



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Aimag, 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, EP Produzione SpA, Erg SpA, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innovatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, Sorigenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

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

MERCATO ELETTRICO

- Già in vigore numerose disposizioni transitorie in tema di sbilanciamenti

Le disposizioni finali in tema di sbilanciamenti pubblicate dall'Autorità seguono gli orientamenti sottoposti a consultazione, ma con un approccio molto più attenuato, in particolare per quanto riguarda le bande di tolleranza e le verifiche a consuntivo. Tra le rinnovabili, più penalizzate le non rilevanti, per le quali diventerà inevitabile una sempre maggiore aggregazione, mentre per ora non varia il regime per le rinnovabili rilevanti. Rimane aperto il tema dell'inclusione o meno della regolazione secondaria nella formazione dei prezzi di sbilanciamento.

pag. 3

- Regolazione 2.0 per gli smart meter 2G

Gli smart meter di seconda generazione promettono benefici e opportunità che cambieranno il paradigma del mercato elettrico. L'Autorità, con un nuovo documento di consultazione, sta creando i fondamentali per la nuova regolamentazione, caratterizzata da importanti novità rispetto ai precedenti meccanismi di riconoscimento dei costi. L'abbandono della regolazione RAB-based, binari differenziati per i distributori e un approccio in continua evoluzione per approfittare delle innovazioni tecnologiche sono i cardini del nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi.

pag. 8

GAS NATURALE

- Gli economics del biometano in Italia

L'investimento nella produzione di biometano per l'immissione nelle reti gas (senza specifica destinazione) si dimostra redditizio: i tempi di ritorno possono essere piuttosto contenuti, grazie all'impatto degli incentivi previsti dall'attuale normativa, la stessa che prevede la possibilità di modificare, entro specifici limiti, la destinazione del gas immesso, per ottimizzare il risultato economico dell'investimento. Non vanno trascurate, ai fini dell'immissione in rete, le problematiche connesse all'accesso commerciale all'infrastruttura di trasporto, solitamente gestite dagli operatori del mercato all'ingrosso del gas (shipper). Anche nel caso in cui l'accesso possa essere effettuato per il tramite del GSE, occorre valutare a quali opportunità si rinunci a fronte dei rischi mitigati.

pag. 11

- Monitoraggio gare gas

A un anno dalla pubblicazione del primo bando, la macchina delle gare risulta ancora in stand-by benché siano scaduti i termini per la pubblicazione dei bandi di una trentina di ATEM. Intanto l'Autorità ha completato l'iter di analisi della documentazione di gara di altri due ATEM e ha pubblicato un nuovo DCO sul riconoscimento dei costi dei nuovi investimenti della distribuzione e una delibera di chiarimento sulla componente tariffaria di riferimento a copertura degli OPEX nel regime per ATEM.

pag. 15

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 18

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 19

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS

Ultime pubblicazioni

- La filiera degli usi finali del GNL in Italia - 2016, Rapporto in corso di pubblicazione
- *Algeria: any call for gas?* - Articolo a cura dell'Osservatorio Energia - Agosto 2016
- *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market*, rapporto realizzato per European Commission Directorate-General for Energy
- Monitoraggio del mercato elettrico italiano *heating & cooling* - Settore residenziale, 4a Indagine sull'attività delle imprese di installazione - Luglio 2016

MERCATO ELETTRICO

GIÀ IN VIGORE NUMEROSE DISPOSIZIONI TRANSITORIE IN TEMA DI SBILANCIAMENTI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 316/2016/R/eel
- Delibera 444/2016/R/eel

ARTICOLI CORRELATI

- Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole? (Newsletter 201)
- Quali componenti hanno spinto l'uplift così in alto? (Newsletter 201)
- La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento (Newsletter 200)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 187)
- In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti (Newsletter 182/183)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- Tre nuove proposte per gli sbilanciamenti delle rinnovabili (Newsletter 179)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- La persistenza dei segni degli sbilanciamenti macrozonal (Newsletter 167)
- Le persistenti problematiche della Sardegna e i recenti interventi dell'AEEG (Newsletter 159)

TAG

electricity, imbalances, renewable electricity source

Le disposizioni finali in tema di sbilanciamenti pubblicate dall'Autorità seguono gli orientamenti sottoposti a consultazione, ma con un approccio molto più attenuato, in particolare per quanto riguarda le bande di tolleranza e le verifiche a consuntivo. Tra le rinnovabili, più penalizzate le non rilevanti, per le quali diventerà inevitabile una sempre maggiore aggregazione, mentre per ora non varia il regime per le rinnovabili rilevanti. Rimane aperto il tema dell'inclusione o meno della regolazione secondaria nella formazione dei prezzi di sbilanciamento.

A meno di due settimane dalla conclusione della relativa consultazione (DCO 316/2016/R/eel), l'Autorità ha rapidamente approvato i primi interventi prioritari in tema di sbilanciamenti finalizzati a limitare il più possibile gli incentivi impliciti agli sbilanciamenti volontari dell'attuale meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento e quindi arrestare la recente forte impennata di una delle due principali componenti dell'*uplift*, quella relativa ai proventi e oneri di Terna derivanti appunto dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento (*Newsletter 200* e *Newsletter 201*). Questi interventi entreranno in vigore in modo graduale, con una fase di prima implementazione prevista per il periodo 1 agosto - 31 dicembre 2016 e una di piena implementazione compresa tra il 1 gennaio 2017 e l'entrata in vigore di una riforma organica della stessa regolazione degli sbilanciamenti, che sarà definita dall'Autorità a valle dall'approvazione del Codice di Rete europeo in tema di *Electricity Balancing*, in via di definizione presso la Commissione Europea. Significative sono in ogni caso le differenze tra gli iniziali orientamenti dell'Autorità sottoposti a consultazione (*Newsletter 200*) e le disposizioni finali da questa approvate (Delibera 444/2016/R/eel), con un parziale attenuamento delle seconde rispetto alle prime, anche se in modi diversi per le diverse tipologie di unità.

IMPATTI E LIMITI DELLE DISPOSIZIONI TRANSITORIE

AL CENTRO SOPRATTUTTO LE UNITÀ DI CONSUMO

L'impatto principale dei primi interventi prioritari in tema di sbilanciamenti ricade sicuramente sulle unità di consumo (**Tabella 1**).

Nonostante l'ampliamento della banda di tolleranza rispetto al $\pm 2.5\%$ inizialmente sottoposta a consultazione, il passaggio da un sistema di tipo *single pricing* senza bande a un sistema misto di tipo *single-dual pricing* con bande di tolleranza dovrebbe eliminare l'incentivo per le unità di consumo ad arbitraggiare attraverso gli sbilanciamenti volontari, in quanto la possibilità di ottenere un profitto da sbilanciamento rimane chiusa al solo interno della banda, che oltretutto dovrebbe rappresentare lo sbilanciamento fisiologico delle unità di consumo. Il permanere di questo incentivo all'interno delle bande di tolleranza del nuovo sistema troverà peraltro un ostacolo nelle verifiche a consuntivo sugli sbilanciamenti aggregati mensili che in caso di soglia di tolleranza del 30% potranno dare luogo a sanzioni da parte dell'Autorità. Un limite delle nuove disposizioni dell'Autorità resta in ogni caso la mancata definizione di una taglia massima per le unità di consumo che ha finora certamente favorito l'elusione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza da parte di queste unità al momento della programmazione dei propri prelievi.

LE UNITÀ DI PRODUZIONE NON ABILITATE NON RINNOVABILI

L'esclusione delle verifiche a consuntivo nel caso degli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate diverse da quelle da fonti rinnovabili intermittenti (di fatto i piccoli termoelettrici), anche se a fronte del passaggio a un sistema misto di tipo *single-dual pricing* con bande di tolleranza, sembra invece confermare il contributo trascurabile svolto da queste unità all'aumento dei costi per il sistema a seguito delle attività di sbilanciamento volontario.

TABELLA 1. EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI

	Fino a luglio 2016	Agosto - Dicembre 2016	Da gennaio 2017
UP abilitate	<i>dual pricing</i>		
UC e UP non intermittenti non abilitate	<i>single pricing</i>	<i>single-dual pricing</i> con soglia $\pm 15\%$	<i>single-dual pricing</i> con soglia $\pm 7.5\%$
UP intermittenti rilevanti	<i>single pricing</i> o prezzo MGP- <i>single pricing</i> con soglia per fonte e perequazione zonale		
UP intermittenti non rilevanti	prezzo MGP- <i>single pricing</i> con soglia $\pm 8\%$ e perequazione zonale		<i>single-dual pricing</i> con soglia $\pm 7.5\%$ o prezzo MGP- <i>dual pricing</i> con soglia $\pm 8\%$ e perequazione zonale

Fonte: elaborazioni REF-E

TRA LE RINNOVABILI INTERMITTENTI PENALIZZATE LE NON RILEVANTI

Per quanto riguarda invece le unità di produzione da fonti rinnovabili intermittenti ad essere penalizzate dalle nuove regole saranno quelle non rilevanti. Per queste unità infatti dal prossimo anno gli sbilanciamenti volontari saranno certamente ostacolati dal sistema di tipo *dual pricing* applicato oltre le bande di tolleranza del $\pm 7.5\%$ o del $\pm 8\%$, a seconda del regime prescelto. Tale riforma favorirà molto probabilmente una maggiore aggregazione di tali tipologie di unità, in linea con quanto previsto dalla

contestuale riforma del dispacciamento, dando incentivo alla formazione delle figure di aggregatori di grandi dimensioni. Nel caso delle unità da fonti rinnovabili rilevanti, l'Autorità ha invece confermato l'attuale disciplina, con un effetto positivo rappresentato dalla stabilità del quadro regolatorio che per queste unità è stato recentemente al centro di numerosi ricorsi e conseguenti modifiche. La conferma dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione da fonti rinnovabili intermittenti rilevanti ha però anche un aspetto negativo rappresentato dal fatto che permanendo il sistema di *single pricing* non ne vengono disincentivati economicamente gli sbilanciamenti volontari. A scoraggiare gli sbilanciamenti volontari di queste unità sarà infatti soltanto la più attenta attività di monitoraggio delle loro strategie di programmazione da parte dell'Autorità, che potrà eventualmente sanzionare i comportamenti strategici.

I PREZZI DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA RESTANO UN TEMA APERTO

Un ultimo aspetto controverso delle nuove regole approvate dall'Autorità è, infine, rappresentato dalla decisione di escludere i prezzi della regolazione secondaria dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Obiettivo di questa esclusione sembra essere di fatto quello di ridurre lo *spread* tra prezzi di sbilanciamenti e prezzi dei mercati dell'energia e quindi il conseguente incentivo economico agli sbilanciamenti volontari di segno opposto al segno dello sbilanciamento macrozonale. In questo modo, tuttavia, i costi di attivazione della regolazione secondaria sostenuti da Terna su MB non possono però più essere ribaltati sugli operatori che sbilanciano, nemmeno nel caso in cui i loro sbilanciamenti abbiano lo stesso segno dello sbilanciamento macrozonale. Al riguardo, sembra esserci una certa indecisione su come trattare i prezzi della regolazione secondaria, dato che viene comunque lasciata aperta la possibilità di includere nuovamente in futuro nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento il costo di attivazione di questo servizio (anche se attraverso modalità non distorsive tutte da definire). Su questo punto sarebbe quindi quanto mai opportuno chiarire definitivamente se la regolazione secondaria contribuisce o meno al bilanciamento del sistema. In caso positivo avrebbe infatti senso ribaltare sugli sbilanciamenti anche il costo di attivazione di questo servizio. In fase di consultazione l'Autorità aveva però segnalato come mentre per Terna la regolazione secondaria è una risorsa utile per il bilanciamento, RSE fosse di opinione contraria essendo la regolazione secondaria caratterizzata da una dinamica temporale più rapida rispetto a quella dell'energia di bilanciamento.

MANCA UNA STIMA DEL RISPARMIO PER IL CONSUMATORE

Qualitativamente, l'introduzione del sistema del *dual pricing* per gli sbilanciamenti oltre le bande di tolleranza delle unità di consumo e delle unità di produzione non abilitate non intermittenti (già da agosto di quest'anno), così come per le unità di produzione da rinnovabili intermittenti non rilevanti (da gennaio prossimo), certamente comporterà un risparmio per il consumatore finale, tuttavia l'Autorità non si cimenta a darne una stima quantitativa. Alcuni primi segnali in tal senso potranno in ogni caso essere colti dall'andamento del valore dell'*uplift* consuntiva dei mesi di giugno e luglio scorsi.

Nella seconda metà di giugno l'Autorità aveva infatti pubblicato non soltanto i propri orientamenti iniziali in tema di interventi prioritari sugli sbilanciamenti, ma anche un procedimento finalizzato a valutare la messa in atto di potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso italiano (*Newsletter 200* e *Newsletter 201*) ed entrambi questi

interventi potrebbero aver già dissuaso eventuali sbilanciamenti opportunistici da parte delle unità di consumo e delle unità di produzione da fonti rinnovabili intermittenti.

Alla luce della riforma introdotta, sarà interessante, da un lato, stimare l'impatto di possibile riduzione dell'*uplift*, valutandolo nei mesi pregressi sulla base di dati pubblicamente disponibili e necessarie assunzioni, dall'altro, monitorare gli esiti dei mercati, per capire se il nuovo assetto regolatorio modificherà le strategie degli operatori (ad esempio sul mercato infragiornaliero) e dove si assesterà il nuovo equilibrio.

IN SINTESI, LE DECISIONI FINALI DELL'AUTORITÀ

CONFERMATO IL *SINGLE-DUAL PRICING* PER LE UNITÀ DI CONSUMO

Coerentemente con i propri orientamenti iniziali, è stato confermato dall'Autorità il passaggio a un sistema misto di tipo *single-dual pricing* per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità di consumo, che prevede in particolare l'applicazione:

- del *single pricing* per gli sbilanciamenti che rientrano all'interno di una specifica banda di tolleranza calcolata sul programma di prelievo post-MI
- del *dual pricing* a prezzi medi ponderati (invece che marginali come nel caso delle unità abilitate su MSD, quindi in forma più attenuata) per gli sbilanciamenti che superano la banda di tolleranza.

NOTEVOLMENTE AMPLIATA LA BANDA DI TOLLERANZA

L'Autorità ha tuttavia notevolmente ampliato la banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ inizialmente sottoposta a consultazione. Per il periodo di prima implementazione (1 agosto - 31 dicembre 2016) questa banda è stata infatti fissata al $\pm 15\%$, per poi ridurla al $\pm 7.5\%$ per il periodo di piena implementazione. Al riguardo, l'Autorità sembra aver capovolto il proprio ragionamento iniziale. La banda di tolleranza del $\pm 7.5\%$ è stata infatti calcolata dall'Autorità tenendo conto non soltanto della *performance* di previsione dei prelievi registrata da Terna negli ultimi 12 mesi per la zona Sud (circa 6.8%) per la quale commette gli errori di previsione maggiori, ma anche del fatto che Terna effettua le proprie previsioni tra la chiusura di MI e l'apertura di MSD ex ante, quindi più vicino al tempo reale rispetto alle unità di consumo, peraltro con riferimento a un portafoglio sensibilmente più ampio rispetto a quello di queste ultime.

La banda del $\pm 2.5\%$ era stata invece fissata dall'Autorità sulla base degli sbilanciamenti storici delle unità di consumo della zona Nord osservati nel periodo gennaio 2015-febbraio 2016, senza tuttavia chiarire se fossero state considerate soltanto le unità di consumo misurate orarie o anche quelle soggette a una profilazione convenzionale dei propri prelievi. L'Autorità ha accolto così la posizione di diversi utenti del dispacciamento in consumo, che, rispondendo alla consultazione, avevano evidenziato come la banda precedentemente proposta fosse troppo penalizzante, vista la dimensione ridotta dei loro portafogli; in ogni caso l'Autorità si riserva però la possibilità di rivedere le bande di tolleranza a seguito della revisione dei criteri di aggregazione delle unità non abilitate su MSD e della struttura e relativa *gate closure* di MI, coerentemente con il Codice di Rete europeo in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management*.

ATTENUATA LA PORTATA DELLE VERIFICHE A CONSUNTIVO

Poiché il calcolo della banda di tolleranza a partire dal programma di prelievo post-MI potrebbe indurre gli operatori a incrementare la programmazione dei propri prelievi al fine di incrementare anche le quote di sbilanciamento soggette al *single pricing*, l'Autorità ha confermato anche l'introduzione di confronti a consuntivo tra i prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI, al fine di accertare eventuali violazioni dell'obbligo di programmazione nel rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza insiti nella disciplina del dispacciamento.

Rispetto agli orientamenti iniziali, l'Autorità ha tuttavia escluso qualsiasi azzeramento ex-post della banda di tolleranza con conseguente un'applicazione automatica del *dual pricing* a tutto lo sbilanciamento, introducendo soltanto un obbligo di segnalazione automatica da parte di Terna all'Autorità dei soggetti che hanno fatto registrare sbilanciamenti aggregati mensili superiori a una soglia di tolleranza del 30%. Al riguardo, l'Autorità ha motivato questa variazione con la necessità di evitare ingiuste

penalizzazioni per i portafogli di piccole dimensioni e le unità di consumo con sbilanciamenti fisiologici legati a specifici processi industriali, venendo incontro alla quasi totalità degli operatori, che si sono espressi contro la penalizzazione automatica proposta. I casi di palesata violazione dell'obbligo di programmazione nel rispetto dei principi potranno in ogni caso essere sanzionati dall'Autorità sulla scorta delle segnalazioni di Terna.

NESSUNA TAGLIA MASSIMA PER LE UNITÀ DI CONSUMO

Oltre all'introduzione dei confronti a consuntivo tra i prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI, l'Autorità aveva sottoposto a consultazione anche l'eventuale introduzione di una taglia massima per le unità di consumo, anche ai fini dell'abilitazione delle unità di consumo su MSD (*Newsletter 200*). In particolare, l'ipotesi dell'Autorità era quella di definire la taglia massima come somma delle potenze impegnate di ciascun punto di prelievo incrementata del 20% per tenere conto di eventuali picchi di consumo. Nelle proprie decisioni finali l'Autorità non ha però dato seguito a tale orientamento, ricordando come siano ancora in corso le relative valutazioni considerato anche il fatto che alcuni operatori fra cui Terna hanno segnalato la necessità di tenere conto delle dinamiche di *switching*.

NIENTE VERIFICHE A CONSUNTIVO PER LE UNITÀ DI PRODUZIONE NON ABILITATE NON RINNOVABILI

Per le unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da fonti rinnovabili intermittenti, l'Autorità ha confermato anche il passaggio allo stesso sistema misto di tipo *single-dual pricing* introdotto per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità di consumo, con le medesime bande di tolleranza previste per queste ultime sia per il periodo di prima implementazione, che per quello di piena implementazione. In quanto previste solo per le unità di consumo, le unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da fonti rinnovabili intermittenti non saranno invece soggette ad alcuna verifica a consuntivo dell'obbligo di programmazione nel rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza.

NON MODIFICATO L'ATTUALE REGIME PER LE UNITÀ DA RINNOVABILI INTERMITTENTI RILEVANTI

Diversamente dagli orientamenti iniziali, l'Autorità ha invece deciso di non modificare l'attuale regolazione degli sbilanciamenti delle unità di produzione rilevanti non abilitate alimentate da fonti rinnovabili intermittenti che prevede la possibilità di scelta fra un sistema di *single pricing* a prezzi medi ponderati senza soglie e un sistema di *single pricing* a prezzi medi ponderati con soglie specifiche per fonte e corrispettivi perequativi zonali (*Newsletter 179* e *Newsletter 182-183*). Secondo l'Autorità infatti l'applicazione a queste unità del sistema del *dual pricing* toglierebbe la possibilità di compensazione economica tra sbilanciamenti opposti di impianti situati nella medesima zona, ad oggi consentita dal sistema del *single pricing*. L'Autorità tuttavia procederà ad un attento monitoraggio delle strategie di programmazione di queste unità per poter sanzionare gli eventuali casi di violazione dell'obbligo di accurata programmazione.

POSSIBILITÀ DI SCELTA PER LE UNITÀ DA RINNOVABILI INTERMITTENTI NON RILEVANTI

Per il periodo di prima implementazione (1 agosto - 31 dicembre 2016), anche l'attuale regolazione degli sbilanciamenti delle unità di produzione non rilevanti non abilitate da fonti rinnovabili intermittenti sarà lasciata inalterata, anche se a fronte di un rafforzamento delle verifiche a consuntivo dell'accuratezza di previsione. Per il periodo di piena implementazione le unità di produzione non rilevanti non abilitate da fonti rinnovabili intermittenti, già oggi aggregate su base zonale, dovranno invece scegliere a partire fra il sistema misto di tipo *single-dual pricing* con le stesse bande di tolleranza del $\pm 7.5\%$ previste le unità di consumo e un sistema simile a quello attuale con bande di tolleranza del $\pm 8\%$ e prezzi di MGP e corrispettivo perequativo zonale entro le bande di tolleranza, ma con applicazione del *dual pricing* (in luogo del *single pricing*) oltre le bande di tolleranza.

ESCLUSI I PREZZI DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA DA QUELLI DEGLI SBILANCIAMENTI

L'orientamento iniziale dell'Autorità era l'utilizzo, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, del costo medio ponderato di attivazione della regolazione secondaria, oltre ai prezzi marginali della regolazione terziaria. Modificando tale approccio, l'Autorità ha stabilito, già per il periodo di prima implementazione, l'eliminazione dei prezzi della regolazione secondaria dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento, in quanto tale servizio viene attivato con tempistiche diverse rispetto a quelle che caratterizzano il servizio di bilanciamento e può essere pertanto considerato non direttamente collegato all'attività di bilanciamento in senso stretto. Sarà tuttavia necessario rivedere i corrispettivi di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento, relativamente alla regolazione secondaria, per evitare che gli utenti del dispacciamento possano trarre beneficio da una mancata fornitura. L'Autorità ritiene comunque opportuno approfondire ulteriormente la possibilità di includere nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento anche il costo di attivazione della regolazione secondaria purché attraverso modalità che siano tali da non distorcere i prezzi di sbilanciamento stessi.

REGOLAZIONE 2.0 PER GLI SMART METER 2G

RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 457/2016/R/eel
- DCO 458/2016/R/eel
- DCO 654/2015/R/eel

ARTICOLI CORRELATI

- La misurazione e le nuove sfide regolatorie (Newsletter 201)
- Partito il V periodo regolatorio per le reti elettriche (Newsletter 195)

Gli smart meter di seconda generazione promettono benefici e opportunità che cambieranno il paradigma del mercato elettrico. L'Autorità, con un nuovo documento di consultazione, sta creando i fondamentali per la nuova regolamentazione, caratterizzata da importanti novità rispetto ai precedenti meccanismi di riconoscimento dei costi. L'abbandono della regolazione RAB-based, binari differenziati per i distributori e un approccio in continua evoluzione per approfittare delle innovazioni tecnologiche sono i cardini del nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi.

Con l'imminente arrivo degli *smart meter* di seconda generazione (2G), l'Autorità ha pubblicato gli orientamenti finali per il riconoscimento dei costi dei misuratori, prevedendo in autunno la definitiva delibera. Il principale obiettivo è di massimizzare i benefici derivanti da un esteso parco di nuovi misuratori, grazie a politiche di riconoscimento dei costi mirate a incentivare una sostituzione vasta e in tempi brevi. Per raggiungere quest'obiettivo occorrerà proseguire con la copertura dei costi per gli *smart meter* 1G fin qui installati, prevedendo però un adeguamento dei criteri di riconoscimento tra la metodologia RAB-based e il nuovo approccio incentivante. Ulteriore argomento del DCO è l'interazione con la Strategia Banda Ultra Larga: rimane tuttora sospeso il giudizio riguardante il riconoscimento dei costi incrociati tra la posa della fibra ottica e l'installazione dei misuratori 2G, ai fini dell'*unbundling* contabile previsto dall'Autorità. In parallelo alla pubblicazione del DCO sul riconoscimento dei costi, l'Autorità ha altresì pubblicato un successivo documento¹ riguardante gli ambiti di adeguamento della regolazione e le opportunità che gli *smart meter* porteranno nel settore energetico. Le potenzialità dei misuratori descritte in quest'ultimo DCO rappresenteranno la base per il riconoscimento dei costi dei nuovi *smart meter* 2G.

UN DOPPIO BINARIO

L'intenzione dell'Autorità è di garantire la massima flessibilità alle imprese: in assenza di obblighi temporali per la messa in servizio dei 2G, i distributori potranno scegliere quando iniziare l'installazione. I distributori che intendono anticipare la messa in piano dovranno preparare un'attenta analisi costi-benefici. Qualora invece le imprese dovessero scegliere di attendere gli obblighi fissati dall'Autorità, esse dovranno poi ridurre il *gap* temporale che le separa dai distributori che avranno già iniziato l'installazione. In questo contesto ci saranno due distinti regimi per il riconoscimento dei costi:

- regime specifico per i distributori che avranno avviato prima degli obblighi il piano di sostituzione. Per le grandi imprese (oltre i 100,000 punti di prelievo) saranno previste logiche di riconoscimento individuale, mentre per le restanti imprese logiche parametriche
- regime transitorio per le imprese con oltre i 100,000 punti di prelievo che non avranno ancora iniziato l'installazione.

Il regime transitorio, valido esclusivamente per le grandi imprese, utilizzerà logiche parametriche per la valutazione delle immobilizzazioni installate fino al 2016 e il valore sarà aggiornato annualmente rispetto a un fattore di *turnover* dei misuratori. Questo sarà funzione del costo d'installazione degli 1G negli anni successivi al 2016, l'aliquota di ammortamento e il tasso di sostituzione tra le due generazioni di *smart meter* dal 2017 in poi. Questi parametri dovranno poi ridursi per disincentivare la prosecuzione dei misuratori di prima generazione. Nel regime transitorio i distributori potranno sfruttare la retrocompatibilità dei misuratori di prima generazione. Ciò comporterebbe dunque un'installazione dei 2G prima della messa in servizio massiva, evitando costi per l'installazione di un misuratore 1G (che rimarrebbe utilizzato per pochi anni) e un ulteriore intervento tecnico per la loro sostituzione con contatori 2G: i benefici si aggirerebbero attorno ai 10 milioni di euro l'anno. Questo regime sarà valido tra il 2017 e il 2021. Dal 2022 sarà attivato il "riconoscimento dei costi" per i misuratori 2G, che per le imprese che avranno avviato l'installazione prima del 2022, sarà comunque applicato dall'anno effettivo di avvio del programma. In questo sistema, due novità garantiranno la stabilità tariffaria: l'allineamento di tutti i cespiti (misuratori in bassa

¹ DCO 468/2016/R/eel "Sistemi di Smart Metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione e il rilascio dell'impronta energetica (energy footprint) al cliente finale".

TAG

electricity, network regulation,
smart metering

tensione, altri misuratori e sistemi di telegestione/telelettura) a 15 anni di vita utile e l'introduzione di rate costanti per la remunerazione del capitale e la copertura degli ammortamenti.

L'INCENTIVAZIONE COME ELEMENTO FONDAMENTALE

Per quanto riguarda il metodo d'incentivazione, applicabile a entrambi i binari e solamente alle grandi imprese, le ipotesi di regolazione sono tre:

- il costo *standard* unitario di capitale abbinato ad un meccanismo di *sharing*
- la matrice *Information Quality Incentive* (IQI)
- l'approccio TOTEX, fondato sul riconoscimento del costo totale.

Sebbene l'Autorità sia orientata a scegliere la terza ipotesi, la seconda rimane un'opzione fattibile, rappresentando una via di mezzo tra il vecchio approccio *RAB-based* e il TOTEX.

La matrice IQI sarà composta da tre differenti valori:

- la previsione di spesa del regolatore, assunta pari a 100
- la previsione della spesa da parte del distributore, rispetto alla *baseline* del regolatore
- la spesa effettiva del distributore, rispetto alla *baseline* del regolatore.

I distributori creano un piano di spesa per la messa in servizio degli *smart meter* 2G, che consegnano al regolatore. In seguito il regolatore assume un valore *baseline* (basato sulla spesa prevista dal regolatore e dalle imprese con differenti criteri di peso) imposto uguale a 100. Dalla costruzione della matrice si distinguono due risultati: il *payoff* riconosciuto al distributore, dato dalla differenza tra la previsione del regolatore e la spesa effettiva e l'*additional income*, cioè un incentivo basato sulla differenza tra la spesa effettiva e la spesa prevista dal medesimo distributore. I principali problemi consistono nel calibrare la matrice, cercando di attribuire dei giusti pesi alle previsioni, nella valorizzazione dell'*additional income* e nel fissare i criteri di *sharing* tra la spesa prevista e quella effettuata. Il riconoscimento tariffario si baserà su un profilo temporale d'installazione dei misuratori 2G a fine vita utile dei misuratori 1G (basato sugli anni fisici del misuratore e non sotto il profilo contabile). Ogni impresa potrà poi decidere il *mix* tra posa singola e posa massiva, divergendo dal piano convenzionale creato dall'Autorità.

IL MENÙ REGOLATORIO IN UK

L'approccio basato sull'IQI per l'incentivazione dei nuovi misuratori 2G è stato già da qualche tempo impiegato in Gran Bretagna dal regolatore dell'energia Ofgem. Attraverso la matrice IQI, il regolatore offre agli operatori una serie di opzioni prestabilite che dovrebbero diminuire le asimmetrie informative. In questo modo la regolazione è facilitata, poiché si promuove la riduzione dei costi in maniera automatica e incrementa l'accuratezza e la veridicità dei piani di sviluppo presentati dalle imprese. Il meccanismo (Tabella 1) è caratterizzato da componenti diverse:

- nella prima riga sono inserite le varie opzioni di spesa che gli operatori possono scegliere, costruite attraverso la *baseline* del regolatore
- il tasso di efficienza esprime la *performance* di ogni impresa rispetto alla spesa ammessa

• l'*additional income* è un fattore d'incentivazione che si basa sulla differenza tra spesa effettiva e spesa stimata

• il regolatore compara la spesa ammessa con la spesa effettiva, e attraverso l'incentivo d'efficienza e l'*additional income*, trova i valori delle singole celle che descrivono i premi o le penalità per i distributori.

Ad esempio, se un operatore ha una spesa stimata di 95 e spende effettivamente 95, gli sarà corrisposto un premio di 3,3. Se non rispetterà la previsione e spenderà 100, gli sarà applicata una penalità di 0.1. L'operatore sarà dunque incentivato a minimizzare i costi e a fornire *business plan* veritieri al regolatore.

TABELLA 1. ESEMPIO IQI

Spesa stimata dall'operatore rispetto alla baseline	95	100	105
Incentivo d'efficienza	68%	65%	63%
Additional Income	0.7	0	-0.9
Livello di spesa ammessa	98.75	100	101.25
Spesa effettiva	ricompensa totale		
95	3.3	3.2	3
100	-0.1	0	-0.1
105	-3.5	-3.3	-3.2

Fonte: REF-E su dati Ofgem

LE FASI PROCESSUALI

Con l'uscita in autunno della delibera sul riconoscimento dei costi, i distributori dovranno presentare il proprio piano d'installazione e attivazione dei nuovi misuratori, prevedendone sia la spesa sia le tempistiche per i prossimi 15 anni. Il progetto dovrà, per ogni anno preso in esame, fornire il numero di misuratori installati, disaggregati rispetto ai diversi tipi di installazione². A fine di ogni anno dovranno comunicare lo *stock* di misuratori attivi e il rapporto tra quelli installati e quelli attivi. Anche le previsioni di spesa dovranno essere suddivise in diverse voci, poiché sarà necessaria la sua valutazione per costruire la matrice IQI. Una volta ricevuti i piani di tutti i distributori, l'Autorità inizierà la fase di *benchmarking* tra i progetti, costruendo la spesa prevista unitaria del misuratore 2G per ogni anno. Dalla differenza di questi due valori, si otterrà il *payoff* di ciascun'impresa e in seguito, quando i distributori avranno i primi dati sulla spesa effettiva, si otterrà la spesa riconosciuta data dalla somma tra spesa effettiva e il *payoff*. Dall'analisi dei piani creati dai distributori, l'Autorità creerà due differenti percorsi:

- uno preferenziale (*fast-track*) per le imprese che avranno livelli di spesa di capitale non superiori al 10% e di approvvigionamento non superiori al 25% rispetto a un'ipotetica installazione di misuratori 1G
- un percorso ordinario (*slow-track*).

Per accedere al *fast track* le imprese dovranno creare piani molto più dettagliati rispetto ai requisiti minimi, fornendo dati sui tassi d'installazione, sui costi operativi, di capitale, i risparmi derivanti dall'installazione di misuratori 2G rispetto ai misuratori 1G e le differenze economiche tra posa massiva e posa individuale. Nel caso del *fast-track* l'Autorità ipotizza di esaminare i piani in circa tre mesi, mentre per il percorso ordinario si attenderebbe fino a un anno.

Durante la posa dei nuovi misuratori, l'Autorità monitorerà l'avanzamento e le prestazioni effettive dei misuratori 2G: l'utilizzo della matrice IQI non garantisce, da sola, comportamenti efficienti, ma occorre anche un sistema di controllo della messa in posa. Il distributore dovrà trasmettere annualmente un resoconto dettagliato dello stato di avanzamento e in caso di non rispetto dei piani previsti dalle imprese, sarà decurtata una quota tra il 5%-10% dal riconoscimento della spesa.

UN APPROCCIO DIFFERENTE PER LE IMPRESE FINO A 100,000 PUNTI DI PRELIEVO

Per i distributori di minori dimensioni, l'applicazione delle matrici IQI o TOTEX è poco fattibile e non sostenibile. L'approccio basato sul costo totale non verrà dunque utilizzato per queste imprese, ma s'impiegheranno meccanismi parametrici basati su logiche *standard*, ovvero un riconoscimento dei costi basato su spese e tempistiche convenzionali. Sarà accettato un ritardo temporale fino a due anni per le installazioni effettuate dai distributori fino a 100,000 punti rispetto ai grandi distributori. La spesa *standard* sarà creata utilizzando un *benchmark* delle spese di capitale per le imprese con oltre 100,000 punti.

SMART METER 2.1 A PROVA DI FUTURO

Gli *smart meter* 1G, sebbene fossero all'avanguardia 15 anni fa, non richiedevano specifiche tecniche "*future-proof*", limitandone l'utilizzo. L'Autorità ha deciso di lasciare aperta la possibilità di una futura versione dei misuratori, denominati 2.1. Questi *smart meter* dovranno poter essere dotati di un canale aggiuntivo di comunicazione (che potrà essere utilizzato sia tra cliente e misuratore, sia tra misuratore e il distributore) e prevedere che i livelli di *performance* possano essere rivisti. A questo proposito, la matrice IQI potrà essere modificata negli anni, aumentando i livelli di *sharing* a beneficio dell'impresa, per incentivarla a sfruttare i miglioramenti tecnologici.

² Misuratori 2G di prima installazione che sostituiscono gli 1G e i misuratori elettromeccanici, quelli per nuovi punti di prelievo, a seguito di richieste commerciali del cliente, sostituzione per guasti e manomissioni.

GAS NATURALE

GLI ECONOMICS DEL BIOMETANO IN ITALIA

Con la collaborazione di Andrea Premi

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto MSE 5 dicembre 2013

ARTICOLI CORRELATI

- Biometano: definite le regole di connessione alla rete Snam (Newsletter n. 199)
- Energia Verde 2015
- Natural Gas Outlook n. 12
- Gas Naturale 2014

TAG

heating and cooling, investments and business plan, renewable energy sources

L'investimento nella produzione di biometano per l'immissione nelle reti gas (senza specifica destinazione) si dimostra redditizio: i tempi di ritorno possono essere piuttosto contenuti, grazie all'impatto degli incentivi previsti dall'attuale normativa, la stessa che prevede la possibilità di modificare, entro specifici limiti, la destinazione del gas immesso, per ottimizzare il risultato economico dell'investimento. Non vanno trascurate, ai fini dell'immissione in rete, le problematiche connesse all'accesso commerciale all'infrastruttura di trasporto, solitamente gestite dagli operatori del mercato all'ingrosso del gas (shipper). Anche nel caso in cui l'accesso possa essere effettuato per il tramite del GSE, occorre valutare a quali opportunità si rinunci a fronte dei rischi mitigati.

Le tre vie per la valorizzazione del biometano, cui si associano distinti schemi di incentivazione, sono quella della cogenerazione ad alto rendimento (CAR), quella dell'impiego come carburante per il trasporto, e quella dell'immissione nella rete gas senza specifica destinazione¹. I primi due tipi di impiego possono essere realizzati attraverso collegamenti privati tra siti di produzione e consumo del gas, impiegando il trasporto a mezzo carro bombolaio, oppure attraverso l'immissione nelle reti di trasporto o distribuzione.

INCENTIVAZIONE E PARTECIPAZIONE AL MERCATO

Concentrando l'analisi sull'immissione nelle reti gas e, in particolare, sull'immissione senza specifica destinazione (la terza delle destinazioni sopra elencate), i piccoli produttori, ossia i titolari di impianti con capacità non superiore a 500 Smc/h, possono optare per la cessione del biometano sul mercato e l'ottenimento di un premio erogato dal GSE commisurato alla quantità di biometano immesso, oppure per il ritiro del biometano da parte dello stesso GSE (cosiddetto "ritiro dedicato"), che eroga una tariffa onnicomprensiva, con valorizzazione della quota energia convenzionalmente collegata al prezzo di bilanciamento del gas. I produttori di maggiore dimensione, invece, devono necessariamente ricorrere al mercato per vendere il biometano prodotto, percependo dal GSE esclusivamente la quota di incentivo. L'incentivazione ha la durata di 20 anni.

ACCESSO COMMERCIALE ALLA RETE

La partecipazione al mercato comporta la gestione di tutti gli aspetti rilevanti per l'accesso commerciale alle reti.

È innanzitutto necessario che il produttore valuti, oltre al costo di allacciamento, quello di accesso commerciale alla rete di trasporto, a prescindere dal fatto che la connessione fisica sia con la rete nazionale o con quella di distribuzione locale. Questo costo è pari al prodotto tra la capacità di trasporto necessaria per l'immissione del massimo flusso giornaliero di biometano nella rete (la cosiddetta "capacità conferita", espressa in Smc/g) e un corrispettivo (espresso in €/a/Smc/g) che il gestore della rete di trasporto applica a ciascun punto di entrata nella sua rete, la cui misura sarà presumibilmente in linea con i corrispettivi applicati ai punti di entrata interconnessi con un giacimento di produzione di gas naturale della stessa area in cui si trova l'impianto di biometano (Newsletter 199).

Soprattutto è rilevante capire, per ciascuna delle possibili destinazioni d'uso e regimi di ritiro, chi è il soggetto che dovrà farsi carico di gestire il contratto con il trasportatore e sopportare i relativi costi (corrispettivi e garanzie bancarie). Nel caso di partecipazione diretta al mercato il produttore si affiderà tipicamente a un *trader/shipper* (a meno che non lo sia esso stesso). Nel caso di ritiro dedicato, a oggi, non è ancora stato chiarito se il GSE dovrà gestire il contratto di trasporto in autonomia, sulla base di un modello simile a quello scelto per le rinnovabili elettriche, e se, perciò, il punto di consegna del biometano tra produttore e GSE sarà la flangia di interconnessione tra impianto di produzione e rete nazionale, oppure sarà necessario per il produttore affidarsi, come nel

¹ Si vedano i rapporti Gas Naturale 2014 e Energia Verde 2015 per una descrizione di dettaglio dei meccanismi e dei relativi punti di forza e di debolezza.

caso di partecipazione diretta, ad un operatore di mercato².

VALORE DELL'INCENTIVO NEL CASO DI IMMISSIONE IN RETE SENZA DESTINAZIONE D'USO SPECIFICA

Il produttore di biometano riceve l'incentivo in proporzione alla produzione immessa in rete, al netto degli autoconsumi ossia dell'energia necessaria all'impianto per produrre e raffinare il biogas e trasformarlo in biometano. L'entità degli autoconsumi dipenderà dalle scelte relative alla tecnologia di *upgrading*, oltre che dalla taglia degli impianti: dimensioni particolarmente contenute potrebbero rivelarsi meno efficienti.

L'incentivo, come già accennato, è convenzionalmente agganciato all'andamento del prezzo del gas naturale che si forma sul mercato del bilanciamento gestito dal GME. In particolare, questo è valorizzato in base al differenziale di prezzo tra un livello di riferimento (57.04 €/MWh, pari al doppio del prezzo medio del mercato del bilanciamento verificatosi nel 2012) e il prezzo medio mensile del mercato di bilanciamento verificatosi nel mese precedente a quello a cui l'immissione di biometano si riferisce.

Alla componente incentivo così determinata si applicano, inoltre, i seguenti coefficienti moltiplicativi, in base alla taglia dell'impianto (componente di modulazione):

- 1.1 per impianti con capacità produttiva non superiore a 500 Smc/h
- 1 per impianti con capacità produttiva compresa tra 500 Smc/h e 1,000 Smc/h
- 0.9 per impianti con capacità produttiva superiore a 1,000 Smc/h.

Un'ulteriore variazione pari a 1.5 volte l'incentivo inclusivo della modulazione, si applica agli impianti che utilizzano esclusivamente sottoprodotti o FORSU (componente di maggiorazione).

Infine, ai casi di conversione da impianto biogas esistente, si applicano coefficienti moltiplicativi degli incentivi inferiori a 1:

- 0.4 nei casi in cui l'immissione in rete avviene con destinazione CAR o senza specifica destinazione
- 0.7 nei casi in cui questa avviene per l'impiego per autotrazione.

Oltre all'incentivo il produttore incassa il prezzo di vendita che, nel caso di superamento della già citata soglia di 500 Smc/h, è necessariamente corrisposto dal *trader/shipper* a cui è ceduto il biometano, mentre nel caso di impianti di dimensioni inferiori può essere corrisposto dal *trader/shipper* o dal GSE, a seconda dell'opzione contrattuale attivata dal produttore. Il profilo di rischio della controparte acquirente necessita di attenta valutazione da parte del produttore.

Considerando il caso di un nuovo impianto con il massimo livello di incentivazione possibile (taglia non superiore a 500 Smc/h ed esclusività di uno dei substrati ammessi) è possibile osservare l'effetto dei coefficienti moltiplicativi sul ricavo complessivo (Figura 1).

REDDITIVITÀ DEGLI INVESTIMENTI

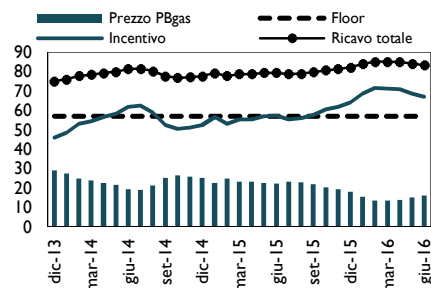
Restando sul caso dell'immissione senza destinazione d'uso specifica, si analizzano i dati economici di due casi-rappresentativi degli investimenti che potranno essere realizzati in futuro: il primo è quello in cui gli impianti per la produzione di biometano siano alimentati esclusivamente da sottoprodotti agricoli; il secondo considera, invece, il ricorso alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).

La capacità di produzione, identica nei due casi e pari a 250 Smc/h di biometano, è stata ipotizzata considerando simultaneamente i seguenti criteri:

- disponibilità dei substrati/capacità di approvvigionamento
- limitazione delle diseconomie legate alla (piccola) scala di produzione
- agevole commerciabilità del prodotto, in ciascuno dei mercati di destinazione.

² Si noti come la stessa incertezza si ponga nei casi di immissione in rete per la vendita a fornitori di carburanti per autotrazione e per l'impiego CAR, qui non esaminati, nel senso che i contraenti del produttore di biometano potrebbero essere dei meri acquirenti del prodotto, senza doversi sobbarcare l'onere di partecipazione al mercato.

FIGURA 1. COMPONENTI DI RICAVO NEL CASO DI IMMISSIONE SENZA DESTINAZIONE D'USO (€/MWh)



Fonte: elaborazioni su dati GME

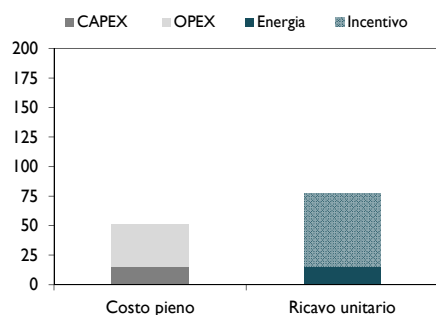
In effetti, possono esistere *trade-off* tra il conseguimento di economie di scala e, da un lato, la capacità di fornire alimentazione all'impianto nell'arco dell'intera vita utile, e dall'altro, la collocazione del prodotto nei mercati di sbocco. In aggiunta ai suddetti criteri, si è ipotizzata una soglia al di sotto del limite di 500 Smc/h, per valutare l'opzione di partecipazione diretta al mercato rispetto a quella di ritiro dedicato.

Anche le tecnologie di trasformazione degli input in biogas (digestione anaerobica) e del successivo *upgrading* per l'ottenimento di biometano sono ipotizzate identiche nei due casi.

Le seguenti ipotesi completano l'esercizio:

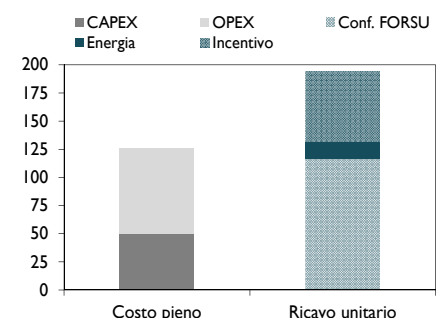
- impianto di nuova realizzazione, vita utile 20 anni
- ore di funzionamento: 8,400 h/anno
- allaccio alla rete nazionale (costi di allaccio inclusi nel CAPEX)
- prezzo *commodity* (prezzo medio del mercato GME del bilanciamento) pari a 15 €/MWh
- prezzo di conferimento FORSU pari a 70 €/t
- finanziamento 20% *equity*, 80% debito.

FIGURA 2. COSTO PIENO E RICAVI
CASO "SOTTOPRODOTTI" (€/cent/Smc)



Fonte: elaborazioni su dati di letteratura e forniti da operatori

FIGURA 3. COSTO PIENO E RICAVI
CASO "FORSU" (€/cent/Smc)



Fonte: elaborazioni su dati di letteratura e forniti da operatori

In ragione del differente substrato da cui si ottiene il biometano, i due casi considerati comportano un livello e una struttura di costo distinta (Figure 2 e 3). Nel caso "FORSU" i maggiori costi di investimento e operativi sono legati alla necessità (che si configura come obbligo di legge) di trattare la frazione in ingresso e in uscita dal processo di digestione anaerobica³. Questi sono compensati dai ricavi per il conferimento della FORSU all'impianto di digestione.

Per quanto concerne il ricavo ottenuto dalla immissione in rete e dalla cessione di biometano, questo ammonta a circa 77.5 €/cent/mc⁴: considerando il prezzo del gas assunto, la componente incentivo è preponderante rispetto a quella energia (nel caso "FORSU" c'è una terza fonte di ricavo legata al conferimento della FORSU stessa), a causa dell'applicazione, a entrambi i casi specifici ipotizzati, del valore massimo sia della componente di modulazione sia di quella di maggiorazione.

Il margine operativo netto (EBIT) è del 25% nel caso "sottoprodotti" e del 37% nel caso "FORSU", e gli investimenti hanno tempi di ritorno pari, rispettivamente, a 5 anni e 6 anni. Entrambi i casi mostrano, quindi, elevata redditività.

LEVE DI OTTIMIZZAZIONE DEI RISULTATI

La scomposizione del ricavo unitario permette di valutare i rischi e le opportunità connesse all'opzione di partecipazione diretta rispetto a quella di intermediazione da parte del GSE. L'incidenza della quota energia sul ricavo complessivo (al netto dei ricavi da conferimento della FORSU) è pari, almeno nei casi considerati, a poco più del 20%.

Nonostante la valutazione dell'opzione in questione si giochi su una quota minoritaria del ricavo, un obiettivo di massimizzazione dei ritorni imporrebbe la considerazione dei differenziali di ricavo ottenibili cedendo il gas direttamente sul mercato. Il prezzo di cessione ad uno *shipper/trader* potrebbe, infatti, essere differente da quello sul quale si calcola l'incentivo (prezzo di bilanciamento). Si pensi al caso in cui i produttori di biometano fossero stati pronti a (e messi in condizione di) vendere il proprio prodotto già la scorsa estate, per l'anno termico in corso: questi avrebbero potuto sicuramente beneficiare della scossa *bearish* avvenuta dallo scorso autunno in poi.

Inoltre, il ricavo ottenibile dalla cessione del biometano direttamente sul mercato potrebbe arrivare a divergere significativamente da quello di bilanciamento (quotato sul mercato gestito dal GME) anche a seguito dei cambiamenti nella regolazione che avranno effetto a partire dal prossimo ottobre, e ciò potrebbe aprire delle opportunità per i produttori disposti ad affrontare il rischio di confrontarsi con il mercato (attraverso uno *shipper/trader*).

³ I CAPEX sono ipotizzati nei due casi rispettivamente pari a 4 milioni di euro e 13 milioni di euro. Gli OPEX sono pari a 750 mila euro/anno e 1.6 milioni di euro/anno.

⁴ Questo valore è calcolato considerando un livello di autoconsumi corrispondente al 5% del biometano prodotto e un potere calorifico inferiore del gas pari a 34.54 MJ/Smc.

Ma oltre al rischio/opportunità legato a variazioni di prezzo e differenziali rispetto ai riferimenti per il calcolo degli incentivi, la scelta di una controparte “a mercato” può offrire diversi elementi di interesse per il produttore: contratti pluriennali di fornitura, tempi di pagamento più veloci rispetto a quelli che potrà garantire il GSE⁵, e la possibilità di costruire relazioni che, da semplice rapporto cliente-fornitore, possano trasformarsi in vere e proprie *partnership* strategiche/finanziarie aventi ad oggetto l'*asset* costituito dall'impianto di produzione del biometano.

Infine, tornando nella prospettiva dell'investitore, la flessibilità consentita dalla normativa, seppur entro specifici limiti, rispetto al passaggio da un sistema di incentivazione a un altro (3 volte nell'arco dei 20 anni di incentivazione), può costituire un'altra leva di massimizzazione dei risultati dell'investimento per i produttori che immettono il gas di origine rinnovabile in rete. La previsione di questa opzione costituisce una novità (il biometano è impiegabile in una serie di destinazioni, cui sono collegati differenti benefici economici per gli investitori) e un valore per gli investitori, e richiederà agli stessi il monitoraggio e la formulazione di aspettative sugli andamenti futuri di mercato, oltre alla valutazione dei fattori di rischio e delle migliori clausole dei contratti di vendita al momento iniziale dell'investimento e durante la vita utile dello stesso.

Quello della flessibilità nel ricorso ai diversi schemi e altri aspetti importanti dell'incentivazione del biometano (collegamento al mercato del carbonio, rafforzamento degli schemi per l'impiego nel trasporto) potrebbero essere rivisti in occasione dell'aggiornamento del relativo decreto, di cui il Governo ha annunciato il completamento entro fine anno.

⁵ Non è ancora noto quali saranno i tempi di liquidazione di quota energia e incentivo da parte del GSE.

GAS NATURALE MONITORAGGIO GARE GAS

PUBBLICAZIONE BANDI DI GARA: STATO DELL'ARTE

Il 14 settembre 2015 veniva pubblicato il primo bando di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nel regime per ATEM: si trattava del bando di Varese 2. A un anno di distanza sono stati pubblicati 16 bandi, di cui uno (Monza e Brianza 2) è stato revocato poco dopo la pubblicazione, mentre sei sono stati sospesi. Per Udine 1 e Udine 3 i termini per la presentazione della pre-qualifica (o EoI) sono già scaduti nei mesi scorsi, mentre per Milano 1 per ora resta confermata la data del 17 ottobre come termine ultimo per la presentazione delle offerte. A meno di ulteriori proroghe tra la fine del 2016 e il primo trimestre del 2017 ci si attende anche la scadenza dei termini per la presentazione delle offerte degli ATEM di Torino 2 e Udine 2 e delle domande di pre-qualifica per ulteriori tre ATEM (Perugia 2, Varese 2 e Monza e Brianza 1).

Il processo di pubblicazione ha subito un arresto a febbraio in seguito alla nuova proroga dei termini e l'abolizione delle sanzioni a carico degli enti locali inadempienti: benché da luglio a oggi siano scaduti i termini per la pubblicazione dei bandi in 32 ATEM, nessun nuovo bando è stato finora pubblicato.

Tuttavia, nel corso degli ultimi mesi il settore ha continuato a essere in pieno fermento sia per l'attività di M&A (via libera dell'Antitrust all'acquisizione del 51% di LGH da parte di A2A; separazione di Italgas da SNAM) sia sul fronte contenzioso che si è recentemente arricchito di un nuovo capitolo grazie alla pronuncia del Consiglio di Stato sul mantenimento della sospensione del bando relativo alla gara di Venezia 1. L'estate ha portato con sé anche il completamento da parte dell'Autorità dell'analisi della documentazione di gara relativa a due ATEM i cui bandi non erano ancora stati pubblicati: Belluno (delibera 455/2016/R/GAS) e Forlì-Cesena (delibera 517/2016/R/GAS).

I bandi finora inviati all'Autorità sono sette di cui cinque (oltre ai suddetti due, Milano 1, Roma 1 e Venezia 1) hanno ricevuto l'esito dell'analisi contenuta in delibere che vengono pubblicate sul sito dell'Autorità solo dopo la pubblicazione dei bandi stessi. A oggi sono quindi pubblicamente consultabili solo quelle relative a Milano 1 e a Venezia 1. In entrambi i casi sono state rilevate delle criticità da parte del regolatore. Mentre per Milano 1 (delibera 631/2015/R/gas) si tratta di rilievi relativi soprattutto alla difformità tra la documentazione pubblicata dalla stazione appaltante e i modelli /informazioni tipo richiesti dal "Regolamento Criteri", per Venezia 1 (delibera 368/2016/R/gas) l'Autorità ha rilevato che la mancanza della trasmissione da parte del Comune di Venezia della documentazione completa degli atti di gara e della nota esplicativa delle modifiche siano tali da non metterla in grado di formulare delle osservazioni sugli atti di gara stessi.

RIMANDATO IL MECCANISMO INCENTIVANTE SUI NUOVI INVESTIMENTI

Ben più importanti per l'intero settore sono però le novità sul fronte regolatorio. Infatti l'Autorità a inizio agosto ha pubblicato un nuovo DCO (456/2016/R/GAS) sulla revisione del meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti di località per l'attività distribuzione gas al fine di sostituire l'attuale metodo a consuntivo basato sui costi effettivamente sostenuti con uno basato su meccanismi incentivanti. Rispetto al DCO 205/2016/R/GAS pubblicato ad aprile (*Newsletter* 199), in cui venivano messe sul tavolo tre diverse opzioni (valutazione sulla base di costi standard definiti sulla base di un prezzario di riferimento; metodo del *price-cap*; combinazione di questi due metodi con discriminate nell'applicazione dell'uno o dell'altro associata al grado di metanizzazione), con l'ultimo documento di consultazione l'Autorità appare orientata a scegliere l'approccio basato su costi standard. Questo metodo sembra fornire garanzie per uno sviluppo efficiente del settore senza incorrere nel rischio di sovrainvestimenti nel post gara, con annessi riflessi sulle tariffe pagate dagli utenti finali, rischio che tuttavia l'Autorità vuole neutralizzare implementando adeguati meccanismi di monitoraggio, soprattutto nei contesti dove prevarranno le attività di rinnovo delle reti esistenti. Inoltre il metodo standard risulta coerente con una logica di riconoscimento dei costi fondata sulla spesa totale (TOTEX) che potrebbe essere implementata a partire dal V periodo che avrà inizio nel 2020.

La valutazione sulla base di costi standard richiede la stesura di un prezzario di riferimento per la cui elaborazione verrà istituito un tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione e il regolatore stesso al fine di:

- definire le voci del prezzario
- determinare il livello dei prezzi
- definire le quantità fisiche
- introdurre dei coefficienti correttivi per tener conto della diversità di costo a seconda della macro-area di intervento (Nord, Centro e Sud), della tipologia di territorio in cui viene effettuato l'investimento (area urbana con densità alta o meno, presenza di condizioni particolari)
- definire il trattamento delle manutenzioni straordinarie in considerazione dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie per interventi di sostituzione di cespiti già esistenti.

A valle della quantificazione dei suddetti elementi, l'Autorità, come già previsto nel primo documento di consultazione, intende implementare un meccanismo di *sharing* duale dei maggiori/minori costi non necessariamente simmetrico tra imprese e utenti dell'extra-beneficio, in particolare ha già ipotizzato che in caso di costi effettivi superiori rispetto al costo standard potrebbe essere allocata agli utenti una quota inferiore al 50% del maggior costo.

È stata infine posticipata di un anno l'applicazione del nuovo metodo valutativo: non verrà più applicato ai nuovi investimenti realizzati a partire dal 2017 con conseguente riflesso sulle determinazioni tariffarie a partire dal 2018, ma a quelli realizzati nel 2018 con conseguente impatto sulle tariffe di riferimento dell'anno dall'anno tariffario 2019. Il documento finale è atteso per luglio 2017.

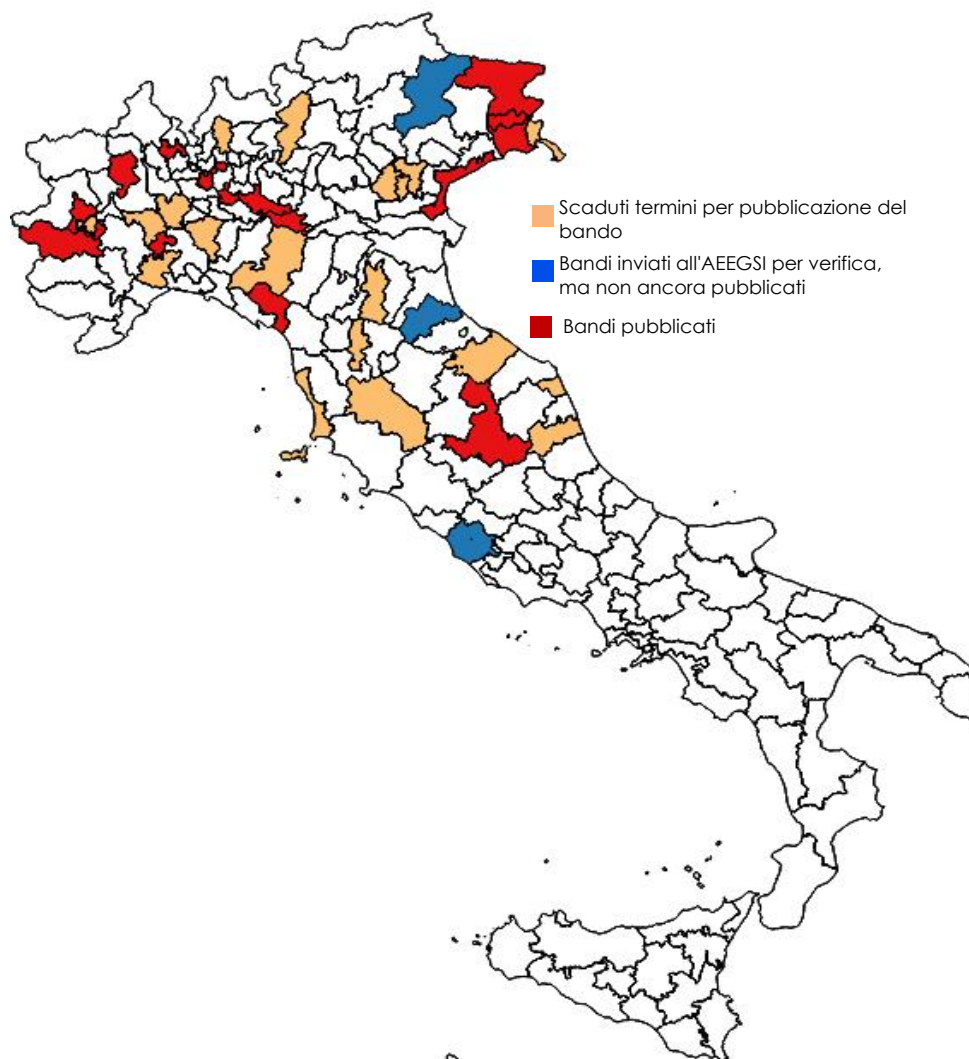
NUOVE RIDUZIONI DEGLI OPEX PER IL POST GARA

Con la delibera 500/2016/R/GAS è stato invece ripreso e meglio dettagliato un tema già trattato nella RTDG 2014-19 e nei chiarimenti del 13 marzo 2015, ossia la definizione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione nel regime per ATEM.

In base alla regolazione tariffaria, la $t(dis)^{ope}$ propria del regime per ATEM, differenziata in base alla dimensione dell'ATEM (fino a 300,000 PDR e oltre 300,000 PDR) e alla densità, sarà applicata a partire dall'anno in cui è avviata la gestione d'ambito. Tuttavia tale dicitura ha fatto sorgere dei dubbi interpretativi circa l'applicazione di tale componente nei comuni Post Letta: in questi comuni il momento in cui è avviata la gestione d'ambito si riferisce al momento in cui le località diverse dai Post Letta avviano la gestione oppure al momento in cui sono i Post Letta stessi ad avviare la nuova gestione?

Per dissipare tale dubbio ed eliminare possibili incentivi alla prosecuzione della gestione su base comunale, l'Autorità ha chiarito che la $t(dis)^{ope}$ da applicare alle località Post Letta fino alla data di effettivo passaggio a gestione per ambito delle località stesse è il minore tra il corrispettivo che si applicherebbe loro nel caso in cui fossero considerate come appartenenti al perimetro a gestione comunale e quello invece sarebbe applicato loro se fossero considerate come appartenenti al perimetro a gestione d'ambito.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Invio AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	VIR/RAB	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	12/11/2015	23/12/2015	17/10/2016	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
TORINO 2	30/10/2015	29/12/2015	27/12/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/12/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	31/12/2016*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	03/03/2017	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/03/2017*	●	**	ALTA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	12/11/2015	28/12/2015	Sospesa	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	Sospesa	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	>10%	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	25/11/2015	NO	-	-	**	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-	-	>10%	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	01/06/2016	NO	-	-	**	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 26/09/2016

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

**Informazioni incomplete o indisponibili

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

DATI DI MERCATO

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

	2016	2015	Var. %
Domanda	179 982	186 218	-3.3%
Produzione netta	154 835	160 202	-3.4%
- Termoelettrico	99 713	102 523	-2.7%
- Rinnovabili*	55 122	57 679	-2.2%
Saldo estero	26 520	27 113	-2.2%

* Idro, Geoterm., Eolico e FV. Valori cumulati al 31/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

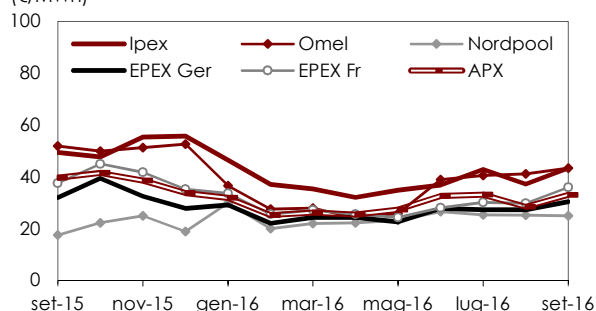
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	9.4	8.5	10.0%	12.6	11.8	6.8%
Termoelettrico	15.1	13.1	15.2%	20.7	17.9	15.3%
Distribuzione	20.2	20.3	-0.4%	30.3	29.4	2.9%
Altro	1.3	1.3	3.2%	2.1	1.9	12.1%
Totale prelevato	46.0	43.2	6.5%	65.7	61.0	7.6%

Valori cumulati al 30/08/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

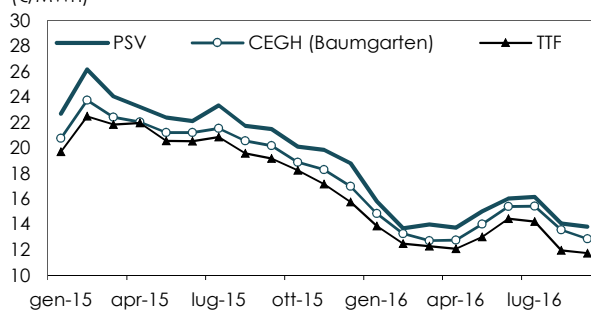
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 22/09/2016

Fonte: Borse Europee

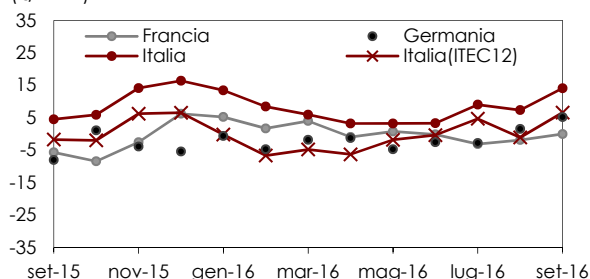
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 20/09/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

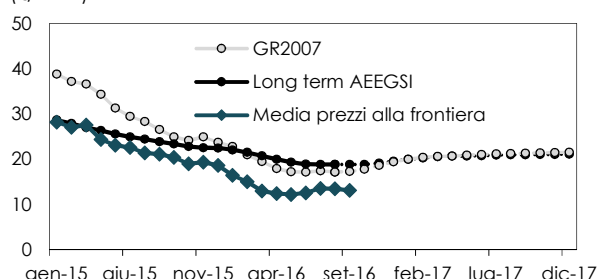
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/09/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

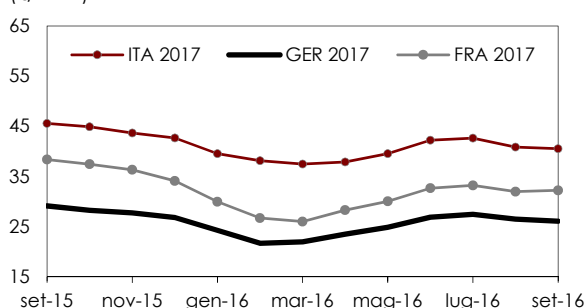
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term AEEGSI: PTOP 556/2015/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 21/09/2016

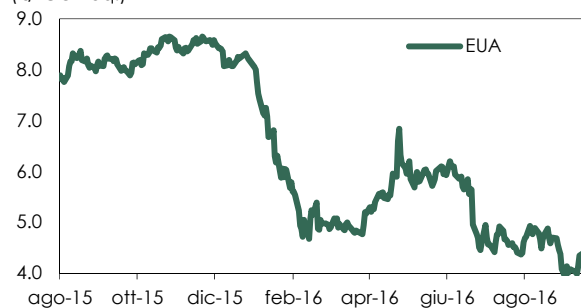
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/09/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



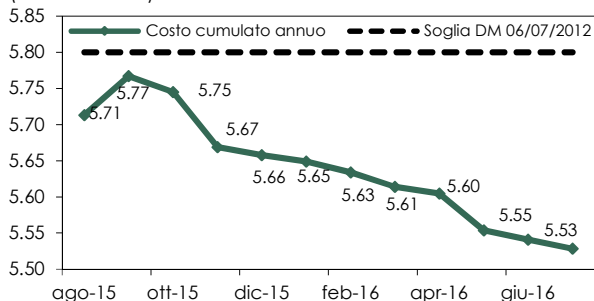
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 23/09/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

(miliardi di euro)

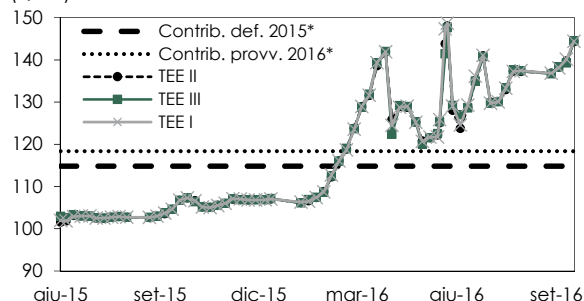


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/07/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

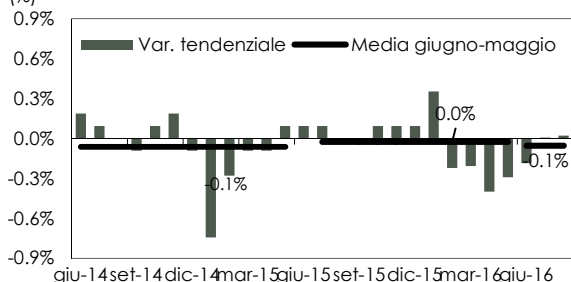


* AEEGSI 11/2016 - DMEG. Ultimo dato al 20/09/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



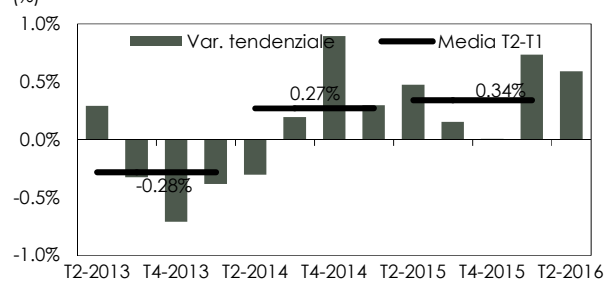
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato agosto 2016

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



* Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2016

Edizione dati Istat: settembre 2016

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI (D2)

(€/cent/kWh)

Componente	IV 2015	I 2016	II 2016	III 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.39	8.41	7.56	8.28*
Costi infrastrutture	2.86	3.05	3.05	3.05
Oneri A UC MCT	5.28	4.85	4.85	4.84
Totale - tasse escluse	16.52	16.32	15.47	16.17

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	IV 2015	I 2016	II 2016	III 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.99	7.60	6.68	7.37*
Costi infrastrutture	2.91	2.75	2.75	2.75
Oneri A UC MCT	8.80	8.22	8.24	8.23
Totale - tasse escluse	19.69	18.56	17.66	18.35

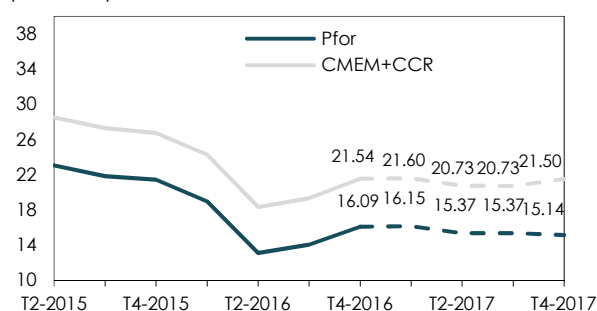
Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

*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 21/09/2016

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

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	IV 2015	I 2016	II 2016	III 2016
Approvvig. e vendita	34.13	32.14	26.21	27.16
Costi di trasporto	4.11	3.99	3.17	3.17
Costi di distribuzione	8.91	8.77	8.77	8.77
Oneri generali di sistema	2.99	2.99	3.34	3.50
Totale - tasse escluse	50.13	47.88	41.48	42.60

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

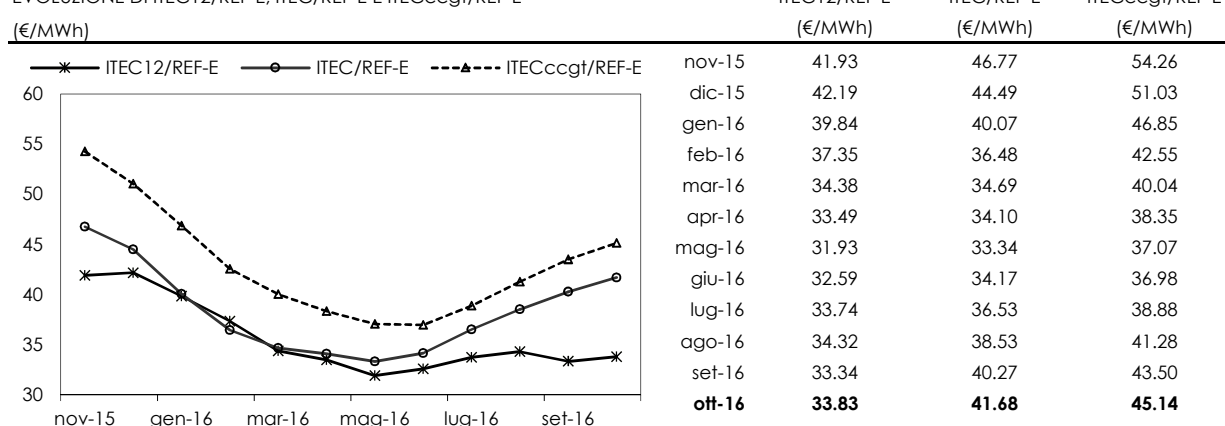
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di settembre è pari a 33.34 €/MWh, in calo del 2.9% sul dato di agosto (34.32 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato al calo del valore di mercato del TTF in agosto e degli altri combustibili registrato negli ultimi mesi e all'apprezzamento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di agosto.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 40.27 €/MWh, in aumento del 4.5% sul valore consuntivo di agosto (pari a 38.53 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 43.50 €/MWh, un valore in crescita (+5.4%) sul consuntivo del mese precedente (41.28 €/MWh). È legato alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi mentre risulta in lieve contrapposizione il tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di agosto.

Il valore *forward* per il mese di ottobre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 settembre, è pari a 33.83 €/MWh, in crescita del 1.5% rispetto al consuntivo di settembre. I valori *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 22 settembre, sono pari a 41.68 €/MWh e 45.14 €/MWh, il primo in aumento del 3.5% e il secondo del 3.8% sul consuntivo di settembre.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di agosto sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 22/09/2016.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

ANDAMENTO

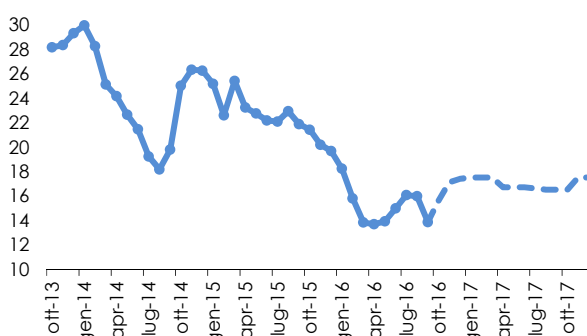
L'indice gas MAGI consuntivo per settembre 2016 è pari a 13.91 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 13.78 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (14.21 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a settembre 2016 è scesa del -13.2% rispetto a quella per le consegne di agosto 2016, rimanendo notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (21.92 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (12,430 MW) che il numero di operazioni registrate (409) sono notevolmente superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a +155% e +100%.

I primi scambi del prodotto con consegna a ottobre 2016, relativi a un campione di 308 operazioni e un volume totale scambiato di 7,655 MW, indicano un prezzo di 14.81 €/MWh, un valore più basso di quello del prodotto con consegna a ottobre. Al 22 settembre il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 15.65 €/MWh, +12.5% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel IV trimestre del 2016 e nel I trimestre del 2017, sono diminuite con una quotazione rispettivamente pari a 16.75 e 17.55 €/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