2 e MI4 (queste due sessioni di MI sarebbero in altri termini allargate anche all'allocazione implicita della capacità infragiornaliera sulle frontiere)
- si avvierebbero le sessioni in negoziazione continua a valle della pubblicazione dei risultati delle aste, con la possibilità di negoziare in queste sessioni solo le ore di D non più negoziabili mediante successive aste (sia solo italiane, che nella seconda asta infragiornaliera regionale complementare).

Con la seconda opzione verrebbe invece semplificata la complessa articolazione dell'attuale MI prevedendo due aste *pay-as-clear* nel giorno D-1 in cui possono essere negoziate tutte le 24 ore del giorno D e una sola asta *pay-as-clear* nel giorno D in cui possono essere negoziate solo parte delle 24 ore del giorno stesso. In questo caso le due aste infragiornaliere regionali complementari coinciderebbero con i nuovi MI2 e MI3, che risulterebbero quindi contemporaneamente aperte all'allocazione implicita sia della capacità infragiornaliera tra zone di mercato italiane, che della capacità infragiornaliera sulle frontiere.

L'AUTORITÀ INTENDE MANTENERE L'ATTUALE ARTICOLAZIONE DI MI

Con riferimento alle due possibili opzioni contemplate dal progetto XBID per le frontiere con l'Italia, l'Autorità è orientata a preferire quella che confermerebbe la complessa articolazione dell'attuale MI, piuttosto che quella che la semplificherebbe, poiché la semplificazione dell'attuale MI potrebbe avere rilevanti impatti sulle strategie di copertura e aggiustamento degli operatori. Infatti, con un'asta infragiornaliera *pay-as-clear* un operatore potrebbe presentare le proprie offerte con riferimento a tutte le ore rimanenti di D e, una volta determinato l'equilibrio dell'asta, avere un quadro definitivo della propria posizione, invece con la negoziazione continua:

- l'operatore non avrebbe la certezza di concludere la transazione fino all'accoppiamento della propria offerta
- l'eventuale conclusione della transazione non seguirebbe l'ordine di merito economico, ma il mero ordine temporale di presentazione delle offerte (principio del *first-come-first-served*).

Secondo l'Autorità, il ricorso al meccanismo d'asta nell'orizzonte infragiornaliero consentirebbe inoltre di valorizzare in modo implicito ed efficiente la capacità infragiornaliera anche sulle frontiere, tanto più se si considera che finora non è ancora stata trovata alcuna soluzione soddisfacente al problema della determinazione di un prezzo per la capacità infragiornaliera interzonale in presenza del solo meccanismo della negoziazione continua. Al riguardo, anche secondo quanto espresso da ENTSO-E nell'ambito dei lavori del *Market Electricity Stakeholder Committee* l'unica possibile soluzione è quella di un disegno ibrido che coniughi negoziazione continua ed aste.

EVENTUALI OFFERTE PER PORTAFOGLIO NELLE SESSIONI A NEGOZIAZIONE CONTINUA

Un altro orientamento finalizzato a una maggiore armonizzazione di MI con i corrispondenti mercati europei, anche se non richiesto esplicitamente dal regolamento comunitario in tema di CACM, sembra essere inoltre quello di favorire l'abbandono delle offerte per unità (*unit bidding*) a favore delle offerte per portafoglio (*portfolio bidding*) nell'ambito delle sessioni a negoziazione continua, a seguito dell'avvio del progetto XBID sulle frontiere con l'Italia atteso per il prossimo anno. Le offerte per portafoglio, potenzialmente estendibili anche al Mercato del Giorno Prima (MGP), sarebbero comunque limitate alle singole zone di mercato e separate lato offerta e lato domanda e renderebbero necessaria l'introduzione di un processo di nomina attraverso una piattaforma dedicata per consentire agli operatori di tradurre la propria posizione commerciale in un vero e proprio *unit commitment* per le singole unità del proprio portafoglio.

IL DIFFICILE COORDINAMENTO TRA NUOVO MI E MSD

L'introduzione su MI di un altro elemento irrinunciabile del regolamento comunitario in tema di CACM, cioè la *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale, rende necessaria l'introduzione anche di specifiche misure volte a garantire il coordinamento tra MI e MSD, in modo tale che gli scambi infragiornalieri preservino lo *unit commitment* e garantiscano a Terna i necessari margini di riserva in tempo reale. L'attuale architettura del mercato elettrico italiano all'ingrosso basata sul *central dispatching* prevede infatti una stretta sequenzialità tra:

- la fase commerciale (rappresentata da MGP e MI) in cui gli operatori definiscono le proprie coperture economiche attraverso i propri programmi di immissione e prelievo
- la fase fisica (MSD ex ante e MB) in cui i programmi di immissione e prelievo hanno effettiva esecuzione e Terna garantisce la sicurezza del sistema tramite l'approvvigionamento di servizi ancillari.

L'introduzione di eventuali sessioni di MI tra MSD ex-ante e il tempo reale, per via della *gate closure* ristretta, andrebbe però a compromettere questa sequenzialità con il rischio che il dispacciamento fisico definito su MSD ex ante possa essere ulteriormente modificato da contrattazioni su MI.

RIPROPOSTE LE OPZIONI DI RISERVA DI MARGINI SU MSD EX ANTE

Al fine di mantenere la stretta distinzione tra fase commerciale e fase fisica del mercato e quindi evitare che il dispacciamento fisico definito su MSD ex ante possa essere ulteriormente modificato da contrattazioni su MI, l'Autorità ripropone a distanza di diversi anni (DCO 557/2013) la possibilità per Terna di riservare margini di riserva su MSD ex-ante mediante contratti ad opzione, in cambio di una remunerazione fissa per la capacità riservata e di una remunerazione variabile sull'energia approvvigionata, in modo da coprire il costo opportunità per l'operatore, derivante dall'impossibilità di disporre su MI della capacità riservata stessa (supponendo che la partecipazione a MSD sia obbligatoria per tutte le unità che rispettano i requisiti di abilitazione). Alle unità abilitate su MSD (a differenza di quelle non abilitate) sarebbe pertanto consentito

di effettuare scambi su MI solo per le ore di D per le quali Terna non ha ancora definito un programma vincolante definitivo su MSD ex ante.

POSSIBILITÀ DI SCAMBI SU MI PER I MARGINI DI CAPACITÀ RESIDUI

Oltre a riproporre la possibilità di prenotare margini di riserva su MSD ex-ante, l'Autorità è anche orientata a:

- obbligare le unità abilitate su MSD a rinunciare esplicitamente a effettuare scambi nelle sessioni di MI successive a MSD ex-ante, con riferimento alle ore per cui è stato definito un programma vincolante definitivo
- valutare con il consenso di Terna la possibilità di consentire alle unità abilitate su MSD di effettuare scambi nelle sessioni di MI successive a MSD ex-ante, limitatamente ai margini di capacità residui rispetto a quelli riservati da Terna stessa con la definizione dei programmi vincolanti definitivi.

EVENTUALE PASSAGGIO ALL'ABILITAZIONE VOLONTARIA SU MSD

Come nel caso delle offerte di portafoglio, sempre ai fini di una maggiore armonizzazione delle regole di mercato italiane con quelle europee, l'Autorità è orientata anche a rivedere i criteri di abilitazione a MSD, passando da una logica di abilitazione su base obbligatoria a una su base volontaria, in modo peraltro coerente con la recente proposta (DCO 298/2016) di estensione della platea di operatori (domanda, fonti rinnovabili intermittenti e generazione distribuita, anche in forma aggregata lato domanda o lato produzione) che possono chiedere di abilitarsi su MSD per fornire a Terna risorse di dispacciamento (*Newsletter 200*). Con una logica di abilitazione su base volontaria spetterebbe all'operatore la scelta dell'opzione più conveniente tra l'abilitazione su MSD (con i conseguenti vincoli di operatività su MI) o la rinuncia all'abilitazione su MSD (per mantenere una più libera operatività su MI). In tal caso, secondo l'Autorità, non sarebbe più necessario remunerare mediante i contratti di opzione i margini di riserva predisposti da Terna su MSD ex-ante, poiché la partecipazione su MSD non sarebbe più obbligatoria, ma il risultato di una scelta a monte effettuata dall'operatore circa la fase (commerciale o fisica) del mercato su cui operare.

VERSO UNA RIFORMA ORGANICA DEGLI SBILANCIAMENTI

Nelle ultime settimane del 2016, prima con la consultazione 684/16 e poi con la delibera 800/16, l'Autorità ha revisionato ulteriormente la disciplina degli sbilanciamenti per il periodo transitorio e ha compiuto un primo tentativo di concretizzazione della riforma organica degli sbilanciamenti, ipotizzata già nel 2013, finalizzato a dare una nuova definizione di segno e prezzo di sbilanciamento macrozonale, più rappresentativa dello stato effettivo del sistema e del valore dell'energia nel tempo reale.

CALCOLO DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO BASATO SULLE MISURE

Il primo tema affrontato dall'Autorità è la metodologia di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato macrozonale. Ad oggi, lo sbilanciamento macrozonale è calcolato sulla base dei volumi approvvigionati da Terna sui mercati dei servizi (sia MSD ex ante che MB) all'interno di ogni macrozona: questa disciplina era stata introdotta nel 2010, per permettere un calcolo e una pubblicazione dei segni e prezzi di sbilanciamento più vicino al prezzo reale, evitando le continue rettifiche e i conseguenti conguagli resi necessari dal calcolo basato sui dati di misura negli anni precedenti. L'Autorità stessa ha riconosciuto come la metodologia di calcolo basata sui dati commerciali non sia spesso stata rappresentativa dello sbilanciamento effettivo del sistema, data la mancata contabilizzazione dello scambio di risorse di bilanciamento fra le varie zone: pertanto il segno calcolato è risultato spesso disallineato dal segno effettivo, aumentandone la persistenza e la prevedibilità, e incentivando comportamenti strategici da parte degli operatori di mercato non abilitati (ossia coloro che erano sottoposti a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing*). Con la delibera 444/16, che aveva introdotto un regime misto *single pricing/dual pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti delle unità di consumo già da agosto scorso, si era posto un limite a tali comportamenti strategici, tramite l'applicazione di una banda del 15%, ma senza affrontare il problema alla radice: la distorsione insita nel calcolo del segno è tuttora presente, favorendo e incentivando il perdurare di strategie

di sbilanciamento da parte delle FRNP, cui il regime misto non è stato applicato. Al fine di creare un segnale corretto per gli operatori, in modo da favorire un comportamento conforme ai principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, secondo l'Autorità è necessario quindi cambiare la metodologia del calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale, in modo che rappresenti meglio lo stato effettivo del sistema. L'idea, prima consultata e poi adottata dall'Autorità, è quella di tornare (come accadeva fino al 2009) a un calcolo dello sbilanciamento basato sui dati di misura delle immissioni e dei prelievi effettivi di tutte le unità che si trovano nella macrozona. Tale approccio presenta ovviamente delle criticità, che avevano spinto l'Autorità ad abbandonarlo diversi anni fa, tra cui i tempi di calcolo e di pubblicazione, la trasparenza e la necessità di continue rettifiche. Per ovviare a questi problemi, si richiede quindi a Terna di riuscire a fornire entro il giorno successivo a quello di consegna un'informazione almeno preliminare, ma il più possibile coerente e rappresentativa dell'effettivo stato del sistema, in modo tale che l'entità delle rettifiche non sia tale da influenzare il segno finale. Viene anche delineata una scaletta degli *step* necessari: l'aggiornamento del Codice di Rete e una prova del calcolo ex-post su tutto il 2016, al fine di ricreare una base storica dei segni di sbilanciamento basati sulle misure, entro la fine di marzo, per adottare la nuova metodologia già da maggio di quest'anno, sempre che essa si dimostri affidabile ed efficace.

SUPERAMENTO DEL REGIME MISTO SINGLE PRICING/DUAL PRICING

La riforma del calcolo del segno dovrebbe consentire di superare il regime misto di valorizzazione, non fornendo più incentivi agli operatori per una programmazione non diligente. Per il periodo transitorio (fino a fine aprile), viene confermato quindi il sistema misto con banda del $\pm 15\%$ per le unità di consumo e per le unità di produzione termoelettriche non abilitate, mentre rimane il *single pricing* puro per tutte le FRNP, sia di taglia rilevante che non rilevante: non si concretizza quindi né il restringimento della banda, né l'applicazione alle rinnovabili non rilevanti, come previsto precedentemente. A partire da maggio, parallelamente alla nuova metodologia di calcolo del segno, rimane solo la necessità di contrastare le strategie di arbitraggio tra i prezzi zionali all'interno della stessa macrozona di bilanciamento: pertanto il regime misto viene confermato solo per le unità di consumo, ma con una banda più ampia ($\pm 30\%$), mentre si ritorna al *single pricing* per il termoelettrico non abilitato, così come per tutte le FRNP.

ANCORA RIPROPOSTI I PREZZI NODALI

La riforma organica degli sbilanciamenti punta anche, coerentemente con quanto suggerito a livello europeo, a una valorizzazione degli sbilanciamenti che rappresenti il valore dell'energia scambiata in tempo reale. In particolare, l'energia di bilanciamento ha una dimensione spaziale (in quanto il valore potrebbe cambiare nodo per nodo), temporale (in quanto il valore del bilanciamento è diverso in ogni istante, sulla base dell'entità degli scostamenti da parte della domanda e delle produzioni intermittenti, oltre che delle accidentalità) e merceologica (dato che il servizio di bilanciamento è diverso e deve essere distinto dall'energia acquistata per altri tipi di servizi ancillari, quali la risoluzione delle congestioni o la regolazione di tensione o di frequenza). Sarebbe quindi necessario superare il concetto di macrozona di bilanciamento statica, passando invece a una soluzione dinamica, che tenga conto in ogni istante delle congestioni sulla rete rilevante. L'idea considerata dall'Autorità è il ricorso ai prezzi nodali dell'energia scambiata in tempo reale, che necessita comunque di essere verificata dal punto di vista della fattibilità e dell'efficacia. La determinazione dei prezzi nodali comincerà quindi a essere utilizzata in un primo momento per il monitoraggio degli esiti del MSD, per valutarne la rappresentatività del valore dell'energia in tempo reale e l'utilizzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti.

LA RIFORMA DEGLI SBILANCIAMENTI VA COORDINATA CON LA RDE

La riforma degli sbilanciamenti deve comunque essere coordinata con la più generale riforma del mercato elettrico italiano, che interessa sia il MI, sia il MSD (tramite il procedimento RDE¹).

Un corretto dimensionamento del prezzo di bilanciamento è collegato a doppio filo con la riforma dei mercati dell'energia. Da un lato, il MGP e il MI devono consentire

¹ Riforma del Dispacciamento Elettrico (delibera 393/2015)

agli operatori di mercato di arrivare il più bilanciati possibile al tempo reale; dall'altro, un prezzo di sbilanciamento in grado di riflettere il costo dell'energia in tempo reale dovrebbe fornire agli operatori un segnale corretto, anche ai fini della scelta di partecipazione tra MI e MSD, di cui si è parlato precedentemente. Al riguardo, appare significativo anche l'orientamento dell'Autorità a preferire una regola di calcolo dei prezzi di sbilanciamento di tipo *single pricing*, che sembra andare in direzione opposta rispetto alle ultime riforme transitorie sullo stesso tema (*Newsletter 202*).

La riforma degli sbilanciamenti dovrà poi procedere di pari passo alla RDE. Oggi, infatti, si è sempre adottato un approccio agli sbilanciamenti distinto tra unità abilitate (le convenzionali risorse termoelettriche e idroelettriche programmabili) e non abilitate (unità di consumo e impianti di generazione intermittenti o non rilevanti). Con la RDE, è stata invece sottoposta a consultazione, l'anno scorso, un'apertura della partecipazione al MSD anche di tutte le fonti "non convenzionali": è atteso prossimamente un mandato a Terna per l'aggiornamento del Codice di Rete necessario all'integrazione. La disciplina degli sbilanciamenti dovrà quindi essere riformata in una direzione che consenta e incentivi la scelta di abilitarsi a tutti i tipi di risorse: passare da una valorizzazione a *single pricing* a prezzo medio a una fatta con *dual pricing* a prezzo marginale al momento potrebbe essere troppo penalizzante e non adeguatamente compensato dai margini (volatili e incerti) che è possibile ottenere tramite la fornitura dei servizi ancillari e quindi scoraggiare l'abilitazione di tutti i potenziali nuovi fornitori di servizi.

LA COERENZA CON IL FRAMEWORK EUROPEO

Il coordinamento di tutte queste linee di riforma è ovviamente molto complesso e sembra talvolta andare in direzione opposta a quella ottimale, come accaduto per la disciplina transitoria degli sbilanciamenti: occorre quindi un disegno chiaro e organico su cui basare l'intero processo di riforma, senza dimenticare di gettare uno sguardo al panorama europeo.

In particolare, le proposte di riforma di MI sembrano oscillare tra la volontà di avvicinarsi il più possibile al modello prevalente a livello europeo (sessioni a negoziazione continua, *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale, *portfolio bidding*) e le difficoltà di abbandonare del tutto l'impostazione *central dispatching* del dispacciamento italiano. Il tentativo di conciliare le peculiarità italiane con il modello europeo si traduce in una forte complicazione del disegno del mercato che potrebbe dare luogo anche a incoerenze interne. Ad esempio, nel modello tedesco vi è un approvvigionamento a termine dei margini di riserva da parte dei TSO prima dallo svolgimento della fase commerciale (*day-ahead* e *intraday*) del mercato. In Italia, invece si vuole mantenere l'approvvigionamento *spot* con un MSD che si svolge a valle di MI. In presenza di un approvvigionamento *spot* dei servizi ancillari l'eventuale passaggio a una logica di abilitazione volontaria su MSD per tutte le risorse potrebbe risultare rischiosa per la garanzia della sicurezza del sistema da parte di Terna.

Infine, in tema di regolazione degli sbilanciamenti dal *framework* europeo sembra emergere una preferenza per il *single pricing*, in quanto in grado di consentire un'adeguata gestione del rischio a tutte le risorse comprese quelle da fonti intermittenti. Nella regolazione transitoria sugli sbilanciamenti più volte rivista dall'Autorità al fine di ridurre eventuali opportunità di ottenimento di margini da sbilanciamenti, la direzione intrapresa sembra invece andare in direzione opposta. La stessa Autorità ha tuttavia prospettato un eventuale ritorno, in una fase a regime, alla regola del *single pricing*.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

Il 16 gennaio 2017 ha rappresentato una data storica per il settore della distribuzione gas in quanto quel giorno è scaduto il termine per la presentazione delle offerte alla gara per la distribuzione gas dell'ATEM di Milano 1, la prima gara in assoluta a essere arrivata a un tale grado di progressione. Le offerte verranno aperte il prossimo 27 febbraio quando si saprà per certo quali sono gli operatori ad aver biddato: oltre alla scontata, ma non ufficializzata, presenza dell'*incumbent* A2A, solo 2i Rete Gas ha confermato, a mezzo stampa, la sua partecipazione.

Nel frattempo, la chiusura del 2016 aveva visto anche la ripresa del processo di pubblicazione dei bandi con quella relativa agli ATEM di Belluno, Lucca e Verona 2. Se Lucca è stato pubblicato senza essere stato inviato all'Autorità per la preventiva analisi, Verona 2 ha inviato la documentazione di gara all'Autorità solo contestualmente alla pubblicazione del bando stesso. L'analisi per Belluno era già stata conclusa dall'Autorità e l'esito della stessa era stato trasmesso alla stazione appaltante lo scorso agosto, ma la delibera ([455/2016/R/gas](#)) è stata resa pubblica solo nel corso del mese di gennaio, cioè post pubblicazione del bando.

Dalla delibera si possono trarre interessanti spunti. Infatti oltre a rilievi di dettaglio relativi alla difformità tra alcune delle informazioni incluse nella documentazione di gara e le informazioni tipo richieste dal Regolamento Criteri, l'Autorità ha fornito un chiarimento in merito ai riconoscimenti tariffari. In particolare, ha identificato nelle condizioni minime di sviluppo¹ la frontiera per il riconoscimento tariffario: sono meritevoli di riconoscimento solo gli investimenti che siano effettuati in condizioni di economicità e quindi le condizioni minime di sviluppo dovranno individuare i livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio.

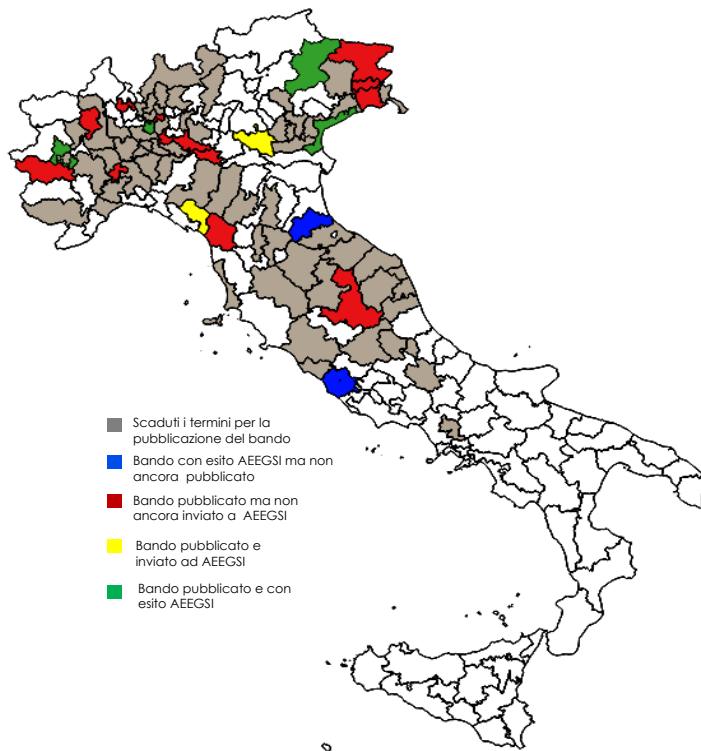
Il costo degli investimenti che eccedono tali condizioni minime non potranno invece trovare una socializzazione e quindi genereranno un onere a carico delle imprese e dei clienti finali. Le imprese dovranno, infatti, farsi carico dei costi per la realizzazione degli interventi promessi in sede di gara, ulteriori rispetto a quelli previsti nel piano di sviluppo degli impianti, interventi il cui valore non contribuirà quindi alla determinazione della RAB. I clienti finali saranno invece chiamati a sostenere un onere per la connessione per la parte di estensione della rete che eccede sia il livello delle condizioni minime di sviluppo e sia quello offerto in sede di gara dalle imprese.

Stante tali premesse, l'Autorità aveva sollevato dei dubbi sui valori fissati dalla stazione appaltante per il parametro "densità minima PDR per km", assunto come riferimento per l'identificazione e quantificazione delle condizioni minime di sviluppo (30 PDR/km di nuova rete per i comuni non metanizzati²; 35 PDR/km di nuova rete per i comuni già metanizzati). In particolare, l'Autorità aveva rilevato come per i comuni dell'ATEM fosse ragionevole utilizzare come riferimento un valore di 20-25 metri per utente, *benchmark* identificato nell'ambito del processo di revisione delle modalità di riconoscimento dei costi per le località in avviamento (DCO 205/2016). La stazione appaltante sembra abbia recepito le osservazioni dell'Autorità in quanto dal Documento Guida pubblicato emerge come abbia innalzato a 40 PDR/km il riferimento per i comuni non metanizzati e a 50 per quelli già metanizzati, parametri più vicini all'attuale valore di PDR per km di rete esistente che per il Veneto si attesta a 70³.

Si devono, infine, registrare ulteriori rinvii per alcuni dei bandi di gara già pubblicati:

- Torino 2 – termine per la presentazione delle domande di partecipazione rinviato dal 27 dicembre 2016 al 27 febbraio 2017
- Monza e Brianza 1 – termine per la presentazione delle domande di partecipazione rinviato dal 31 marzo al 31 luglio 2017.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



¹ In base al DM 226/2011 e ss.mm. le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.

² Tale valore si applica anche al comune di Auronzo di Cadore, rientrante fra i comuni già metanizzati.

³ Elaborazione su dati AEEGSI, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, giugno 2016

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Analisi AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	●	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	687/2016/R/gas	29/12/2015	27/02/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	03/03/2017	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	10/04/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	455/2016/R/gas	27/12/2016	30/06/2017	●	BASSA	●	●	●	●	●
VERONA 2	in corso	30/12/2016	30/06/2017*	●	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/07/2017*	●	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
LUCCA	NO	30/12/2016	31/10/2017*	●	MEDIA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	368/2016/R/gas	28/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	in corso	21/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA 1	650/2015/R/gas	NO	-	-	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	NO	-	-	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 25/01/2017

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

DATI DI MERCATO

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

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	284 063	289 416	-1.8%
Produzione netta	250 512	250 504	0.0%
- Termoelettrico	167 942	165 084	1.7%
- Rinnovabili**	82 570	85 420	3.7%
Saldo estero	35 709	42 056	-15.1%

*Novembre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

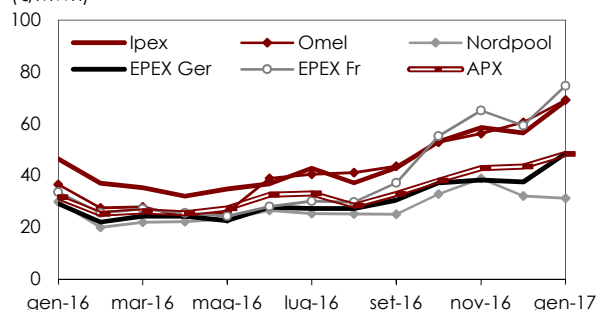
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2016	AT 2015	Var. %
Industriale	13.5	12.8	5.9%	3.8	3.2	16.4%
Termoelettrico	23.9	20.5	16.5%	7.7	5.5	39.7%
Distribuzione	30.3	31.5	-3.5%	9.8	10.1	-3.3%
Altro	1.8	2.2	-17.3%	0.4	0.8	-44.6%
Totale	69.6	66.9	4.0%	21.7	19.7	10.3%

Valori cumulati al 31/12/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

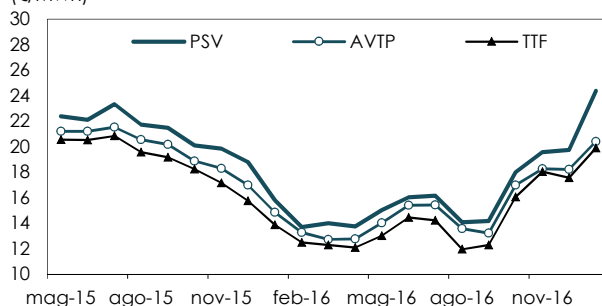
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 23/01/2017

Fonte: Borse Europee

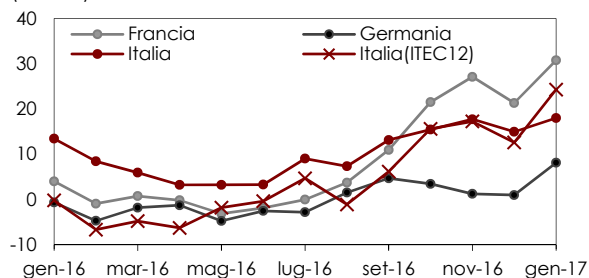
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/01/2017

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

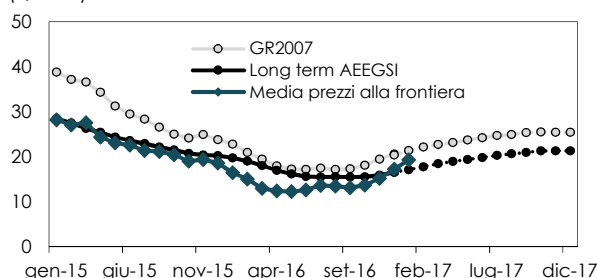
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 23/01/2017

Fonte: elaborazioni REF-E

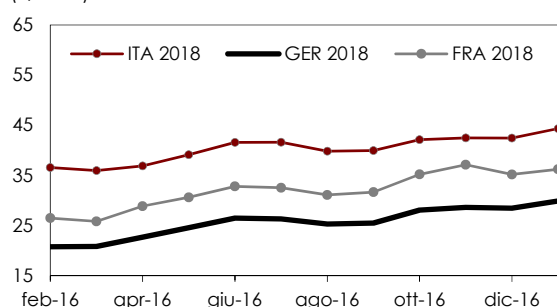
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 19/01/2017

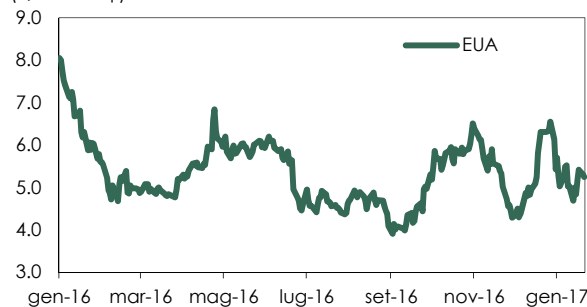
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 23/01/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)

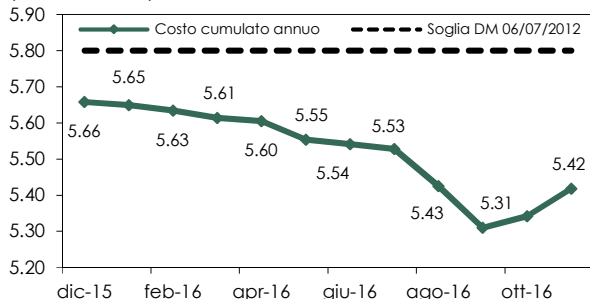


Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 24/01/2017

Fonte: Reuters su EEX

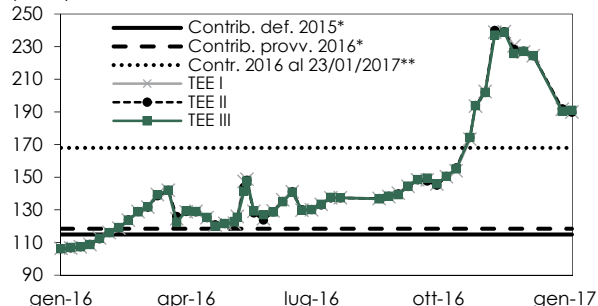
DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI
(miliardi di euro)



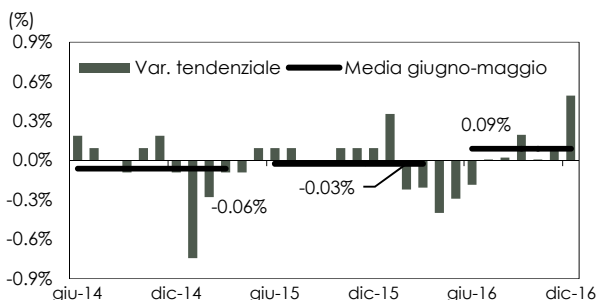
Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 30/11/2016
Fonte: GSE

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



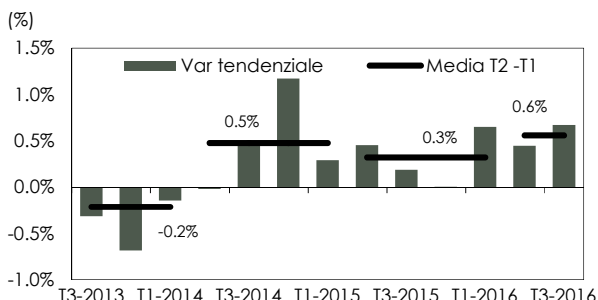
* AEEGSI, DMEG/EFR/11/2016. ** REF-E, ultimo dato al 23/01/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*



* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato dicembre 2016
Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2016
Edizione dati Istat: dicembre 2016
Fonte: Istat

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	7.56	8.28*	8.00	8.39
Costi infrastrutture	3.05	3.05	3.05	3.81
Oneri A UC MCT	4.85	4.84	4.92	3.94
Totale - tasse escluse	15.47	16.17	15.98	16.13

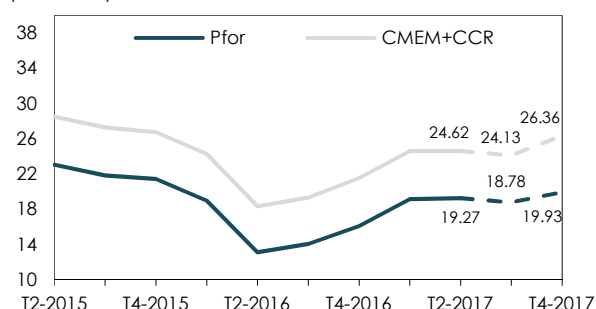
Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW
*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Energia, dispac. e commerc.	6.68	7.37*	7.09	7.42
Costi infrastrutture	2.75	2.75	2.75	2.74
Oneri A UC MCT	8.24	8.23	8.31	7.66
Totale - tasse escluse	17.66	18.35	18.14	17.81

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW
*Sospensiva rimossa in attesa del giudizio di merito fissato al 16/02/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

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



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 23/01/2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Platts, Autorità

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

Componente	II 2016	III 2016	IV 2016	I 2017
Approvvig. e vendita	26.21	27.16	28.71	31.08
Costi di trasporto	3.17	3.17	3.83	4.08
Costi di distribuzione	8.77	8.77	8.77	8.99
Oneri generali di sistema	3.34	3.50	2.32	2.32
Totale - tasse escluse	41.48	42.60	43.62	46.46

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

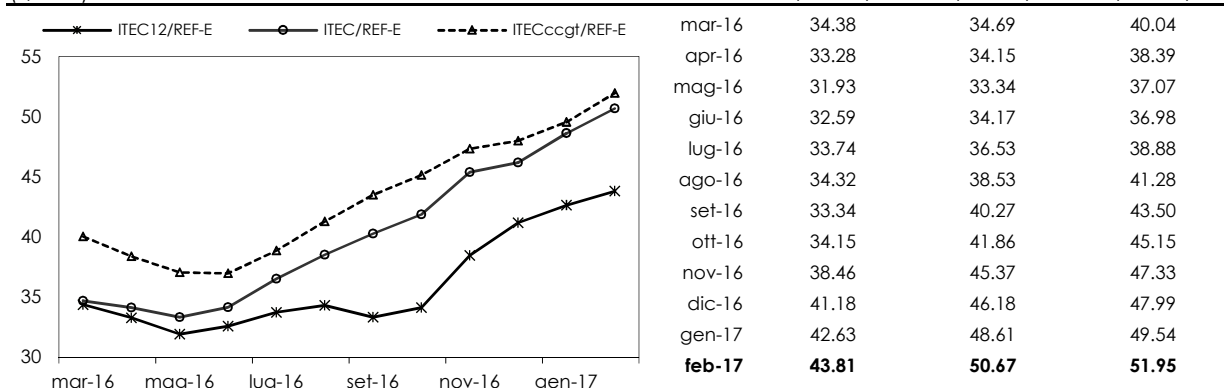
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio è pari a 42.63 €/MWh, in aumento del 3.5% sul dato di dicembre (41.18 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'aumento del valore di mercato del TTF a dicembre e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi e al deprezzamento del tasso di cambio \$/€ registrato durante il mese di dicembre.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 48.61 €/MWh, in aumento del 5.3% sul valore consuntivo di dicembre (pari a 46.18 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 49.54 €/MWh, un valore in crescita (+3.2%) sul consuntivo del mese precedente (48 €/MWh). Tali andamenti sono legati alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrata negli ultimi mesi, crescita rafforzata da un calo del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di dicembre.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 19 gennaio, è pari a 43.81 €/MWh, in crescita del 2.8% rispetto al consuntivo di gennaio. I valori *forward* per il mese di febbraio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 19 gennaio, sono pari a 50.67 €/MWh e 51.95 €/MWh, entrambi in aumento rispetto il consuntivo di gennaio di +4.2% e +4.9%.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di febbraio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 19/01/2017.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÈ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

ANDAMENTO

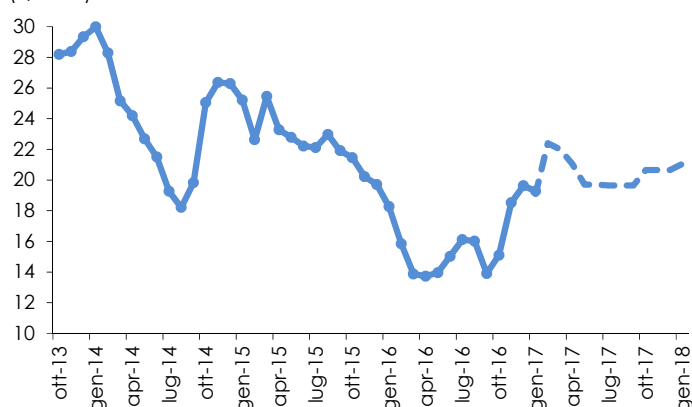
L'indice gas MAGI consuntivo per gennaio 2017 è pari a 19.28 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 19.31 €/MWh e 19.21 €/MWh.

La quotazione del prodotto, con consegna a gennaio 2016, è diminuita dell'1.8% rispetto a quella per le consegne di dicembre 2016, ma comunque in rialzo rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.27 €/MWh). Il volume complessivo transato (4,865 MW) è aumentato del 35% rispetto al volume transato allo stesso mese dell'anno scorso, così come il numero delle operazioni registrate (186) che risulta aumentato del 34% rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso.

I primi scambi del prodotto con consegna a febbraio 2017, relativi a un campione di 156 operazioni e un volume totale scambiato di 4,090 MW, indicano un prezzo di 21.55 €/MWh, un valore superiore a quello del prodotto con consegna a gennaio. Al 23 gennaio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 22.4 €/MWh, +16.2% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel I semestre hanno subito un rialzo rispetto alle aspettative degli ultimi mesi, così come le quotazioni del II del 2017, che raggiungono i 20.15 €/MWh. Anche le quotazioni per questa estate sono in rialzo, attestandosi a 19.65 €/MWh.

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



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

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com