



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Alpiq Energia Italia SpA, Anigas, Assogas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, BP Energy Europe Ltd, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Enel SpA, Eni SpA, Erg SpA, Federutility, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Italgas SpA, Italtrading SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

Responsabile della Newsletter

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

MERCATO ELETTRICO

- L'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico
Definite le prime regole per il sistema elettrico del futuro, in cui le batterie saranno accoppiate agli impianti fotovoltaici.
pag. 3
- In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti
Costi socializzati per chi non sceglie il mercato, con rischi di selezione avversa e incertezza sui corrispettivi perequativi.
pag. 7
- Integrata la disciplina dell'interrompibilità valida per il prossimo triennio
Costi ridotti e (per ora solo annunciata) maggiore apertura alla demand-response, con la futura definizione di un nuovo servizio di incremento del carico.
pag. 11
- CCC: l'evoluzione normativa e i risultati delle aste
La disciplina sui CCC è stata rivista recentemente per prevedere una maggiore trasparenza delle aste.
pag. 14
- Analisi statistica e novità dal mercato
Tornano a scendere la domanda elettrica e il PUN. Annuncio ufficiale per il Market Coupling: si parte a febbraio.
pag. 19
- Il mercato dei combustibili
La decisione dell'Opec di mantenere invariati i target di produzione ha colto di sorpresa i mercati che hanno registrato massicce vendite e un prezzo tornato sui livelli post fallimento Lehman Brothers.
pag. 27

GAS NATURALE

- La regolazione dello stoccaggio nel periodo 2015-2018
Tra tagli annunciati e fisiologica discrezionalità, l'Autorità spaventa la comunità finanziaria.
pag. 31
- Analisi statistica e novità dal mercato
Petrolio in calo, rinegoziazioni, mercato debole: prezzi long term sotto lo spot?
pag. 35

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Proposte per il completamento della disciplina della morosità
Poco definite nei tempi e nelle modalità di implementazione le numerose soluzioni proposte per un problema sempre più sentito.
pag. 39

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

- Analisi statistica e novità dal mercato
Gli obiettivi di abbattimento delle emissioni di UE, USA e Cina portano moderato ottimismo sul mercato della CO2.
pag. 44

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascari,
Roberto Bianchini, Donatella
Bobbio, Virginia Canazza,
Giacomo Ciapponi, Mario Cirillo,
Michele Dalena, Francesca
Favero, Marco Franceschini,
Tommaso Franci, Ana
Georgieva, Giulia Mazzanti,
Giorgio Perico, Beatrice
Petrovich

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.

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.
- **Previsivo Osservatorio Energia** è il quadrimestrale di previsione del mercato elettrico sviluppato sulla base del modello Elfo++, *leader* in Italia in questo settore, ideato da **REF-E** per i suoi clienti. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori, alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- **Natural Gas Outlook** è il semestrale di previsione del mercato del gas sulla base dei modelli previsionali **REF-E**. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui prezzi delle principali formule di indicizzazione e sui prezzi al PSV, sull'utilizzo dello stoccaggio e delle altre infrastrutture, sull'evoluzione delle quote di mercato.

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

- Previsivo Osservatorio Energia n. 33 - Ottobre 2014
- Natural Gas Outlook n. 10 - Ottobre 2014

Prossime uscite

- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione

MERCATO ELETTRICO

L'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

Con la pubblicazione delle prime disposizioni per l'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico è stato compiuto un nuovo passo in avanti nell'ambito della riforma della disciplina del dispacciamento. Oggetto di queste disposizioni sono l'accesso e utilizzo della rete, l'applicazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione e degli oneri generali di sistema, la valorizzazione dei prelievi dalla rete per evitare distorsioni e arbitraggi nel mercato, così come la misura dei prelievi e delle immissioni anche ai fini della corretta erogazione di eventuali incentivi. Solo dopo l'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 saranno invece definiti i servizi di rete stessi che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo.

A poco meno di un anno di distanza dalla fase consultazione pubblica (DCO 613/2013/R/eel¹), a fine mese scorso è stato compiuto un nuovo passo in avanti nell'ambito della riforma della disciplina del dispacciamento, con la pubblicazione da parte dell'Autorità delle prime disposizioni per l'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico (Delibera 574/2014/R/eel²). Queste disposizioni, a lungo attese dagli operatori del settore e valide dall'inizio del prossimo anno, non riguardano né i sistemi di accumulo realizzati da Terna nell'ambito dei progetti pilota³, né quelli rientranti nei progetti pilota di *smart grids* realizzati dai distributori⁴, ma soltanto quelli eventualmente installati singolarmente, in prossimità di un centro di consumo o di un impianto di produzione per erogare servizi di rete, per contenere i picchi di prelievo o contenere gli sbilanciamenti. Si tratta inoltre di prime disposizioni transitorie, in attesa dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 sulle connessioni alle reti di distribuzione AT/MT e CEI 0-21 sulle connessioni alle reti di distribuzione BT, delle regole tecniche e dei sistemi informatici da parte di Terna, GSE e distributori e del completamento della generale revisione della disciplina del dispacciamento da parte dell'Autorità.

Accesso e utilizzo della rete

Per l'accesso alla rete, l'Autorità ha esteso ai sistemi di accumulo, in via transitoria fino al completamento delle valutazioni da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) sul loro utilizzo ai fini della fornitura di servizi di rete, le stesse procedure e condizioni di connessione previste dal Testo integrato delle connessioni attive (TICA, Delibera ARG/elt 99/08⁵) per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Il corrispettivo di connessione sarà quindi:

- definito a *forfait* per i sistemi di accumulo da connettere alle reti MT/BT
- correlato ai costi effettivi e proporzionali alla potenza installata per i sistemi di accumulo da connettere alle reti AAT/AT.

La registrazione in GAUDÌ

I sistemi di accumulo dovranno inoltre essere registrati nel sistema GAUDÌ secondo le modalità definite da Terna. Nel caso dei sistemi di accumulo installati in un impianto di produzione già connesso⁶, a seguito di una richiesta di adeguamento di una connessione esistente, dovrà invece essere aggiornata l'anagrafica dell'impianto di produzione inserendo anche per i sistemi di accumulo tutte le informazioni previste da GAUDÌ.

¹ DCO 613/2013/R/eel: "Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo – orientamenti".

² Delibera 574/2014/R/eel: "Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale".

³ A oggi, l'Autorità ha approvato su proposta di Terna due progetti pilota in sistemi di accumulo *power intensive* inclusi nel Piano di Difesa 2012 per un totale di 16 MW (Delibera 43/2013/R/eel) e sei progetti pilota *energy intensive* inclusi nel Piano di Sviluppo 2011 per un totale di 35 MW (Delibera 66/2013/R/eel).

⁴ Le disposizioni dell'Autorità non riguardano nemmeno i pompaggi in quanto già disciplinati. Sebbene l'Autorità utilizzi sempre l'espressione "sistemi di accumulo" sembra esservi un riferimento implicito agli accumuli elettrochimici o batterie.

⁵ Delibera ARG/elt 99/08: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica".

⁶ Questa previsione sembra suggerire l'attuale presenza di sistemi di accumulo già installati, sebbene l'Autorità non fornisca ulteriori dettagli al riguardo.

Non ancora definiti i servizi di rete

Solo a valle del completamento da parte del CEI dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21⁷, finalizzato alla definizione dei requisiti tecnici minimi che i sistemi di accumulo devono soddisfare per poter prestare servizi di rete, saranno a loro volta definiti dall'Autorità i servizi di rete stessi che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo per i quali sarà presentata richiesta di connessione.

Servizi di trasmissione e distribuzione

Nel caso in cui i prelievi in un punto di connessione di una unità di generazione alimentino esclusivamente i servizi ausiliari e i sistemi di accumulo associati, a questi sistemi non dovranno applicarsi né i corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione, né gli oneri generali di sistema, come peraltro già previsto dal Testo integrato dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT, Delibera ARG/elt 199/11⁸) nel caso dei prelievi dei pompaggi. Se invece in un punto di connessione i prelievi alimentano anche unità di consumo dovranno essere applicate sia le tariffe di trasmissione e distribuzione, che gli oneri generali di sistema.

Servizio di dispacciamento

I sistemi di accumulo dovranno essere considerati come un gruppo di generazione e quindi a seconda della tipologia di impianto potranno:

- formare una distinta sezione di produzione
- contribuire alla costituzione di un'unica sezione di produzione, assieme ad altri gruppi di generazione.

Facoltà di scelta per l'utente del dispacciamento

Sarà lasciata all'utente del dispacciamento la facoltà di definire un'unità di produzione distinta per i sistemi di accumulo o considerare questi ultimi come parte integrante di una delle sezioni che costituiscono l'unità di produzione connessa in un determinato nodo.

Definizione della programmabilità

Le unità di produzione costituite solo da sistemi di accumulo saranno sempre considerate programmabili ed equiparate ai pompaggi.

Le unità di produzione costituite sia da sistemi di accumulo che da altre sezioni di generazione saranno invece considerate programmabili solo a regime, mentre in via transitoria fino al completamento delle valutazioni riguardo l'utilizzo dei sistemi di accumulo ai fini della fornitura di servizi di rete, la loro programmabilità dipenderà della tipologia delle altre sezioni diversi dai sistemi di accumulo che le costituiscono.

Solo transitoriamente quindi un sistema di accumulo installato presso un impianto di generazione da fonti rinnovabili non programmabili potrà costituire con tale impianto un'unica unità di produzione non programmabile e mantenere quindi i vantaggi derivanti dalla non programmabilità dal punto di vista della disciplina degli sbilanciamenti.

Valorizzazione dei prelievi dalla rete ...

Per evitare distorsioni nel mercato e arbitraggi tra i prezzi zonal e il prezzo unico nazionale (PUN), l'Autorità ha introdotto anche delle disposizioni transitorie, fino al completamento della revisione della disciplina del dispacciamento, per la valorizzazione dei prelievi dei sistemi di accumulo durante il funzionamento in assorbimento.

... ai prezzi zonal

Nello specifico, i prelievi dovranno essere valorizzati ai prezzi zonal se l'unità:

- non condivide il punto di connessione con altre unità di produzione e/o unità di consumo
- condivide il punto di connessione con altre unità di produzione, ma non con altre unità di consumo (diverse da quelle dei servizi ausiliari)
- condivide il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse da quelle dei servizi ausiliari), solo nei casi di connessioni alle reti AAT/MT.

⁷ Attualmente non è nota la data entro cui si prevede che il CEI completi questo aggiornamento.

⁸ Delibera ARG/elt 199/11: "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione".

... al PUN

Quando l'unità condivide il punto di connessione con altre unità di consumo, ma la connessione riguarda una rete MT/BT, l'energia prelevata dovrà invece essere attribuita all'unità di consumo già presente o ad un'unità di consumo dedicata, con una sua conseguente valorizzazione al PUN.

Servizio di misura

Obbligo di misuratori bidirezionali

Si applicheranno le disposizioni sia del Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME, Delibera ARG/elt 199/11), che quelle riguardanti la misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione (Delibera 88/07⁹). In particolare:

- dovrà essere installato un solo misuratore in grado di rilevare sia la misura delle immissioni, che quella dei prelievi¹⁰
- le apparecchiature di misura dovranno essere sempre bidirezionali.

Nei casi di sistemi di accumulo lato produzione, cioè posizionati tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia prodotta, le apparecchiature di misura dell'energia assorbita e rilasciata dal sistema di accumulo dovranno coincidere con le apparecchiature di misura dell'energia prodotta. A tal fine, se queste apparecchiature sono monodirezionali, il responsabile dell'installazione e manutenzione dovrà procedere alla loro sostituzione con apparecchiature bidirezionali.

I dati di misura dovranno infine essere trasmessi al GSE secondo modalità e tempistiche che lo stesso GSE dovrà definire.

Compatibilità con gli incentivi

Disposizioni specifiche

Specifiche disposizioni sono state infine introdotte dall'Autorità riguardo la misura dell'energia assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo in aggiunta a quella dell'energia prodotta ai fini della corretta erogazione di eventuali incentivi. Vi è infatti il rischio che attraverso i sistemi di accumulo venga prelevata e poi reimpressa in rete energia senza consumarla.

Nello specifico, la misura dell'energia assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo in aggiunta a quella dell'energia prodotta sarà:

- necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione, se l'impianto di produzione accede ai certificati verdi, al conto energia fotovoltaico, al conto energia solare termodinamico o se viene richiesta la qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento
- sempre necessaria se l'impianto di produzione accede alle tariffe onnicomprensive o beneficia di prezzi minimi garantiti.

Non sarà invece necessaria una misura dell'energia assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo:

- se l'impianto di produzione accede allo scambio sul posto
- se l'impianto di produzione accede al ritiro dedicato.

Nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in scambio sul posto che accedono agli incentivi di cui ai decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 l'installazione di sistemi di accumulo non sarà in ogni caso compatibile con l'erogazione degli incentivi stessi.

Ai fini dell'ammissibilità agli strumenti incentivanti, al ritiro dedicato e allo scambio sul posto dovrà infine essere considerata solo la potenza della parte dell'impianto di produzione al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui questi sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione.

⁹ Delibera 88/07: "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione".

¹⁰ Poiché l'Autorità ha stabilito che i prelievi dai sistemi di accumulo devono essere considerati come finalizzati alla produzione di energia, ne deriva che i punti di connessione dei sistemi di accumulo devono essere a loro volta considerati come punti di immissione. In questo caso il responsabile dell'installazione del misuratore è dunque il gestore di rete se la potenza dell'impianto non supera i 20 kW o il titolare dell'impianto se la potenza dell'impianto supera invece i 20 kW.

Un provvedimento innovativo

Il provvedimento dell'Autorità, pur essendo di natura tecnica e molto dettagliato sulle specifiche disposizioni, è fortemente innovativo perché getta basi operative concrete per l'evoluzione attesa del sistema elettrico, che già nel medio periodo in Italia, così come in molti altri Paesi, vede protagoniste le batterie accoppiate agli impianti fotovoltaici. In particolare, alcuni analisti¹¹ prevedono una crescita del mercato mondiale del fotovoltaico con accumuli connessi alla rete da 90 MW nel 2014 a 900 MW nel 2018,

Infatti, assieme alla penetrazione delle rinnovabili non programmabili sta rivoluzionando il mercato elettrico il fenomeno dei *prosumer* cioè dei consumatori che, grazie soprattutto al fotovoltaico, diventano anche auto-produttori e che, con accumuli e tecnologie di *demand-response*, potranno presto fornire anche servizi di rete.

Finora a frenare lo sviluppo di questa tecnologia nei vari paesi sono stati i costi delle batterie al litio che sono ancora molto alti anche se si stanno riducendo velocemente (sono calati del 20% nel 2014 e ci si aspetta che si riducano di ulteriore 15% nel 2015)¹².

Fra gli elementi che incideranno sullo sviluppo di tali tecnologie sarà l'evoluzione dei prezzi *retail*; a tal fine l'Autorità, come preannunciato nella propria strategia per il periodo 2015-2018, ha fra i principali obiettivi quello di predisporre una importante revisione dello schema delle tariffe di rete data la necessità di garantire gli investimenti anche a fronte di una riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione per effetto dello sviluppo della generazione distribuita e dell'autoconsumo in sito.

¹¹ Si veda l'*Energy Storage in PV Report 2014* di IHS Technology.

¹² Si veda Nota 11.

In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti

Dopo un lungo contenzioso amministrativo è stata definita dall'Autorità la nuova regolazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti. Questa regolazione prevede franchigie differenziate per fonte più elevate di quelle prospettate in fase di consultazione. Gli sbilanciamenti oltre franchigia saranno valorizzati con le regole di single pricing delle unità non abilitate su MSD, mentre quelli entro franchigia saranno valorizzati al prezzo zonale di MGP. Per evitare di socializzare tra i consumatori parte dei costi sostenuti da Terna, sarà applicato alle rinnovabili intermittenti un corrispettivo perequativo zonale agli sbilanciamenti entro franchigia, che comporterà una redistribuzione di parte dei costi degli sbilanciamenti tra produttori.

Dopo un lungo contenzioso amministrativo sul primo tentativo di responsabilizzazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti rispetto ai costi dei propri sbilanciamenti (*Newsletter 169, Newsletter 170 e Newsletter 179*), l'Autorità ha pubblicato a fine ottobre delle nuove disposizioni su questo importante aspetto della revisione della disciplina del dispacciamento avviata ormai a fine 2011 (*Delibera ARG/elt 160/11¹*), ma tuttora in corso. Le nuove regole (*Delibera 522/2014/R/eel²*), che riprendono sostanzialmente la seconda delle tre opzioni prospettate dall'Autorità durante la fase di consultazione degli operatori (*Newsletter 179*) e entreranno in vigore dall'inizio del prossimo anno, vengono di seguito descritte prestando particolare attenzione al corrispettivo perequativo zonale, il cui calcolo e i cui effetti sembrano aver destato alcune perplessità da parte degli operatori.

Franchigie differenziate per fonte

La nuova regolazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti prevede la fissazione di franchigie differenziate per fonte rispetto ai programmi, in modo tale da tenere conto delle specificità di ciascuna fonte. Rispetto a quelli indicati durante la consultazione pubblica, i valori delle franchigie sono stati tuttavia fissati su livelli più elevati:

- il 49% (contro il precedente 42%) nel caso dell'eolico
- il 31% (contro il precedente 25%) nel caso del fotovoltaico
- l'8% (contro il precedente 1%) nel caso dell'idroelettrico ad acqua fluente
- l'1.5% (contro il precedente 1%) nel caso di tutte le altre fonti rinnovabili intermittenti elencate nel Dlgs 387/2003³.

L'Autorità si è in ogni caso riservata la possibilità di rivedere al ribasso questi valori per tenere conto non soltanto della possibile futura evoluzione dei sistemi di previsione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, ma anche del fatto che una partecipazione più attiva di questa generazione al Mercato Infragiornaliero (MI) dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti, anche a seguito di una riduzione del *gate closure time*.

Single pricing oltre le franchigie

Gli sbilanciamenti in eccesso rispetto alle franchigie saranno valorizzati applicando le medesime regole di *single pricing* previste dalla regolazione degli sbilanciamenti delle unità non abilitate sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). In particolare, queste regole prevedono che nel caso in cui lo sbilanciamento aggregato macrozonale sia negativo (macrozona corta), il prezzo di sbilanciamento sia il più alto tra:

- il prezzo zonale sul Mercato del Giorno Prima (MGP)
- il prezzo medio ponderato per le relative quantità delle offerte a salire accettate da Terna sul Mercato del Bilanciamento (MB) nella macrozona.

¹ Delibera ARG/elt 160/11: "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento".

² Delibera 522/2014/R/eel: "Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato - Sezione Sesta - 9 giugno 2014, n. 2936".

³ Decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17. Secondo tale decreto le altre fonti rinnovabili intermittenti (rispetto a eolico, fotovoltaico e idroelettrico ad acqua fluente) coincidono con la fonte maremotrice, il moto ondoso, il gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione, il biogas e la fonte geotermica.

Nel caso invece in cui lo sbilanciamento aggregato macrozonale sia positivo (macrozona lunga), il prezzo di sbilanciamento è il più basso tra:

- il prezzo zonale su MGP
- il prezzo medio ponderato per le relative quantità delle offerte a scendere accettate da Terna su MB nella macrozona.

L'applicazione delle regole di *single pricing* previste per le unità non abilitate su MSD, in luogo di quelle di *dual pricing* valide per le unità abilitate consente di tutelare la generazione da fonti rinnovabili intermittenti considerato il loro minore grado di programmabilità, punto sancito dalla sentenza finale del procedimento amministrativo e su cui avrebbe dovuto impennarsi appunto la nuova regolazione.

Prezzi zionali di MGP entro le franchigie

Gli sbilanciamenti all'interno delle franchigie saranno valorizzati applicando i prezzi zionali di MGP. Poiché in questo modo parte dei costi sostenuti da Terna resterebbero in capo ai consumatori, l'Autorità ha previsto l'applicazione anche di un corrispettivo perequativo zonale a carico della generazione da fonti rinnovabili intermittenti stessa.

Il corrispettivo perequativo zonale

Nello specifico, il corrispettivo perequativo zonale sarà differenziato per zona, ma non per fonte, e verrà calcolato come rapporto tra:

- la differenza tra i corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati complessivamente ottenuti applicando la regola di *single pricing* senza la previsione di franchigie e quelli già allocati applicando la regola di *single pricing* agli sbilanciamenti oltre le franchigie e i prezzi zionali di MGP agli sbilanciamenti entro le franchigie
- la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti entro le franchigie.

Il corrispettivo perequativo zonale dovrà infine essere applicato ai valori assoluti degli sbilanciamenti entro le franchigie di ciascuna unità.

Esempio di applicazione del corrispettivo perequativo zonale

Il calcolo del corrispettivo perequativo zonale è illustrato di seguito con il ricorso a una semplice simulazione, ipotizzando l'esistenza di una macrozona costituita da due sole unità, entrambe alimentate da fonti rinnovabili intermittenti, e in particolare da un'unità eolica e da un'unità fotovoltaica, cui devono applicarsi delle franchigie rispetto ai programmi rispettivamente del 49% e del 31%. Si ipotizza inoltre che:

- il prezzo zonale di MGP è pari a 80 €/MWh
- il prezzo medio ponderato a salire di MB nella macrozona è pari a 120 €/MWh
- il prezzo medio ponderato a scendere di MB nella macrozona è pari a 10 €/MWh.

Si ipotizza infine che:

- per l'unità eolica l'immissione effettiva è stata pari a 20 MWh a fronte di un programma di 45 MWh, con un conseguente sbilanciamento negativo di 25 MWh
- per l'unità fotovoltaica l'immissione effettiva è stata pari a 7 MWh a fronte di un programma di 4 MWh, con un conseguente sbilanciamento positivo di 3 MWh.

Sotto queste ipotesi, tenuto conto della franchigia del 49% rispetto al programma, lo sbilanciamento dell'unità eolica sarà pari a -22.05 MWh entro la franchigia e a -2.95 MWh oltre la franchigia. Applicando la franchigia del 31% rispetto al programma, lo sbilanciamento dell'unità fotovoltaica sarà pari a 1.24 MWh entro la franchigia e a 1.76 MWh oltre la franchigia.

Corrispettivi di sbilanciamento entro e oltre le franchigie

Dato lo sbilanciamento negativo di 25 MWh dell'unità eolica e quello positivo di 3 MWh dell'unità fotovoltaica, lo sbilanciamento aggregato macrozonale sarà negativo e pari a 22 MWh. Poiché lo sbilanciamento aggregato macrozonale è negativo e il prezzo medio ponderato a salire di MB nella macrozona è superiore rispetto al prezzo zonale di MGP, gli sbilanciamenti oltre le franchigie dovranno essere valorizzati al prezzo di 120 €/MWh. Ne deriva così:

- per l'unità eolica un esborso per lo sbilanciamento negativo oltre la franchigia di 354 €/MWh

- per l'unità fotovoltaica un introito per lo sbilanciamento positivo entro la franchigia di 211.2 €/MWh.

Valorizzando al prezzo zonale di MGP (cioè a 80 €/MWh) gli sbilanciamenti entro le franchigie si ottiene invece:

- per l'unità eolica un esborso per lo sbilanciamento negativo entro la franchigia di 1,764 euro
- per l'unità fotovoltaica un introito per lo sbilanciamento positivo entro la franchigia di 99.2 euro.

Corrispettivi di sbilanciamento teorici

Per il calcolo del corrispettivo perequativo zonale è tuttavia necessario determinare anche i corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati complessivamente ottenuti applicando la regola di *single pricing* senza la previsione di franchigie. Questi possono essere ottenuti valorizzando al prezzo medio ponderato a salire di MB nella macrozona (cioè a 120 €/MWh) gli interi sbilanciamenti delle due unità (ovvero -25 MWh per l'unità eolica e 3 MWh per quella fotovoltaica). Da tale valorizzazione si ottiene:

- per l'unità eolica un esborso teorico per lo sbilanciamento negativo complessivo di 3,000 euro
- per l'unità fotovoltaica un introito teorico per lo sbilanciamento positivo complessivo di 360 euro.

Corrispettivo perequativo zonale

Rispetto alla sommatoria dei corrispettivi di sbilanciamento teorici (pari a -2,640 €/MWh), la sommatoria dei corrispettivi di sbilanciamento già allocati (pari a -1807.6) genera quindi un onere di sbilanciamento non ancora allocato (ma sostenuto da Terna) di -832.4 €/MWh. Dividendo questo onere per la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti entro le franchigie delle due unità (pari a 23.29 MWh) si ottiene così un corrispettivo perequativo zonale di -35.74 €/MWh. Applicando tale corrispettivo ai valori assoluti degli sbilanciamenti entro le franchigie delle due unità si ottiene infine:

- per l'unità eolica un ulteriore esborso da corrispettivo perequativo zonale di 788.08 euro
- per l'unità fotovoltaica un esborso da corrispettivo perequativo zonale di 44.32 euro.

Gli effetti del corrispettivo perequativo zonale

Includendo gli effetti del corrispettivo perequativo zonale, l'unità eolica sarà quindi tenuta a versare complessivamente a Terna 2,906.08 euro contro un esborso teorico (in assenza di franchigie) di 3,000 euro, mentre l'unità fotovoltaica avrà invece diritto a ricevere complessivamente da Terna 266.08 euro contro un introito teorico (in assenza di franchigie) di 360 euro. Un riepilogo delle ipotesi e dei risultati del precedente esempio di applicazione del corrispettivo perequativo zonale è riportato nella **Tabella 1**.

La nuova regolazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti comporta, da un lato, una redistribuzione di parte degli oneri di sbilanciamento tra le diverse unità della macrozona (considerati il minore esborso dell'unità eolica e il minore introito dell'unità fotovoltaica rispetto ai rispettivi valori teorici). D'altro canto, nessuna quota di costi degli sbilanciamenti complessivamente sostenuti da Terna viene invece più socializzata ribaltandola sui consumatori finali.

Opzionalità del sistema delle franchigie

Le precedenti modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti non sono tuttavia obbligatorie. Per compensare gli effetti redistributivi tra i produttori derivanti dall'applicazione dei corrispettivi perequativi zonali, l'Autorità ha anche previsto la possibilità di optare per l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza franchigie, evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi medi non differenziati per fonte.

Tabella 1. Esempio di calcolo del corrispettivo perequativo zonale
(MWh, %, €/MWh, €)

	Unità eolica	Unità fotovoltaica	Macrozona
Programma (MWh)	45.00	4.00	49.00
Immissioni (MWh)	20.00	7.00	27.00
Franchigia (%)	49%	31%	-
Sbilanciamento totale (MWh)	-25.00	3.00	-22.00
Sbilanc. oltre franchigia (MWh)	-2.95	1.76	-
Sbilanc. entro franchigia (MWh)	-22.05	1.24	-
Sbilanc. assoluto entro franchigia (MWh)	22.05	1.24	23.29
Prezzo MGP (€/MWh)			80.00
Prezzo medio pond. a salire MB (€/MWh)			120.00
Prezzo medio pond. a scendere MB (€/MWh)			10.00
Corrispettivo teorico senza franchigia (€)	-3 000.00	360.00	-2 640.00
Corrispettivo oltre franchigia (€)	-354.00	211.20	-142.80
Corrispettivo entro franchigia (€)	-1 764.00	99.20	-1 664.80
Corrispettivo non allocato (€)	-882.00	49.60	-832.40
Corrispettivo pereq. zonale unitario (€/MWh)			-35.74
Corrispettivo pereq. zonale (€)	-788.08	-44.32	-
Corrispettivo complessivo (€)	-2 906.08	266.08	-

Fonte: elaborazioni REF-E

Rischio di selezione avversa

Tale possibilità potrebbe comportare un incentivo per le unità più virtuose (in grado di prevedere meglio la propria generazione o caratterizzate da una fonte maggiormente programmabile) a rinunciare al sistema delle franchigie, optando volontariamente per l'applicazione integrale della regola di *single pricing* prevista per le unità non abilitate su MSD. Al sistema delle franchigie aderirebbero di conseguenza soltanto le unità meno virtuose, con un conseguente rischio di selezione avversa tra unità da fonti rinnovabili intermittenti.

Unità non rilevanti

Le nuove regole introdotte dall'Autorità prevedono infine che le precedenti modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti siano applicate soltanto alle unità da fonti rinnovabili intermittenti rilevanti. Le unità da fonti rinnovabili intermittenti non rilevanti continueranno invece a essere aggregate per zona, indipendentemente dalla fonte e applicando al loro aggregato zonale una franchigia dell'8%.

GSE sul ritiro dedicato

A valle della pubblicazione da parte dell'Autorità della nuova regolazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti e di una rapida fase di consultazione pubblica, a inizio mese il Gestore Servizi Energetici (GSE) ha pubblicato le Regole Tecniche da applicare per il trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento delle unità in regime di ritiro dedicato e in tariffa fissa onnicomprensiva. In particolare, è stata prevista l'adozione di un algoritmo di aggregazione per fonte al fine di minimizzare e stabilizzare i valori della quota residua da trasferire a queste unità mediante l'utilizzo di meccanismi di compensazione tra le singole unità.

Minore trasparenza

La nuova regolazione degli sbilanciamenti della generazione da fonti rinnovabili intermittenti è caratterizzata da tre aspetti. In primo luogo, l'applicazione dei corrispettivi perequativi zonali per l'intera allocazione ai produttori dei costi degli sbilanciamenti entro le franchigie rende la nuova regolazione meno trasparente rispetto a una valorizzazione degli sbilanciamenti direttamente basata sui prezzi di MGP e MB.

Incertezza sull'entità dei corrispettivi perequativi zonali

In secondo luogo, l'entità dei corrispettivi perequativi zonali appare difficilmente stimabile in quanto, come mostrato dalla simulazione condotta, dipendente da numerosi fattori: il numero di unità che deciderà o meno di optare per l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza franchigie, il segno e l'entità degli sbilanciamenti delle unità all'interno delle zone (da cui

dipende tra l'altro anche il segno e l'entità dello sbilanciamento macrozonale) e l'andamento dei prezzi medi ponderati a salire e a scendere di MB nella macrozona rispetto a quello dei prezzi zionali di MGP. L'incertezza sull'entità dei corrispettivi perequativi zionali rende incerta anche l'entità della redistribuzione di parte degli oneri di sbilanciamento tra le diverse unità della zona e ciò potrebbe ridurre anche l'incentivo a migliorare i sistemi di previsione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti.

Sbilanciamenti intenzionali

In terzo luogo, il ricorso alla regola di *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti oltre le franchigie non elimina l'incentivo agli sbilanciamenti intenzionali in direzione opposta alla direzione prevista per lo sbilanciamento macrozonale. proprio della regola di *single pricing* prevista per le unità non abilitate su MSD. Questo secondo aspetto è tuttavia in parte compensato dagli effetti dell'inclusione delle macrozone Sicilia e Sardegna all'interno della macrozona Sud, imposta dal Decreto Competitività (Decreto Legge 91/2014⁴), convertito in legge (Legge 116/2014⁵) e successivamente implementata dall'Autorità (Delibera 525/2014/R/eel⁶). Tale aggregazione potrebbe infatti comportare una maggiore imprevedibilità o addirittura una inversione della persistenza del segno dello sbilanciamento della macrozona Sud, finora risultata essere prevalentemente «lunga». Da una semplice analisi dei segni degli sbilanciamenti aggregati macrozoni che si sono realmente realizzati tra l'1 gennaio 2013 e il 20 settembre 2014 emerge infatti come l'inclusione delle macrozone Sicilia e Sardegna all'interno della macrozona Sud avrebbe reso quest'ultima macrozona non più prevalentemente «lunga», ma prevalentemente «corta» in circa i 2/3 delle ore considerate (Tabella 2).

Tabella 2. Segni degli sbilanciamenti delle macrozone Sud, Sicilia e Sardegna
(n. e %)

		Sud		Sicilia		Sardegna		Sud, Sicilia e Sardegna	
		n.	%	n.	%	n.	%	n.	%
2013	+	5 824	66%	1 312	15%	166	2%	3 309	38%
	-	2 936	34%	7 448	85%	8 594	98%	5 451	62%
2014	+	4 992	76%	400	6%	76	1%	2 305	35%
	-	1 559	24%	6 151	94%	6 475	99%	4 246	65%

1 gennaio 2013 - 20 settembre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

⁴ Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91: "Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea", Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.144 del 24-6-2014.

⁵ Legge 11 agosto 2014, n. 116: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea", Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Supplemento Ordinario n. 72.

⁶ Delibera 525/2014/R/eel: "Modifiche e integrazioni alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica".

Integrata la disciplina dell'interrompibilità valida per il prossimo triennio

Su richiesta di MSE, l'Autorità ha integrato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità per il triennio 2015-2017. La quota di potenza interrompibile approvvigionabile attraverso prodotti triennali è stata portata a 3/4 di quella massima, a sua volta ridotta a 3,300 MW/anno. I premi di riserva per l'assegnazione della capacità interrompibile istantaneamente e della capacità interrompibile di emergenza sono stati ridotti del 10% e posti pari rispettivamente a 135,000 €/MW/anno e 90,000 €/MW/anno. In questo modo dovrebbe essere conseguito un risparmio di circa 140 milioni di euro. Con un successivo provvedimento dovrebbe infine essere introdotto un nuovo servizio di incremento del carico per fronteggiare i giorni dell'anno di maggiore criticità per la sicurezza del sistema.

A metà novembre scorso la nuova disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità per il triennio 2015-2017 (Delibera 301/2014/R/eel¹) che era stata approvata prima dell'estate è stata oggetto di alcune integrazioni da parte dell'Autorità (Delibera 566/2014/R/eel²). Queste integrazioni si sono rese necessarie per recepire gli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), il cui obiettivo ultimo è il conseguimento di un risparmio atteso di circa 140 milioni di euro nell'ambito dell'approvvigionamento a termine di questi servizi. Di seguito vengono riportati i diversi punti dell'ultimo intervento dell'Autorità sul tema.

L'iniziale disciplina per il triennio 2015-2017

I principali aspetti

La nuova disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità per il triennio 2015-2017 approvata prima dell'estate ricalcava abbastanza fedelmente quella del triennio 2011-2013. In sostanza, l'Autorità aveva inizialmente previsto l'assegnazione dei 2/3 della potenza interrompibile complessiva attraverso aste triennali e del restante 1/3 (più il fabbisogno eventualmente non assegnato mediante le aste triennali) attraverso aste annuali, infrannuali e mensili. L'Autorità aveva inoltre confermato la quantità massima di risorse interrompibili da approvvigionare a 3,900 MW/anno. Infine, i premi di riserva per l'assegnazione della capacità interrompibile istantaneamente e per l'assegnazione della capacità interrompibile di emergenza erano stati fissati rispettivamente a 150,000 €/MW/anno e 100,000 €/MW/anno, in linea col triennio precedente.

Le modifiche richieste da MSE

Maggiore peso ai prodotti triennali

La prima integrazione introdotta dall'Autorità è rappresentata dall'incremento della quota parte del servizio di interrompibilità da approvvigionare tramite prodotti triennali. In particolare, la quota parte della potenza interrompibile complessiva approvvigionabile attraverso prodotti triennali è stata incrementata da 2/3 a 3/4.

Minore quantità complessiva approvvigionabile

La quantità di risorse interrompibili da approvvigionare complessivamente è stata inoltre ridotta a 3,300 MW/anno, rispetto ai 3,900 MW/anno inizialmente previsti. Complessivamente sulle aste triennali potrà essere allocata una capacità interrompibile di 2,450 MW (rispetto ai 2600 del precedente triennio) mentre su base temporale inferiore la quota rimanente di 850 MW (rispetto ai 1,300 MW precedenti).

Riduzione del 10% dei premi di riserva

Il premio di riserva per l'assegnazione della capacità interrompibile istantaneamente è stato posto pari a 135,000 €/MW/anno, mentre quello per l'assegnazione della capacità interrompibile di emergenza è stato fissato a 90,000 €/MW/anno. In entrambi i casi MSE aveva infatti richiesto una riduzione del 10% dei prezzi posti a base d'asta.

¹ Delibera 301/2014/R/eel: "Disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili e proroga semestrale dei contratti vigenti".

² Delibera 566/2014/R/eel: "Disciplina finale delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili".

***Superamento delle
assegnazioni mensili***

Come richiesto da MSE, l'Autorità ha anche stabilito che Terna potrà fare ricorso alle assegnazioni mensili soltanto nei mesi in cui intende reintegrare in base alle proprie esigenze le quantità riacquistate mensilmente dai soggetti assegnatari.

***Casi di perdita dei requisiti
contrattuali***

In caso di perdita dei requisiti contrattuali, ancora su richiesta di MSE, l'Autorità ha introdotto un divieto per i soggetti assegnatari di prodotti triennali o annuali di partecipare alle procedure concorsuali infrannuali organizzate nell'anno in cui si verifica la perdita dei requisiti stessi.

***Il nuovo servizio di incremento
del carico***

L'Autorità ha infine stabilito che con un successivo provvedimento dovrà essere posta in consultazione la proposta di introduzione di un nuovo servizio di incremento del carico per fronteggiare i giorni dell'anno di maggiore criticità per la sicurezza del sistema. In questo modo ne risulterebbe valorizzata la garanzia della presenza in servizio anche delle unità interrompibili. Al riguardo, l'Autorità ha anche chiarito come questo nuovo servizio avrebbe caratteristiche nettamente differenti da quello di interrompibilità, con una conseguente non coincidenza di soggetti potenzialmente idonei ad erogarli. Il servizio di interrompibilità è infatti un servizio di riserva a salire, con tempi di attivazione simili a quelli della riserva primaria, utilizzabile tramite la riduzione del carico su ordine di Terna. Il nuovo servizio di incremento del carico sarebbe invece un servizio di riserva a scendere, con tempi di attivazione simili o superiori a quelli della riserva terziaria di sostituzione) utilizzabile tramite l'incremento del carico su ordine di Terna.

Conclusione

***Una maggiore demand-
response***

L'intenzione dell'Autorità di definire un nuovo servizio di incremento del carico è certamente positiva in quanto, in linea con la *policy* europea, va in direzione di una sempre maggiore partecipazione della domanda alla fornitura di servizi ai gestori di rete. Al riguardo, va tuttavia rilevato, da un lato, come non sia ad oggi noto l'effettivo fabbisogno di Terna di tale servizio, dall'altro, come per garantire la sicurezza del sistema Terna sembra avere maggiormente bisogno di servizi di flessibilità (come quelli di riserva terziaria pronta e riserva terziaria rapida), con tempi di attivazione notevolmente inferiori a quelli della riserva terziaria di sostituzione, cui è possibile paragonare il nuovo servizio di incremento del carico. Infine, non è noto nemmeno quanto attualmente Terna faccia effettivamente ricorso al servizio di interrompibilità del carico prestato dalla domanda, rispetto a quello di regolazione primaria o altri servizi "pregiati" prestati dai produttori.

CCC: l'evoluzione normativa e i risultati delle aste

Dal 2005 la normativa del mercato elettrico prevede l'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC). A seguito di una consultazione svolta quest'anno, parte della disciplina è stata rivista per rispondere a un'esigenza di maggiore trasparenza e chiarezza richiesta dagli operatori e per affrontare alcune modifiche tecniche riguardanti i poli di produzione limitata, queste modifiche saranno in vigore dal 2015. L'analisi storica dei risultati delle aste evidenzia le diverse strategie messe in atto dalle società a livello zonale.

L'applicazione del CCT sui bilaterali

Le regole del mercato elettrico italiano prevedono¹ il pagamento di un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto (CCT) da parte di ogni operatore che abbia un contratto bilaterale in immissione. Tale corrispettivo è uguale alla differenza tra il PUN e il prezzo zonale a cui il punto di dispacciamento appartiene, moltiplicato per il programma post-MGP del punto. Se il CCT è positivo ($PUN > \text{Prezzo zonale}$) l'operatore deve pagare a Terna il corrispettivo, se invece è negativo ($PUN < \text{Prezzo zonale}$) l'operatore riceve da Terna il valore del CCT.

Gli operatori che offrono direttamente in borsa pagano o ricevono in modo implicito il CCT a causa dei diversi prezzi zonali che si formano nel sistema italiano. Il CCT pagato dagli operatori bilaterali comprende due componenti:

1. una componente che riguarda il costo di congestione della capacità di trasporto, ovvero la differenza tra il prezzo zonale della zona di produzione e quello della zona di prelievo;
2. una componente di non arbitraggio, ovvero la differenza tra il prezzo PUN e il prezzo della zona di prelievo che rende indifferente tra bilaterale e partecipazione in borsa.

La specificità del PUN implica che il CCT debba essere pagato (o ricevuto) anche nel caso in cui produttore e acquirente appartengano alla stessa zona di mercato.

I CCC per la copertura dal rischio CCT

Data l'estrema volatilità del CCT nei primi mesi di funzionamento del mercato, gli operatori hanno richiesto all'Autorità di istituire degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo CCT (CCC) che sono previsti e normati dalla delibera 205/04² e sono stati resi disponibili a partire dal 2005.

L'operatore che utilizza i CCC può fissare ex-ante il valore della CCT che deve pagare, coprendosi così dal rischio della sua volatilità. Il valore del CCC viene determinato attraverso delle aste gestite da Terna alle quali può partecipare ogni operatore di mercato in immissione³. Gli strumenti di copertura sono assegnati per ogni zona e per ogni polo di produzione per i quali, a partire dal 2011, è stato aggiunto un ulteriore strumento (CCP) per la copertura del rischio di volatilità del CCT tra zone adiacenti ai poli e poli di produzione stessi, il cui prezzo, avendo essi carico nullo, non influenza la determinazione del PUN.

Caratteristiche tecniche degli strumenti di copertura

I CCC (e CCP) hanno un valore di potenza unitario pari a 1 MW e possono essere annuali o mensili. Ogni operatore può aggiudicarsi, tra aste annuali e mensili, un numero complessivo di CCC e CCP non superiore alla propria capacità produttiva⁴ presente in ogni zona. In particolare, per le aste annuali viene messo un tetto alla quantità assegnabile per zona ad ogni singolo operatore che deve rispettare la seguente regola

$$(1) \max [(CPZ/CPN) - A_i; 0] \times CPN$$

dove:

- CPN è il valore medio della capacità produttiva nella disponibilità dell'operatore a livello nazionale;

¹ Introdotto dall'art.35, delibera 168/03, poi sostituito da art. 43, delibera 111/06.

² Deliberazione 19 novembre 2004, "Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto".

³ Operatori abilitati a presentare programmi di immissione riferiti a punti di dispacciamento per unità di produzione o di importazione (art. 1, delibera 205/04).

⁴ La capacità produttiva di un operatore è la somma tra la potenza efficiente netta degli impianti termoelettrici, la potenza efficiente netta degli impianti non termoelettrici e l'ammontare della capacità di trasporto dalle zone estere (art. 1, delibera 205/04).

- CPZ_i è il valore medio della capacità produttiva nella disponibilità dell'operatore nella zona "i";
- A_i è la distribuzione percentuale media nella zona "i" degli acquisti su MGP, stimati da Terna.

Gli strumenti annuali possono quindi essere ottenuti da un operatore solo nelle zone in cui la concentrazione della sua capacità produttiva supera la quota di domanda elettrica nella stessa zona. Questa regola è stata introdotta per evitare che l'assegnazione di CCC a operatori di mercato che non risultino effettivamente esposti al rischio di volatilità del CCT possa incentivare fenomeni di speculazione o di esercizio di potere di mercato.

A livello mensile, invece, la quantità di CCC e CCP assegnabili a un operatore è la differenza tra la capacità produttiva e la quantità di CCC e CCP ottenuti nell'assegnazione annuale e di eventuali altre quantità acquistate o cedute nel mercato secondario.

Gli strumenti di copertura possono riferirsi a tutte le ore del giorno, strumento *baseload*, o alle ore di picco, strumento *peakload*. Quest'ultima tipologia subirà una variazione a partire dal prossimo anno. Infatti, finora i CCC *peakload* hanno avuto validità nei giorni feriali dalle 6 alle 21.59 ma, in seguito alla delibera 487/2014 Terna ha armonizzato il profilo *peakload* di questi strumenti con quello utilizzato nei mercati a termine dell'energia, ovvero validità nei giorni feriali dalle 8 alle 19.59.

Le aste condotte da Terna sono configurate come aste simultanee, ascendenti e a sessioni multiple e hanno l'obiettivo di massimizzarne i ricavi netti derivanti dall'assegnazione degli strumenti di copertura.

La massimizzazione dei ricavi deve rispettare alcuni vincoli di transito da parte dei flussi convenzionali⁵ che rappresentano gli scambi tra le varie zone conseguenti all'immissione di potenza cui il CCC o il CCP si riferisce⁶.

I limiti di transito e i flussi convenzionali sono stimati ogni anno da Terna sulla base dei dati dell'anno precedente, ma finora non sono mai stati resi pubblici, nonostante siano parametri fondamentali per la definizione dei vincoli e la risoluzione delle aste.

L'Autorità richiede maggior trasparenza

Proprio per una richiesta di maggior trasparenza nella gestione delle aste pervenuta all'Autorità dagli operatori a seguito di una consultazione⁷ svolta qualche mese fa, l'Autorità ha imposto (delibera 487/2014/R/eel⁸) a Terna dei chiarimenti e la pubblicazione di questi parametri. In particolare, con la nuova disciplina, l'Autorità ha richiesto a Terna:

- di rendere noti "in anticipo rispetto a ciascuna procedura concorsuale annuale e mensile, i limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e, in esito all'ultimo *round* delle procedure concorsuali e mensili, le offerte presentate dagli operatori in detto *round*"
- di fornire "chiarimenti in merito ai coefficienti di ripartizione zonale della domanda utilizzati nelle procedure mensili".

In ogni caso Terna mantiene un ruolo attivo nella gestione delle aste annuali rendendo "disponibile una quantità minima di CCC in modo da minimizzare il rischio di allocazione di un quantitativo di CCC non compatibile con gli effettivi limiti di transito"⁹.

Il DCO 430/2014 è stata la prima occasione per rivedere la normativa sui CCC. L'Autorità ha proposto la cancellazione del limite sugli strumenti annuali siccome nell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da una minore concentrazione dell'offerta e da un basso potere di mercato, i presupposti alla base dell'introduzione di tale limitazione sarebbero superati. L'esito della consultazione, riassunto nella delibera 487/2014, ha invece confermato la struttura della formula (1) per la quantità annuale di CCC: infatti la maggior parte degli operatori ha evidenziato che, nonostante il mutato contesto di mercato, è ancora presente il rischio che operatori di maggiori dimensioni possano esercitare un potere di mercato e, in generale, l'eliminazione dei limiti potrebbe portare ad un aumento della domanda di questi strumenti con conseguente aumento del costo e della complessità delle strategie di copertura. L'Autorità

⁵ Art. 5.3, delibera 205/04.

⁶ Art. 5.4, delibera 205/04.

⁷ Documento per la consultazione, 430/2014/R/EEL: "Criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto".

⁸ Delibera 9 ottobre 2014, 487/2014/R/EEL, "Criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto".

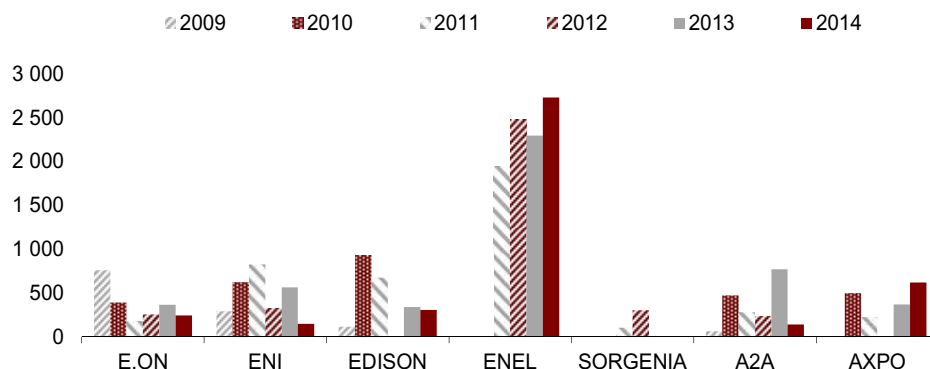
⁹ Delibera 487/2014.

ha anzi esteso la limitazione anche ai poli di produzione limitata. Infatti, per definizione, i poli di produzione limitata hanno una quota di domanda nazionale nulla ($A_i=0$) e perciò ogni operatore ha come quantità massima di CCC assegnabile tutta la capacità CPZ localizzata nel polo. Per il 2015 le zone del sistema elettrico italiano sono state mantenute uguali a quelle del triennio 2012-2014 (delibera 424/2014/R/eel¹⁰) ma di fatto i poli di Foggia, Brindisi e Priolo saranno eliminati già a partire dal prossimo anno. Quindi l'Autorità ha deciso di applicare per questi tre poli gli stessi limiti previsti per le zone a loro adiacenti (Sud e Sicilia) e quindi gli operatori con impianti in questi poli vedranno ridursi la quantità totale di CCC e CCP annuali a loro disposizione.

Analisi degli esiti delle aste

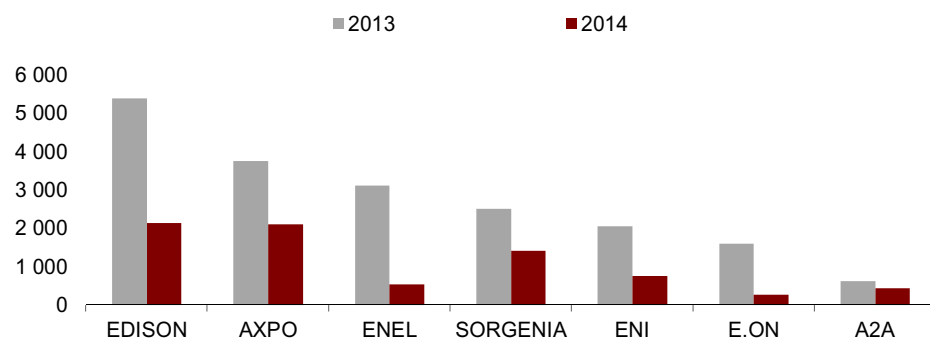
Dai risultati delle aste negli ultimi due anni si osserva che le varie società applicano strategie di copertura diverse. Alcuni operatori si coprono principalmente con strumenti annuali (**Figura 1**) mentre invece altri acquistano principalmente a livello mensile (**Figura 2**).

Figura 1. Principali acquirenti di CCC annuali (MW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Figura 2. Principali acquirenti di CCC mensili (MW)



Nota: entrambi gli anni si riferiscono alle quantità assegnate nei primi 8 mesi

Fonte: elaborazione REF-E su dati Terna

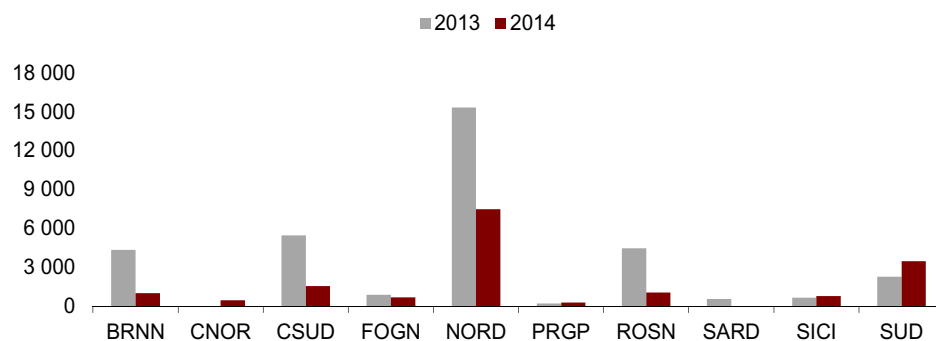
Le strategie sono influenzate dalla localizzazione zonale del portafoglio degli impianti delle società per le regole alla base del meccanismo. Infatti, come già osservato, la capacità localizzata in un polo può essere coperta interamente con i CCC a esso riferiti, mentre la capacità degli impianti situati in altre zone può essere coperta solo parzialmente. Ad esempio, per il 2014 il coefficiente A_i della zona Nord era pari a 0.55, ovvero un operatore con l'intera capacità produttiva situata al Nord avrebbe potuto ottenere al massimo una quantità di CCC annuali pari al 45% della sua capacità totale.

A livello zonale, le maggiori quantità sono state finora assegnate al Nord, coerentemente

¹⁰ Delibera 7 agosto 2014, 424/2014/R/EEL, "Proroga della validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014 all'anno 2015".

con la maggiore capacità di produzione installata. Rilevante è anche la quota del polo di Brindisi, soprattutto per gli strumenti annuali che vengono acquistati per la quasi totalità da Enel (Figure 3 e 4).

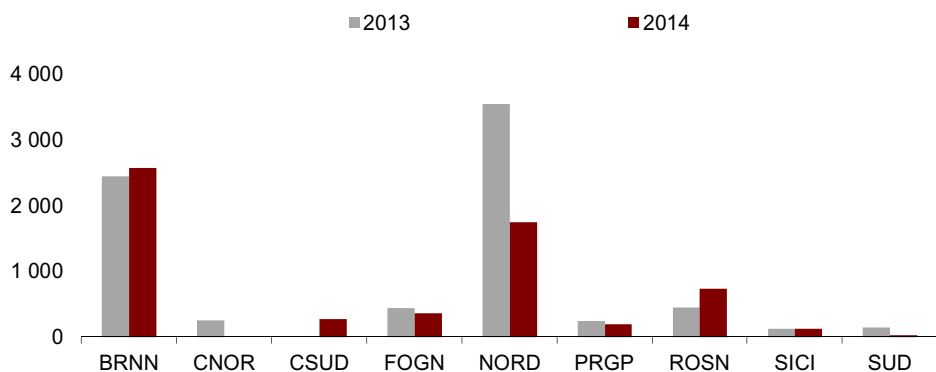
Figura 3. Quantità CCC mensili per zona (MW)



Nota: entrambi gli anni si riferiscono alle quantità assegnate nei primi 8 mesi

Fonte: elaborazione REF-E su dati Terna

Figura 4. Quantità CCC annuali per zona (MW)



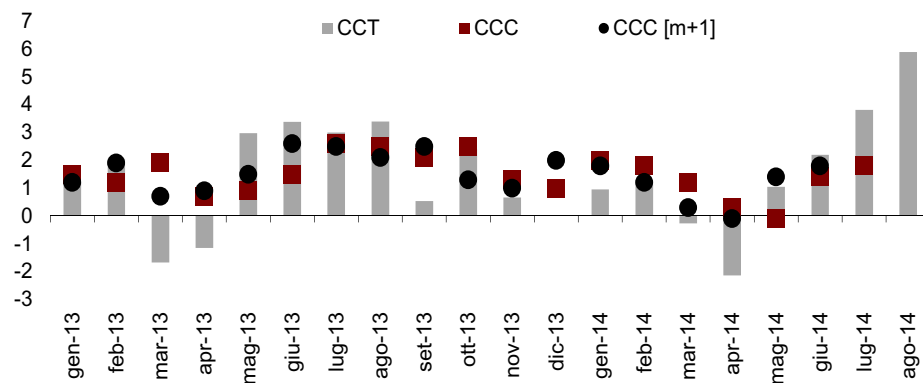
Fonte: elaborazione REF-E su dati Terna

Confrontando gli esiti delle aste CCC con il valore del CCT effettivamente realizzato si osserva una dinamica simile ma non coincidente (Figure 5 e 6). Gli esiti delle aste infatti non riflettono solo la previsione degli operatori sul possibile CCT che si realizzerà, che dipende anche dai fattori contingenti di assetto del mercato in tempo reale, ma sono influenzati anche dai parametri della rete stimati da Terna e, come già illustrato, non completamente noti a priori.

La limitata trasparenza fa sì che molti operatori partecipino alle aste, soprattutto a quelle annuali, in un'ottica di puro *hedging* senza rischiare di adottare strategie speculative.

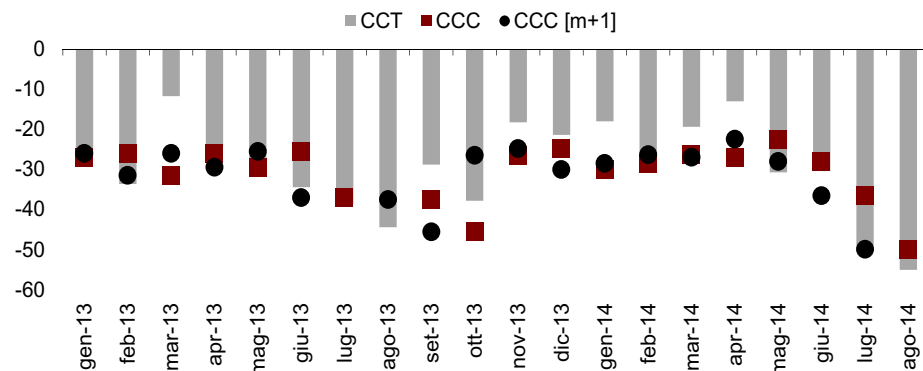
Questi comportamenti uniti a una liquidità e a un mercato secondario limitati spingono spesso gli operatori a riproporre nelle aste CCC mensili semplicemente il valore del CCT del mese precedente, come risulta dall'analisi storica da cui emerge una serie dei CCT più simile a quella dei CCC del mese successivo.

Figura 5. Valore CCT e CCC nella zona Nord
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Terna

Figura 6. Valore CCT e CCC nella zona Sicilia
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Terna

Analisi statistica e novità dal mercato

La domanda elettrica torna a scendere nel mese di ottobre e con essa anche la produzione nazionale che diminuisce ulteriormente a causa dell'aumento dell'import. In ottobre forte aumento della produzione eolica e solare: oltre il 30% per entrambe le fonti. L'aumento della produzione idroelettrica in novembre spinge al ribasso il PUN dopo i valori record, per il 2014, di ottobre. La zona Nord è al momento la più economica, inferiore alla zona Sud in tutte le fasce orarie. Annunciato ufficialmente l'avvio del Market Coupling con Francia, Austria e Slovenia: si inizia a febbraio 2015. I prezzi delle borse elettriche e dei mercati a termine europei presentano dinamiche diverse.

Torna a scendere la domanda elettrica. Male il Nord

Dopo l'aumento tendenziale registrato in settembre, torna a scendere la domanda elettrica nel mese di ottobre. L'entità del calo è la stessa anche per i dati destagionalizzati poichè sia i giorni lavorativi che le temperature medie sono rimasti invariati rispetto a dodici mesi fa. Il calo ha riguardato in particolare il Nord, con la Lombardia che ha registrato -7.0% e anche a livello cumulato è la regione che presenta la diminuzione più marcata rispetto al 2013.

In calo la produzione nazionale, forte aumento per eolico e solare in ottobre

La produzione nazionale accusa un calo maggiore rispetto alla domanda a causa dell'aumento dell'import netto (+2%). La produzione idroelettrica ha riportato una notevole discesa rispetto a ottobre 2013, controbilanciata dall'aumento della produzione eolica e fotovoltaica, in entrambi i casi superiore al 30%. La produzione termoelettrica non ha quindi potuto sfruttare il calo degli impianti idroelettrici, registrando così l'ennesima flessione rispetto al 2013 e nei primi 10 mesi del 2014 la produzione degli impianti convenzionali è scesa di quasi il 10% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

PUN in discesa a novembre grazie all'idro. Nord zona più economica

Il PUN ha chiuso il mese di ottobre registrando la media baseload più alta del 2014: 62.26 €/MWh, per la prima volta sopra i 60 €/MWh, grazie al forte aumento dei prezzi nelle ore di picco (+12% rispetto a settembre).

Nel mese di novembre è tornato invece sui livelli medi registrati quest'anno, chiudendo il mese con una media di 54.59 €/MWh, guidato sia dal calo del prezzo gas al PSV (-1%) sia dalla netta crescita della produzione idroelettrica dovuta alle forti piogge registrate nel mese appena concluso. Sul Mercato del Giorno Prima (MGP) la quantità di energia venduta da impianti idroelettrici è cresciuta di oltre il 20% rispetto a ottobre e, oltre che sul PUN, ha avuto un impatto anche sui prezzi zonal con la zona Nord che è risultata la zona più economica in tutte le fasce orarie.

Il differenziale con la zona Sud è passato dai 4 €/MWh a premio per la zona Sud ai 2.5 €/MWh a favore del Nord.

Il mese di dicembre è iniziato con un netto rialzo del PUN che nella prima settimana ha avuto una media di quasi 63 €/MWh. La zona Nord rimane quella più economica e l'unica ad avere un prezzo zonale inferiore al PUN.

Il punto sull'avvio del Market Coupling

Con la comunicazione del 1 dicembre da parte dei *partner*¹ del progetto *Italian Border Working Table* (IBWT) si è dato il via al "countdown" ufficiale per l'inizio del *Market Coupling* per l'Italia e alcune sue frontiere. L'inizio rimane programmato per metà febbraio 2015 e la data ufficiale verrà comunicata dopo la conclusione dei test, riservati agli operatori dei mercati, che si terranno in gennaio. L'accoppiamento riguarderà le frontiere con Francia, Austria e Slovenia. Per la Svizzera bisognerà aspettare la fine dei negoziati bilaterali in atto con la Commissione Europea, ma gli aspetti tecnici sono già stati allineati. La Grecia invece non è ancora pronta a entrare nel *Market Coupling* e la sua entrata sarà probabilmente più lunga.

Nel frattempo GME e Autorità stanno consultando e approvando gli aspetti di loro competenza. Come già analizzato ampiamente nel *Previsivo 33*, nella prima parte dell'anno il GME ha

¹ I gestori di rete e le borse elettriche dei paesi della frontiera elettrica italiana (Italia, Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia)

messo in consultazione² le modifiche alle tempistiche dei mercati dell'energia derivanti dalla necessità di spostare il *gate time closure* (GCT) di MGP dalle 9.15 alle 12. L'Autorità ha poi approvato³ le modifiche al Codice di Rete di Terna (introduzione di una nuova sessione di MSD) rese necessarie dallo slittamento del GCT di MGP e insieme al GME ha pubblicato un documento di consultazione⁴ nel quale sono state presentate le principali modifiche del mercato elettrico italiano con l'ingresso nel *Market Coupling* e in particolare sono state poste in esame⁵ due proposte transitorie per la gestione della differenza nel *settlement* finanziario (D+2 in Europa, M+2 in Italia). Nell'ultimo mese l'Autorità ha provveduto all'approvazione⁶ delle nuove regole redatte da CASC per l'allocazione della capacità transfrontaliera, mentre il GME ha indetto una consultazione⁷ sulla proposta definitiva di *settlement* che entrerà in vigore verosimilmente nel 2016, dopo la fase transitoria consultata con il DCO 04/2014. La proposta del GME è quella di fissare il *settlement* di MGP e MI su base settimanale (D+7) come avviene sul mercato iberico. In aggiunta a questo spostamento, il GME propone l'istituzione di un nuovo segmento di mercato che mantenga il *settlement* in M+2 e che serva a offrire agli operatori un'alternativa alla gestione dei pagamenti con tempistiche brevi. I nuovi prodotti sarebbero due, entrambi con profilo costante e riguardanti il primo tutte le ore del giorno (prodotto *baseload*), mentre il secondo solo le ore di picco dei giorni feriali (prodotto *peakload*). L'utilizzo di tali prodotti sarebbe poi registrato sui conti PCE dell'operatore e rientrerebbe quindi nel MGP attraverso l'usuale programmazione dei conti PCE.

*Dinamiche diverse sui
mercati europei, e i prezzi si
avvicinano*

Il prezzo francese ha seguito negli ultimi mesi una dinamica simile a quella del PUN. All'aumento nel mese di ottobre è seguito il calo nel mese di novembre una rapida crescita nei primi giorni di dicembre. La ripresa di ottobre è stata guidata dalla crescita congiunturale della domanda e alla diminuzione della produzione idroelettrica, che ha lasciato maggiore spazio alla produzione termoelettrica, quasi nulla in primavera ed estate. In novembre invece gli alti livelli di produzione idroelettrica, uniti alla sempre alta produzione nucleare e a temperature miti che non hanno fatto aumentare la domanda, hanno determinato la discesa del prezzo sotto i 40 €/MWh, oltre 10 €/MWh in meno rispetto a dodici mesi fa. Nei primi giorni di dicembre l'arrivo delle temperature invernali ha fatto aumentare la domanda di picco di oltre 10 GW con una conseguenza diretta sui prezzi, che sono saliti oltre i 50 €/MWh.

Il prezzo tedesco ha registrato un lento ma continuo aumento tra settembre e novembre e nei primi giorni di dicembre è cresciuto con l'aumento della domanda e il calo di generazione solare e eolica. Il mese di novembre ha registrato il prezzo *baseload* più alto del 2014: 36 €/MWh con la produzione aggregata di eolico e solare che ha raggiunto livelli molto bassi. Lo *spread* con la Francia si è ridotto a poco più di 2 €/MWh dopo gli oltre 6 €/MWh di ottobre.

In Spagna invece il prezzo ha continuato a scendere da settembre. Dopo essere stato superiore al PUN per tutti i mesi estivi, il prezzo spagnolo è sceso stabilmente sotto i 55 €/MWh grazie alla ripresa della produzione eolica che rappresenta la maggiore fonte di produzione insieme al nucleare. In novembre gli impianti eolici hanno prodotto oltre 5 TWh e il prezzo è stato il più basso da maggio (46.80 €/MWh), ma è stato superiore di 5 €/MWh rispetto a dodici mesi fa nonostante il calo tendenziale della domanda.

*In calo i prodotti a termine di
Italia e Francia, stabili quelli
tedeschi*

Le quotazioni dei titoli a termine italiani sono in calo negli ultimi mesi. Dopo la ripresa di ottobre, in seguito alla crescita del PUN, i *future* per i trimestri del prossimo anno sono ritornati sui livelli minimi registrati in estate, e anche i primi giorni di dicembre hanno confermato questa tendenza. Il titolo per il I° trimestre 2015 è scambiato sotto i 57 €/MWh, 2.5 €/MWh in meno rispetto a ottobre. Per il trimestre estivo la quotazione è di poco superiore ai 47 €/MWh mentre per il III° trimestre è di circa 52 €/MWh. Il titolo annuale è tornato vicino ai 53 €/MWh dopo essere stato scambiato oltre i 54 €/MWh negli scorsi mesi, le aspettative degli operatori

² Documento di consultazione 01/2014: "Proposte di consultazione GME per la modifica della tempistica delle attività relative alle sessioni di MPE, nonché delle attività relative alla PCE".

³ Delibera 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel: "Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete elettrica".

⁴ Documento per la consultazione 365/2014/R/eel: "Adesione del mercato italiano al progetto di *Market Coupling* europeo, inquadramento normativo e proposte implementative".

⁵ Documento di consultazione 04/2014: "Proposte di consultazione GME per l'integrazione del mercato elettrico ai mercati UE".

⁶ Delibera 7 novembre 2014, 546/2014/R/eel: "Approvazione delle regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera valevoli a partire dall'anno 2015".

⁷ Documento di consultazione 07/2014: "Integrazione del mercato elettrico ai mercati UE – Tempistiche di pagamento sul mercato del giorno prima (MGP), sul mercato infragiornaliero (MI) e sulla piattaforma conti energia (PCE) e quotazioni di nuovi prodotti sul mercato elettrico –".

di mercato sono quindi di una stabilizzazione del PUN sui livelli del 2014.

Calo più contenuto per i titoli francesi. Solo il titolo per il I° trimestre scende in maniera sostanziale arrivando sotto i 51 €/MWh, in calo di oltre 3 €/MWh rispetto a ottobre. Per il II° e III° trimestre la quotazione è stabile e per entrambi i *future* di poco superiore ai 34 €/MWh. Il *Calendar* '15 scende dell'1% rispetto a novembre, arrivando a circa 42 €/MWh, un valore superiore a quello registrato quest'anno: il prezzo francese, al momento, ha una media tra i 35 e i 36 €/MWh, dovuto soprattutto ai prezzi estivi estremamente bassi.

La situazione per il mercato a termine tedesco è pressoché immutata. I primi tre trimestri del 2015 sono quotati rispettivamente a 37, 32 e 34 €/MWh, mentre il Cal'15 è scambiato a 35 €/MWh in lieve risalita da ottobre.

Domanda e offerta

Tabella 1. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	ott-14	ott-13	Var. %
Domanda	26 378	26 760	-1.4%
- Nord	12 158	12 740	-4.6%
- Centro	8 135	7 950	2.3%
- Sud	3 721	3 711	0.3%
- Isole	2 364	2 359	0.2%
Produzione netta	22 021	22 601	-2.6%
- Idroelettrico	3 363	3 880	-13.3%
- Termoelettrico	15 380	16 142	-4.7%
- Geotermoelettrico	474	453	4.6%
- Eolico	993	742	33.8%
- Fotovoltaico	1 811	1 384	30.9%
Saldo estero	4 526	4 441	1.9%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Tabella 2. Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)

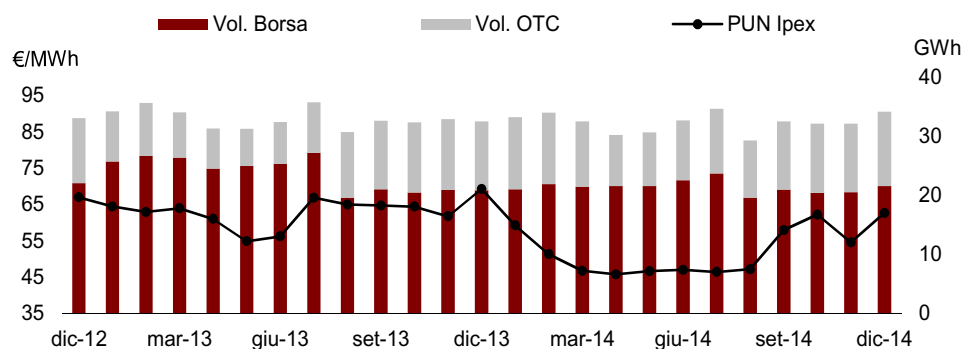
	2014*	2013*	Var. %
Domanda	258 175	265 764	-2.9%
- Nord	118 048	122 932	-4.0%
- Centro	78 089	79 275	-1.5%
- Sud	37 712	38 691	-2.5%
- Isole	24 326	24 866	-2.2%
Produzione netta	224 715	233 305	-3.7%
- Idroelettrico	49 573	45 892	8.0%
- Termoelettrico	136 771	151 393	-9.7%
- Geotermoelettrico	4 606	4 428	4.0%
- Eolico	12 309	12 175	1.1%
- Fotovoltaico	21 456	19 417	10.5%
Saldo estero	35 313	34 533	2.3%

* Gennaio - Settembre

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia Mensili orari

Figura 1. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili
(€/MWh e GWh) Media aritmetica

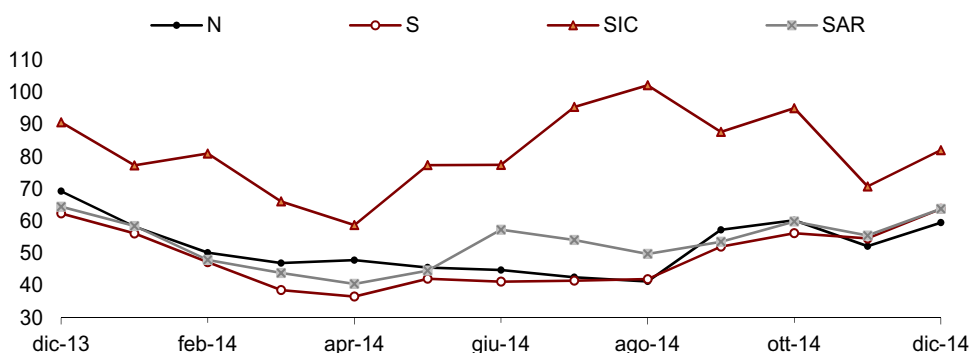


Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 2. MGP: prezzi baseload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

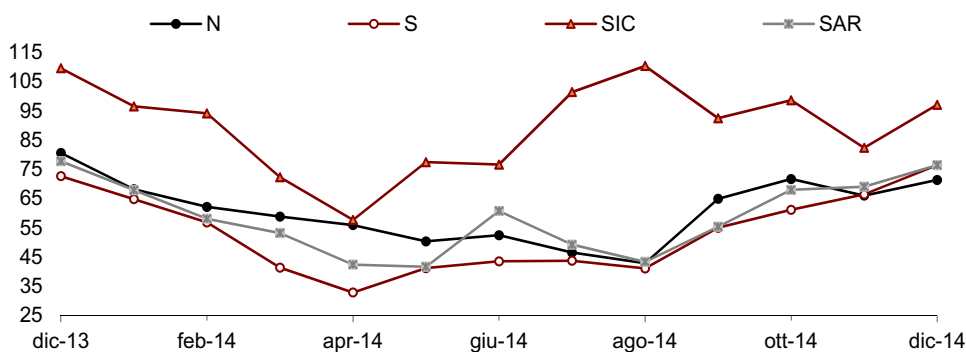


Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 3. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

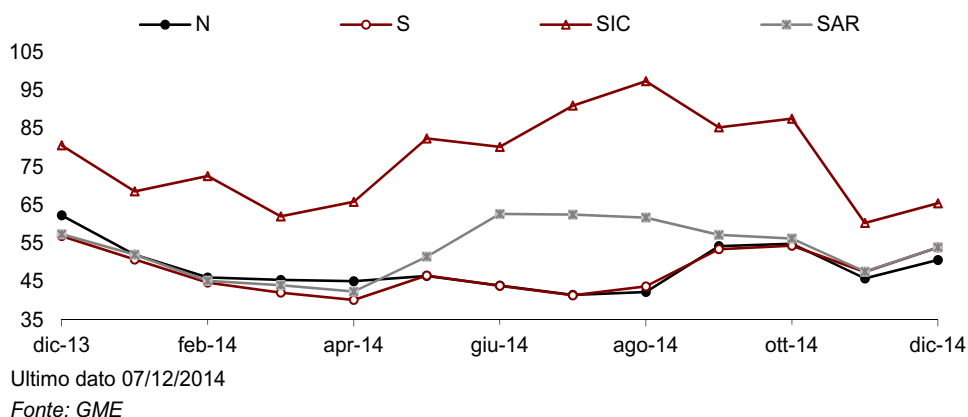


Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: GME

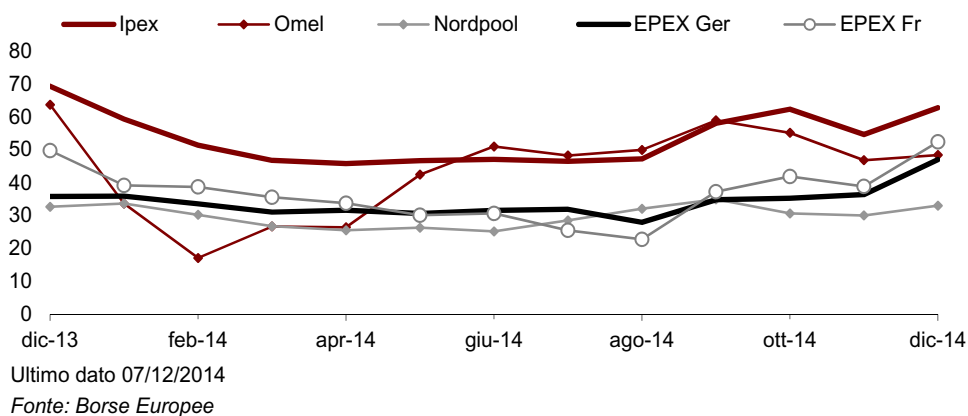
Off-peak zonale

Figura 4. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Prezzi Europa

Figura 5. Borse europee: prezzi baseload
(€/MWh) Media aritmetica



Spark spread

Figura 6. MGP: spark spread in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica

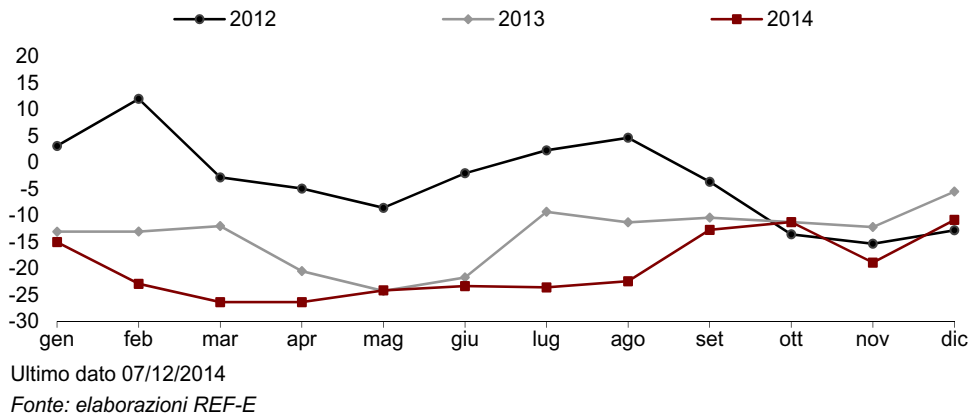
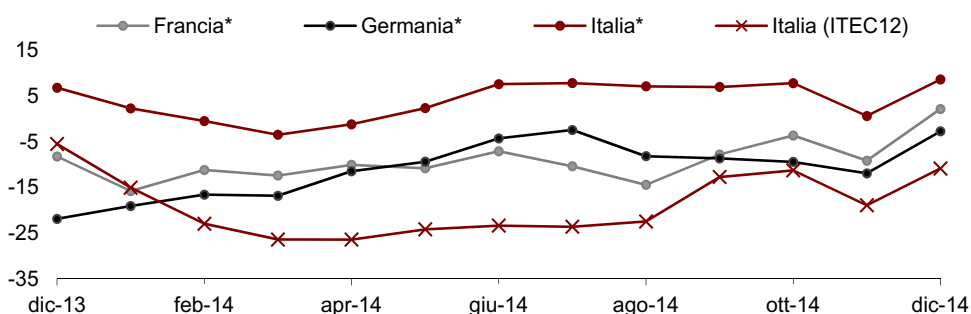


Figura 7. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

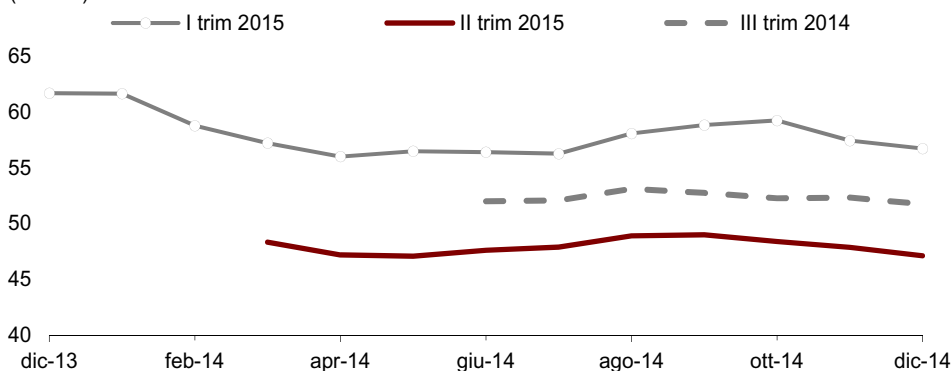
Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

Figura 8. IDEX Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

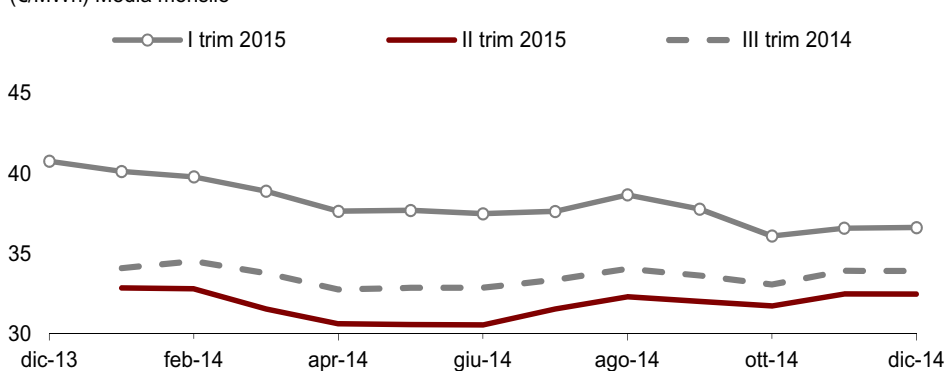


Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Figura 9. EEX GER Future trimestrali

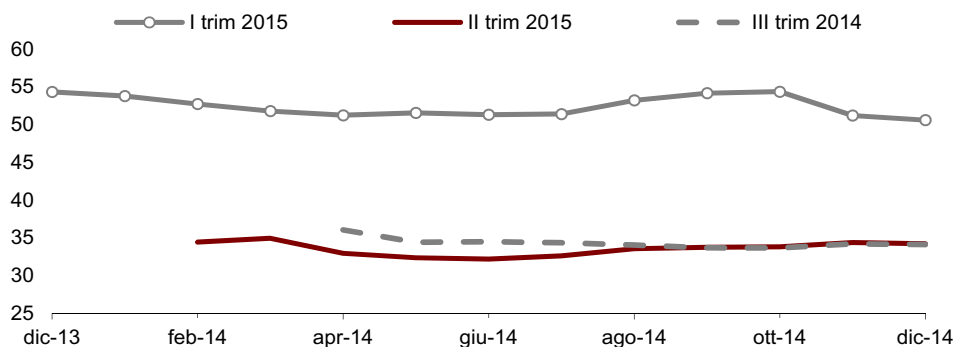
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

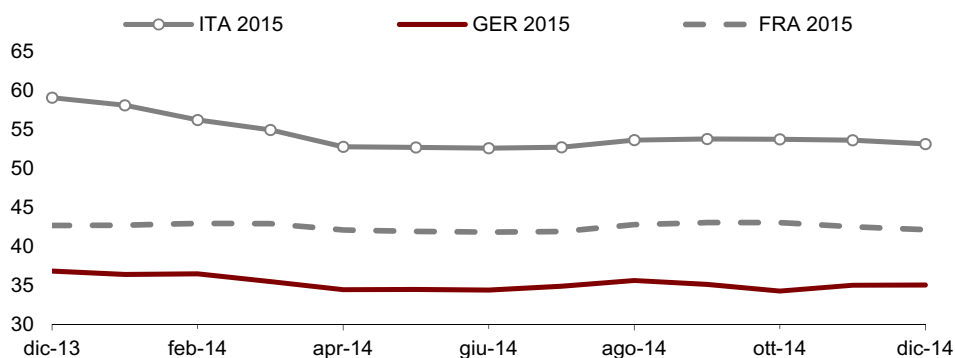
Figura 10. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

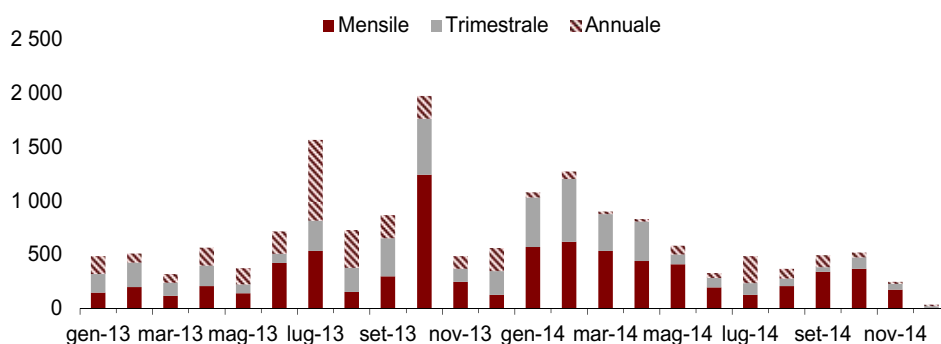
Figura 11. Future annuali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana e Reuters

Figura 12. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX
(MW) Somma mensile

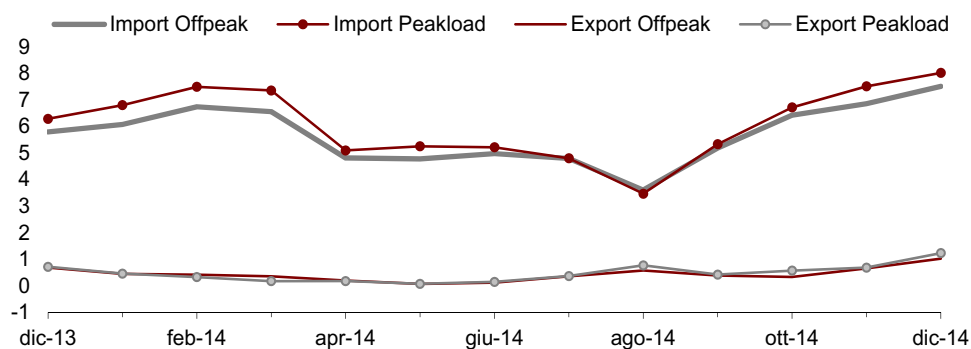


Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

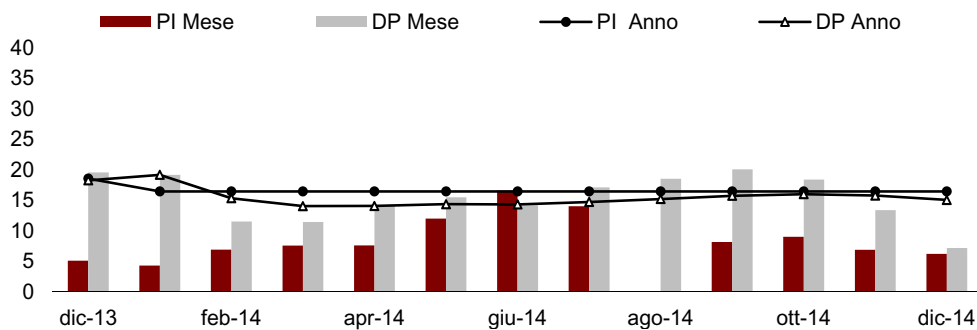
Figura 13. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 14. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2014 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 07/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

Nel corso dell'ultimo mese il prezzo è crollato. La decisione dell'Opec di mantenere invariati i target di produzione ha colto di sorpresa i mercati che hanno registrato massicce vendite e un prezzo tornato sui livelli post fallimento Lehman Brothers.

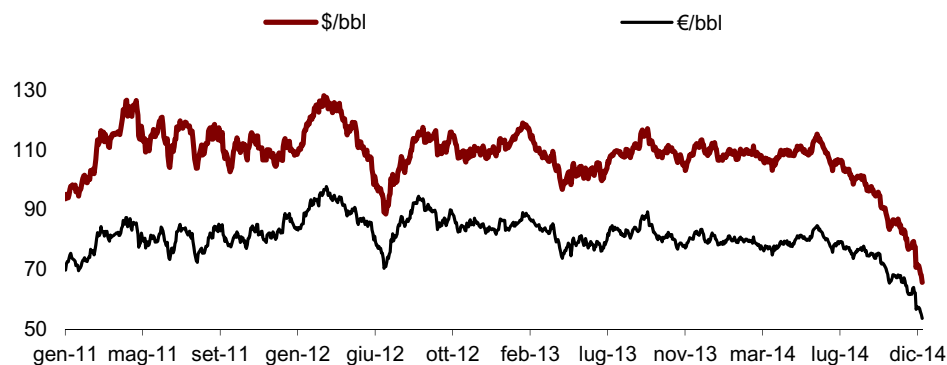
Il mercato petrolifero

Brusca reazione del mercato alle decisioni dell'Opec

Nel corso dell'ultimo mese il prezzo del petrolio ha registrato un nuovo brusco calo portandosi, nei primi 10 giorni del mese sotto quota 70 \$/bbl. Tra ottobre e dicembre il prezzo ha subito un calo cumulato di oltre il 30%, raggiungendo livelli toccati solamente a seguito del fallimento di Lehman Brothers nel 2009. A differenza del 2009 però, questa volta, a spingere in basso le quotazioni sono le condizioni strutturali del mercato. Il continuo incremento di produzione di greggio statunitense nel corso dell'ultimo biennio e una domanda che cresce a tassi più bassi delle aspettative e delle previsioni ha portato a un graduale ma continuo incremento di offerta e scorte a livello mondiale. Fino a qualche mese fa l'aspettativa del mercato era che l'Opec reagisse con un taglio della produzione dei paesi aderenti al cartello per cercare di riportare il mercato in "equilibrio" e dare sostegno ai prezzi. Nella riunione svoltasi a fine novembre, l'Opec, su spinta dell'Arabia Saudita, ha smentito il mercato, annunciando il mantenimento degli attuali livelli di produzione e la convinzione che la situazione di squilibrio sia destinata a rientrare nel corso dei prossimi mesi. La reazione del mercato è stata immediata, e, anche a seguito di dati cinesi che segnano una crescita in rallentamento, il prezzo ha subito una brusca correzione al ribasso. Le motivazioni che hanno portato l'Opec a non modificare i target di produzione possono essere molteplici: da un lato, i paesi produttori temono che misure di taglio della produzione possano non essere sufficienti a sostenere il prezzo in un contesto di mercato caratterizzato da mancata inversione di *trend* in Europa e rallentamento asiatico. Dall'altro, molti analisti di politica internazionale sostengono la teoria di una misura incoraggiata dagli Stati Uniti al fine di aumentare la pressione sulla Russia. Il bilancio pubblico russo è sostenuto in massima parte dai proventi delle esportazioni di prodotti petroliferi (greggio e gas naturale in primis), un prezzo del petrolio tra i 50 e i 60 \$/bbl potrebbe mettere in seria difficoltà il sistema di *welfare* russo, con ripercussioni interne potenzialmente molto forti. Questo scenario mette però a rischio gli ingenti investimenti privati fatto da molte compagnie nello *shale oil* statunitense: un prezzo stabilmente al di sotto dei 70 \$/bbl rischia di compromettere la profittabilità di molti progetti, e di una filiera che negli ultimi mesi ha contribuito non poco al riequilibrio delle bilancio federale (**Figura 1**). Il calo del prezzo del petrolio dovuto a componenti di offerta di prodotti di elevata qualità è testimoniata anche dall'andamento del differenziale fra Brent e WTI: lo *spread* di prezzo si è via via ridotto e nel corso dei primi dieci giorni di dicembre è stato in media inferiore a 2.7 \$/bbl. Il prezzo americano è ritornato a essere il riferimento sul mercato mondiale grazie all'incremento di offerta e alle riduzione delle congestioni al *cushing* determinando un riavvicinamento delle quotazioni dei due greggi (**Figura 2**).

Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent

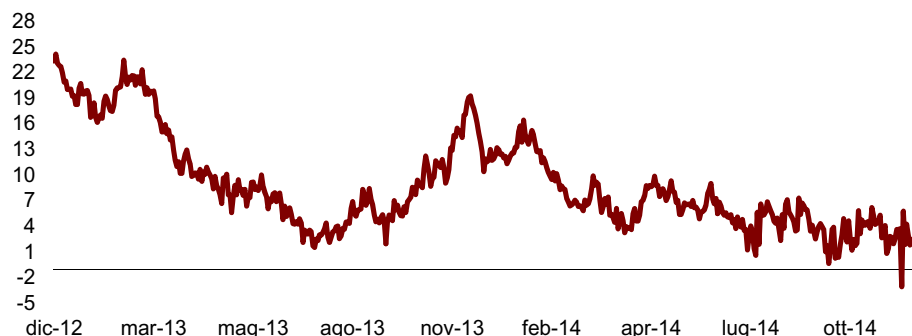
(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: Platts

Figura 2. Differenziale Brent Fob/WTI Fob
(\$/bbl)



Ultimo dato 12/12/2014

Fonte: Datastream

*Previsioni di domanda in
continua correzione al ribasso*

Nel report del 12 dicembre la IEA ha rivisto nuovamente al ribasso la previsione di domanda a chiusura 2014 abbassando la previsione mondiale di -0.23 Mbbbl/g (**Tabella 1**). A pesare sulla domanda sono stati i dati negativi di domanda e scorte, che rimangono abbondanti. La debolezza dei fondamentali e il limitato supporto in questa fase dell'effetto dollaro e del taglio ai sussidi in alcuni paesi, si ripercuote anche sulla previsione 2015, in cui la IEA prevede una crescita della domanda di meno di 1 Mbbbl/g (93.3 Mbbbl/g), in riduzione 500,000 barili/giorno rispetto alle previsioni pubblicate tra ottobre e novembre. Lato produzione nel corso degli ultimi mesi i dati mostrano un incremento nei paesi OPEC, Arabia Saudita in particolare, che sta cercando di conquistare quote di mercato anche a discapito dei prezzi praticati. La tendenza di medio termine è però opposta con previsioni di stabilità delle produzioni dei paesi medio-orientali e un costante incremento di quelle statunitensi (**Tabella 2**). La percezione di squilibrio del mercato e abbondanza di offerta è esacerbata anche dalla modifica dei flussi commerciali: il sempre maggior consumo di produzione locale negli Stati Uniti rende l'Asia l'unico mercato di sbocco per gli esportatori. Fino a oggi tale mercato prezzava a premio a causa della necessità di approvvigionarsi e sostenere la domanda crescente. La competizione lato vendita ha però incrementato il potere negoziale degli importatori asiatici spingendo il prezzo al ribasso anche su questo mercato.

Tabella 1. Domanda mondiale di petrolio
(Mbbbl/g)

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	45.6	45.6	0.0%
Non-Oecd	46.8	47.8	2.1%
Totale	92.4	93.3	1.0%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

Tabella 2. Offerta mondiale di petrolio
(Mbbbl/g)

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	56.0	57.0	1.7%
OPEC	35.9	35.9	0.0%
Totale	92.0	92.9	1.0%

* Stima EIA

Fonte: Reuters

*Prezzi e contrattazioni in forte
diminuzione sui mercati a
termine*

A seguito della diminuzione del prezzo *spot* anche le quotazioni a termine hanno registrato una forte correzione al ribasso, lungo tutta la curva. Le scadenze 2015 hanno registrato in media una diminuzione di oltre il -25%, mentre per i prodotti con consegna nel 2016 il calo rispetto a settembre è stato solo marginalmente minore (-15% in media d'anno). Anche il tasso di cambio a termine ha registrato una discesa, in questo caso però omogenea lungo tutta la curva. La curva nel suo complesso ha sì è portata in posizione di moderato *contango*,

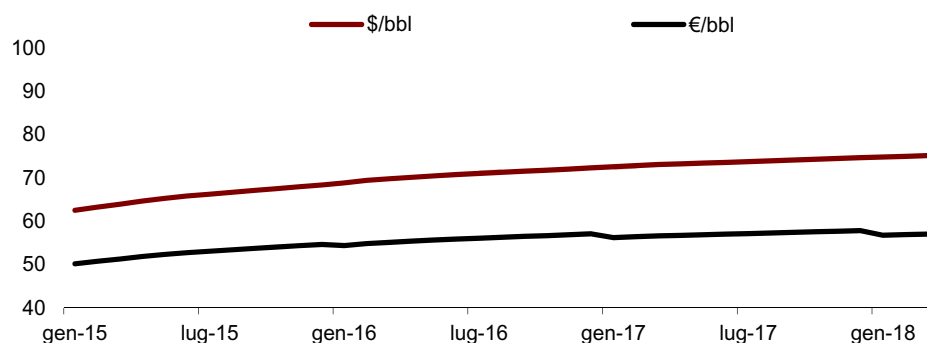
posizione non usuale per i mercati delle *commodity*, segnale probabilmente di un prezzo particolarmente depresso nella parte iniziale della curva, legato alla sovra reazione dei mercati rispetto ai dati di scorte e domande e rispetto alle decisioni inattese prese dall'Opec (**Figura 3**). Il calo dei prezzi ha influito anche sui volumi negoziati sul NYMEX e monitorati dal *report* della CFTC che hanno registrato una contrazione rispetto ai mesi precedenti (**Tabella 3**). Dai dati dell'ultimo *report* della *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC), pubblicato il 12 dicembre, gli *open interest* sono in calo rispetto al mese precedente, con un dato di poco superiore a 1.4 milioni (oltre 1.5 a novembre). La diminuzione degli *open interest* è stata guidata da un decremento dei contratti in essere per gli operatori finanziari: *swap dealers* e "altri" operatori hanno registrato variazioni superiori al -10%, mentre gli operatori industriali, nonostante il calo dei prezzi hanno incrementato i volumi rispetto alle settimane precedenti ritornando oltre quota 50,000.

Tabella 3. Posizioni nette sui *future crude oil* contrattati su NYMEX
(num. contratti)

	12/12/2014		05/12/2014	
Operatori industriali	54 900	corti	53 509	corti
Swap dealers	212 932	corti	216 437	corti
Money manager	202 921	lunghi	197 643	lunghi
Altri	58 855	lunghi	67 353	lunghi
Open interest	1 445 093		1 439 654	

Fonte: CFTC

Figura 3. Curva a termine *future* del Brent Crude
(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: Reuters

Il mercato del carbone

I deboli segnali di ripresa delle quotazioni del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) nei mesi precedenti non hanno determinato però l'inversione di *trend*: anche a dicembre il prezzo ha registrato valori molto bassi nell'intorno dei 72 \$/t (**Figura 4**). Il mercato del carbone a livello mondiale rimane molto debole, soprattutto a causa dei prezzi molto ridotti di gas e petrolio negli Stati Uniti e la sempre maggior forza del lato domanda nel determinarne le quotazioni. Le quotazioni degli altri indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato andamenti contrastanti nei primi 10 giorni del mese: il carbone sudafricano *Richards Bay* ha registrato valori inferiori a 66 \$/t, sostanzialmente stabile rispetto a novembre, mentre quello cinese Qinhuaandgdao ha quotato 89 \$/t in costante aumento rispetto ai mesi precedenti.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF



Ultimo dato 08/12/2014

Fonte: Platts

GAS NATURALE

La regolazione dello stoccaggio nel periodo 2015-2018

Le decisioni, che tanto hanno spaventato la comunità finanziaria, sono frutto in parte di un'annunciata volontà di unificazione di remunerazione e incentivi per le diverse infrastrutture, in parte di una fisiologica discrezionalità.

La comunità finanziaria ha reagito molto negativamente alla pubblicazione dei criteri di regolazione delle tariffe di stoccaggio per il periodo 2015-2018 (531/2014/R/gas): il taglio importante del tasso di remunerazione e il contenimento degli incentivi agli investimenti (in parte anche in modo retroattivo) sono stati interpretati come un cambio di passo da parte dell'Autorità e in alcuni casi sono stati additati come segnale di scarso *commitment* verso criteri di regolazione stabili. A un'analisi più attenta le decisioni dell'Autorità, largamente annunciate, sembrano più che altro improntate ad una volontà di unificazione tra i vari settori. Tale percorso include una revisione in senso restrittivo della generosità degli incentivi, da tempo in atto e coerente con l'andamento del sistema, che si trova in una situazione di *overcapacity*. Una certa discrezionalità dell'attività regolatoria non può essere che fisiologica, e naturalmente i valori della regolazione influenzano in modo pesante la vita delle imprese regolate: in un quadro economico e settoriale difficile l'equilibrio tra le diverse esigenze è sempre più complesso.

I nuovi investimenti

Immobilizzazioni in corso non remunerate

I nuovi criteri contengono in effetti alcuni provvedimenti originali.

Sono confermate le novità già preannunciate nei documenti di consultazione, riguardanti le immobilizzazioni in corso (*Newsletter 180*): queste non saranno più incluse nella RAB, con un meccanismo di gradualità che consente di inserire nel calcolo dei ricavi riconosciuti, per tutto il periodo di regolazione, ossia entro il 2018, le immobilizzazioni in corso relative a investimenti iscritti a bilancio entro il 2014 fino all'entrata in funzione del relativo cespite. In ogni caso, anche per gli investimenti già realizzati, non potranno essere inclusi nella RAB né le maggiorazioni del WACC concesse nei precedenti periodi regolatori alle immobilizzazioni in corso, né i relativi oneri finanziari capitalizzati.

Oneri finanziari solo per nuove imprese (con cap)

In merito a quest'ultima regola fanno parziale eccezione le nuove imprese. Per queste la mancata remunerazione delle immobilizzazioni in corso d'opera è "automatica" dato che la remunerazione del capitale ha inizio contestualmente alla messa in funzione del nuovo impianto. In questo caso potranno tuttavia essere inclusi nella RAB gli oneri finanziari capitalizzati relativi al finanziamento degli investimenti in corso, ma, a differenza del passato, questi oneri avranno un tetto massimo, pari al 5.4% del valore dell'investimento. Il valore, aggiornabile nel 2016, è stato stimato dall'Autorità a partire dagli stessi parametri utilizzati per il calcolo del WACC, ma ipotizzando un rapporto debito/*equity* più sbilanciato sul debito.

Meccanismo output based

Per la prima volta l'Autorità riesce a introdurre un meccanismo di incentivazione degli investimenti di tipo *output based*, facilitato per questo settore dalla presenza delle aste per l'allocatione della capacità di stoccaggio, che producono un chiaro segnale di mercato sul valore dell'infrastruttura. Al posto della maggiorazione del WACC, i nuovi investimenti che entreranno in funzione del prossimo periodo regolatorio avranno la possibilità di trattenere, per un periodo di otto anni, il 20% dei maggiori ricavi ottenuti nelle aste rispetto ai ricavi riconosciuti.

Rischio sotto investimenti?

Nei primi due anni di applicazione del meccanismo di allocazione tramite asta, il valore di mercato è stato inferiore rispetto a quello tariffario. Nella situazione attuale tale meccanismo non sarebbe quindi in grado di incentivare alcun investimento, ma ciò proprio alla luce dello scarso valore attribuito dal mercato alla capacità di stoccaggio, segno di un eccesso di offerta. I detrattori dei meccanismi *output based* sostengono che questi meccanismi tendono a legare l'incentivo a situazioni congiunturali del mercato, che possono anche essere diverse da quelle esistenti al momento in cui la decisione di investimento viene presa, o di quello che sarebbe il valore sull'intera vita utile del cespite, aumentando eccessivamente il rischio in

capo agli investitori e creando potenziali situazioni di sotto investimento. Va da sé, tuttavia, che la necessità di ripartire il rischio di mancato utilizzo delle nuove infrastrutture tra investitori e consumatori, in un momento di eccesso di offerta per il sistema, è proprio la finalità dell'introduzione del meccanismo *output based*.

L'incentivazione della punta di erogazione e di immissione

La probabilità di sotto investimenti nel lungo tempo dovrebbe peraltro essere scongiurata da altri meccanismi. Primo tra tutti quello introdotto, contestualmente alla partenza del nuovo periodo regolatorio, dal cd decreto "sblocca Italia"¹ in merito alla necessità di incentivare infrastrutture di stoccaggio in grado di consentire un maggior contributo alla sicurezza del sistema attraverso il miglioramento del rapporto tra spazio e punta. Le modalità di attuazione di questa disposizione legislativa non sono ancora state pubblicate, ma l'Autorità ha avviato il procedimento decisionale (delibera 586/2014/R/GAS) specificando che le infrastrutture che rispondono ai requisiti richiesti saranno pubblicate nel Dpcm, da tempo atteso, che dovrebbe elencare le infrastrutture strategiche per il paese (articolo 3, decreto legislativo 93/11), promesso per fine anno.

Prime indicazioni molto restrittive

La portata di questo meccanismo potrebbe tuttavia essere limitata. L'Autorità ha infatti specificato che le modalità di incentivazione saranno definite per ora solamente per le infrastrutture che entreranno in funzione nel 2015 (salvo successive proroghe), ovviamente a patto che possa essere dimostrato l'effettivo miglioramento del rapporto spazio/punta rispetto alle infrastrutture esistenti. Il meccanismo non potrà quindi che applicarsi esclusivamente a investimenti già in fase avanzata di realizzazione che ragionevolmente potrebbero entrare in funzione nel 2015 e la cui decisione è stata presa da tempo, quale ad esempio quello di Bordolano (Stogit), o investimenti di adeguamento delle infrastrutture esistenti realizzabili in poco tempo. Inoltre sarà da valutare anche la possibilità di superare il rapporto spazio/punta oggi esistente. Secondo il Piano di Azione Preventivo (PAP)² la capacità massima di erogazione è pari a 239 Mmc/g, mentre lo spazio offerto in questo anno termico è stato di poco superiore ai 16 Gmc, con un rapporto punta/spazio dell'1.5%. L'impianto di Bordolano dovrebbe avere un rapporto stimabile tra 1.7% e 1.3%³. Cruciali saranno dunque le modalità di calcolo che verranno utilizzate per valutare questa caratteristica. In sintesi, e nonostante le prescrizioni legislative, l'Autorità sembra intenzionata a limitare in maniera decisa gli incentivi agli investimenti in nuova capacità di stoccaggio.

La garanzia dei ricavi

Un ulteriore meccanismo in grado di incentivare gli investimenti è la garanzia dei ricavi. Nel caso dello stoccaggio questa sarà limitata agli investimenti esistenti e, per quelli nuovi, a quelli ritenuti strategici, oltre a quelli previsti nell'ambito del Dlgs 130/10 ma che dovrebbero rientrare quasi del tutto in quelli già realizzati. In questo caso l'Autorità si è allineata alle decisioni già prese per gli altri settori. Per chi ne ha diritto la garanzia è stata tuttavia rivista. Da un lato è stata estesa, in quanto prima riguardava solo i costi di capitale e ammortamento, mentre adesso è stata ampliata anche ai costi di ripristino e all'80% dei costi operativi. Questa è infatti indicativamente la quota dei costi operativi che afferisce a costi fissi. Dall'altro lato, potrebbe invece essere ridotta: l'Autorità sta infatti valutando se mantenere la garanzia sui ricavi relativi alle maggiorazioni del WACC percepite sugli investimenti realizzati nei periodi regolatori precedenti. Per il 2015 tale riconoscimento è stato mantenuto integralmente, ma nei prossimi anni potrebbe essere ridotto in tutto o in parte. La decisione è tuttavia rimandata a seguito di ulteriori analisi da parte dell'Autorità.

Garanzia e aste: difficile convivenza

La garanzia dei ricavi sullo stoccaggio, come già per la rigassificazione, risulta particolarmente invisa al sistema, infatti questa viene garantita non già dagli utilizzatori dell'infrastruttura, ma da tutti i consumatori, attraverso una maggiorazione della tariffa di trasporto. Nel caso dello stoccaggio, la garanzia dei ricavi (corrispettivo CVos) è stata oggetto di particolari critiche

¹ Decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, recante misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive, convertito in legge con modificazioni dalla legge 1 novembre 2014, n. 164 (GU n.262 del 11-11-2014 - Suppl. Ordinario n. 85).

² Piano di azione preventivo ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/2011, in conformità con le disposizioni dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n. 994/2010, allegato al Decreto ministeriale 19 aprile 2013, GU Serie Generale n.113 del 16-5-2013.

³ Ipotizzando 20 Mmc/g di erogazione massima e rispettivamente, 1.2 Gmc e 1.5 Gmc di spazio.

a seguito di tre circostanze. In primo luogo l'allocazione tramite asta, a prezzi inferiori a quelli riconosciuti dalle tariffe, ha aumentato l'ammontare complessivo da recuperare: nel caso dello stoccaggio, il meccanismo di garanzia, che normalmente copre esclusivamente dal rischio volume conseguente alla sotto-allocazione della capacità, copre invece anche dal rischio prezzo. Di conseguenza, il corrispettivo CVos è salito a 0.9 €/cent/mc, di gran lunga il più elevato tra gli oneri di sistema caricati sulle tariffe di trasporto. Inoltre l'Autorità ha deciso di applicare il corrispettivo per il recupero alle tariffe di ingresso nel sistema, e, limitatamente a questo anno, solo nel periodo invernale. In tal modo la presenza di questo corrispettivo è andata a condizionare i valori di mercato, aumentando sia lo *spread* di prezzo tra Italia e resto d'Europa, sia quello tra prezzi estivi e prezzi invernali, alterando in tal modo i segnali di mercato a scapito dell'efficienza dello stesso. L'Autorità ha in corso una revisione delle modalità di applicazione di questo corrispettivo (DCO 553/2014/R/gas). In particolare lo spostamento sulle tariffe di exit potrebbe risolvere parte dei problemi, anche se sono comprensibili gli sforzi dell'Autorità per limitare al minimo efficiente l'ammontare della garanzia.

La riduzione del WACC

La remunerazione del capitale investito (parametro WACC) è quella che maggiormente ha preoccupato la comunità finanziaria, essendo il tasso sceso di 0.7 punti percentuali. La motivazione dell'importante calo non sta tanto in una modifica delle modalità di aggiornamento, ma è piuttosto il risultato di scelte discrezionali da parte dell'Autorità e dell'aggiornamento del rendimento *risk free* di riferimento. Il WACC (*weighted average cost of capital*) è una stima del rendimento di mercato del capitale, che parte da valori di riferimento e attua una media ponderata del tasso di rendimento del capitale di rischio e del capitale di debito. La stima del capitale di rischio dipende dal *rf* (*Risk Free Return*), il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, il premio per il rischio di mercato, fissato al 4%, e β , il valore che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività. Il tasso di rendimento del capitale di debito dipende invece da *rf* e dal premio *DRP* (*Debt Risk Premium*) pari a 0.45%. Il WACC è espresso in termini reali, ed è dunque scontato per l'inflazione attesa.

Inflazione non aggiornata

I parametri utilizzati per l'aggiornamento del WACC non sono ancora stati pubblicati⁴ ma, secondo le stime REF-E, il 6% dovrebbe essere il risultato di una conferma di tutti i parametri strutturali e di un aggiornamento parziale di quelli macroeconomici. In particolare:

- il tasso *rf* è normalmente aggiornato in base alla media degli ultimi 12 mesi disponibili al momento dell'aggiornamento delle tariffe dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia: tale valore per il periodo utilizzato (ottobre 2013 - settembre 2014) è pari a 3.37%
- il tasso di inflazione è aggiornato in base alle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali e internazionali: in particolare, nel Documento di Economia e Finanza 2014⁵ (pubblicato ad aprile 2014), l'inflazione programmata era stata prevista all'1.5% sia per il 2014 sia per il 2015, tuttavia nell'aggiornamento pubblicato a fine settembre⁶ questa era stata ridotta allo 0.2% per il 2014 e allo 0.6% per il 2016

Il valore del WACC del 6% è compatibile con la scelta di utilizzare il parametro *rf* aggiornato ai dati disponibili a ottobre ma il tasso di inflazione pubblicato nel DEF originale, per quanto l'aggiornamento fosse stato reso noto in tempo utile per il suo utilizzo nell'aggiornamento tariffario uscito a fine ottobre. Se l'Autorità avesse utilizzato la nuova inflazione programmata, ad esempio utilizzando il valore medio 2014 e 2015 (0.4%), il valore del WACC sarebbe risalito al 7.2% (**Tabella 1**). La discrezionalità dell'Autorità si è quindi esplicitata, in un periodo di forte volatilità del quadro macroeconomico, nella decisione di utilizzare il parametro *rf* più aggiornato, ma con un valore dell'inflazione che non incamera lo stesso aggiornamento.

⁴ A eccezione del tasso annuo d'inflazione atteso assunto per la determinazione del WACC, pari a 1.5% (punto 5.6 dell'Allegato A alla 531/2014/R/gas).

⁵ Documento di Economia e Finanza 2014, Sezione III, 8 aprile 2014 (http://www.mef.gov.it/doc-finanza-pubblica/def/2014/documenti/DEF_Sezione_III_Programma_Nazionale_di_Riforma_xParte_Ix_a.pdf).

⁶ Nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2014, 30 settembre 2014 (http://www.mef.gov.it/doc-finanza-pubblica/def/2014/documenti/NdA_DEF_2014_PDF_UNITO_xon_linex_protetto_a.pdf).

... per allineare i diversi settori

L'Autorità ha in corso un programma (597/2014/R/com) di progressivo allineamento del valore del WACC per le diverse infrastrutture, che passa anche per la definizione di momenti di aggiornamento comuni, proprio per evitare che la fissazione in momenti diversi possa causare differenze rilevanti nei settori. Proprio per questo il valore pubblicato sarà valido solamente per il 2015: in continuità con quanto deciso per gli altri settori, e al fine di uniformare gli aggiornamenti per diverse infrastrutture, il parametro r_f verrà aggiornato per il 2016, ossia nello stesso anno in cui verrà rivisto per trasporto, distribuzione e rigassificazione, dove però l'aggiornamento ha valenza biennale (non è invece esplicitato nella 531/2014/R/gas se sia previsto un aggiornamento del r_f anche nel 2018). Anche la decisione dell'Autorità di lasciare il valore dell'inflazione dell'1.5% per lo stoccaggio potrebbe essere frutto della volontà di uniformare i diversi settori, che hanno tutti per l'appunto un'inflazione dell'1.8%. Tale livello non sarà rivisto in occasione dell'aggiornamento per il 2016, ma solo alla fine del periodo regolatorio.

Tabella 1. Il calcolo del WACC

Periodo	Stoccaggio			Distribuzione	Trasporto	Rigass.
	2011-2014	2015*	2015 s**	2014-2015	2014-2015	2014-2015
<i>Risk free</i> (r_f)	4.08%	3.37%	3.37%	4.41%	4.40%	4.53%
<i>Debt risk premium</i> (DRP)	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%
Costo Debito (Kd)	4.53%	3.82%	3.82%	4.86%	4.85%	4.98%
<i>Equity risk premium</i> (ERP)	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
β levered	0.80	0.80	0.80	0.63	0.58	0.83
Costo Equity (Ke)	7.28%	6.57%	6.57%	6.93%	6.70%	7.77%
Aliquota fiscale (T)	34.00%	35.70%	35.70%	35.70%	35.70%	35.70%
Scudo fiscale (tc)	27.50%	27.50%	27.50%	27.50%	27.50%	27.50%
Debito/equity (D/E)	0.80	0.80	0.80	0.60	0.80	0.80
D/(D+E)	0.44	0.44	0.44	0.38	0.44	0.44
Inflazione (rpi)	1.50%	1.50%	0.40%	1.80%	1.80%	1.80%
WACC pubblicato	6.7%	6.0%		6.9%	6.3%	7.3%
WACC calcolato	6.7%	6.0%	7.2%	6.9%	6.3%	7.3%

* Stima REF-E ; ** Simulazione

Fonte: analisi REF-E su dati Autorità e Banca d'Italia

Analisi statistica e novità dal mercato

A novembre, si osserva una forte riduzione della domanda di gas dovuta principalmente alle temperature miti. Le importazioni sono in calo e il mix di approvvigionamento è notevolmente cambiato. I prezzi di mercato sembrano riassetarsi e l'Autorità aggiorna la sua stima del costo medio di approvvigionamento di lungo periodo in Italia, senza però modificare, almeno per ora, la remunerazione aggiuntiva per i fornitori della tutela titolari di contratti take-or-pay.

Crolla la domanda gas

Alla fine del mese di novembre si registra un forte calo della domanda (-11.4%), tuttavia non inatteso date le abbondanti piogge e le temperature che hanno caratterizzato lo scorso mese. Infatti, queste ultime a novembre sono state più del 30% sopra alla media stagionale. Ancora una volta, la più marcata riduzione si registra nel settore termoelettrico (-14.8%), seguito dalle reti di distribuzione (-12.6%) e da quello industriale (-5.7%). L'andamento dell'anno termico risulta in discesa (-8.8%), al pari dell'anno solare (-11.8%).

Cambia il mix di approvvigionamento

Ottobre si è chiuso con un forte calo delle importazioni (-17%), che è proseguito nel mese successivo seppure in modo meno accentuato (-12%). Guardando al mix di approvvigionamento, ci sono variazioni notevoli tra novembre 2014 e lo stesso mese dell'anno precedente: le forniture dall'Algeria e provenienti dalla frontiera austriaca (punto di ingresso principalmente del gas russo) si sono ridotte rispettivamente del 58% e del 25%, mentre le importazioni dal Nord Europa sono più che raddoppiate e quelle dalla Libia quasi quadruplicate, anche per effetto del fatto che l'anno scorso nella seconda metà di novembre disordini interni avevano interrotto per alcuni giorni i flussi del gasdotto Greenstream.

Nell'anno solare, il dato legato alle importazioni permane in negativo (-18% totale), così come la produzione nazionale (-14.4%).

I prezzi si ristabilizzano

I prezzi per le consegne a breve agli *hub* europei sono in salita tra ottobre e novembre, fatta eccezione per Baumgarten e PSV che registrano una leggera diminuzione (-1%). Il prezzo *spot* medio nei principali mercati esteri a novembre è stato 23.31 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente.

Le quotazioni *forward* nei primi giorni di dicembre sono in linea con quelle del mese precedente, ma anche in questo caso si nota una lieve svalutazione del PSV, in particolare a partire dal II trimestre del 2015. Le quotazioni al TTF per le scadenze più lunghe rimangono invece stabili rispetto alle attese di mercato del mese scorso. Lo *spread* tra PSV e TTF per il gas con consegna a gennaio 2015 si è dunque ridotto rispetto al livello atteso a novembre ed è pari a 2.34 €/MWh. Allo stesso modo si è quasi dimezzato lo *spread* sul mercato *spot* (2.95 €/MWh a novembre 2014) rispetto ai livelli record raggiunti a ottobre 2014.

Meccanismo per la rinegoziazione

Il previsto aggiornamento annuale del meccanismo di incentivazione alla rinegoziazione (delibera 549/2014/R/gas) ha confermato il valore della compensazione monetaria inizialmente fissato a 0.85681 €/GJ (3.3 €cent/mc), ma ha anche rivisto i parametri per la stima del prezzo dei contratti di lungo periodo. In particolare secondo i dati dell'Autorità, le rinegoziazioni (almeno quelle degli importatori con una quota di mercato maggiore del 10%) avrebbero portato a prezzi per ottobre 2014 allineati a quelli *spot*, ma prevedrebbero ancora un'indicizzazione ai prodotti petroliferi, anzi l'elasticità del prezzo di importazione alle variazioni dei prodotti petroliferi sarebbe molto ampliata. Grazie alle importanti riduzioni delle quotazioni petrolifere realizzate di recente e attese per i prossimi mesi, la nuova formula porterebbe a un prezzo dei contratti di lungo periodo inferiore a quelle *spot* già da questo mese, con un differenziale che si andrebbe ad ampliare nel corso dell'anno (**Figura 5**). Se le condizioni di oggi si dovessero verificare, e i parametri dell'indice di costo medio di approvvigionamento *long term* non dovesse cambiare, in occasione dell'aggiornamento del meccanismo previsto a novembre 2015 ne risulterebbe un *Apr* unitario aggiornato (in base alla formula della delibera 447/2013/R/gas, allegato A) negativo per circa 0.8 €cent/mc. Da cui ne conseguirebbe l'obbligo per i soggetti ammessi a una restituzione di quanto percepito in base al meccanismo oltre a un'elargizione aggiuntiva.

C_{MEM} in calo a gennaio

I valori della C_{MEM} previsti per il I trimestre del 2015 scendono rispetto ai valori attuali, a fronte di prezzi al TTF che invece sono in salita da diversi mesi. Le ragioni dietro a questo andamento della componente risalgono al fatto che l'ultimo aggiornamento (delibera 460/2014/R/gas) erano state utilizzate le quotazioni per il prodotto in consegna al TTF nel IV trimestre 2014 pubblicate a agosto 2014, quando la tensione della crisi russo-ucraina sosteneva i prezzi del gas con consegna nell'inverno. Rispetto ad allora, i timori di scarsità di gas per l'inverno si sono ridimensionati, anche grazie alle temperature fino ad oggi relativamente miti.

**I terminali di GNL:
assegnazione *peak shaving***

Si è conclusa la procedura per l'assegnazione del servizio di *peak shaving* del terminale della società OLT Offshore LNG Toscana, avviata il 6 ottobre 2014. La società olandese Gunvor si è aggiudicata il servizio per un quantitativo pari a circa 100,000 metri cubi di GNL. La consegna è prevista entro il 31 dicembre 2014. A fine novembre, anche la società GDF Suez si era aggiudicata il servizio per un quantitativo pari a circa 65,000 metri cubi di GNL stoccaggio presso il terminale di Panigaglia.

La presenza di questo meccanismo potrebbe avere conseguenze sul mercato nel caso si verificassero situazioni di emergenza nei mesi invernali e in primavera quando i volumi di gas verranno riconsegnati al PSV.

Domanda**Tabella 1. Domanda di gas naturale**

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Ott 2014	Ott 2013	Var. %	Nov 2014	Nov 2013	Var. %
Industriale	35	37	-5.3%	37	39	-5.7%
Termoelettrico	53	59	-10.3%	48	56	-14.8%
Distribuzione	53	54	-1.8%	98	112	-12.6%
Altro	6	5	17.9%	7	7	2.1%
Totale prelevato	147	155	-5.2%	190	215	-11.4%
Temperature	17.7	17.4	-	15.7	11.9	-

Ultimo dato 30 novembre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 2. Domanda cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2014	AS 2013	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Industriale	12	13	-8.4%	2	3	-6.2%
Termoelettrico	16	21	-22.0%	3	4	-13.8%
Distribuzione	25	35	-28.1%	5	6	-13.7%
Altro	2	2	-17.2%	0	0	0.3%
Totale prelevato	46	52	-11.8%	64	70	-8.8%

Valori cumulati fino al 07 dicembre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta**Tabella 3. Offerta di gas naturale**

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Ott 2014	Ott 2013	Var. %	Nov 2014	Nov 2013	Var. %
Importazioni	134	161	-17%	143	163	-12%
Prod. Nazionale	19	21	-11%	19	20	-1%
Stoccaggi	-6	-27	-78%	27	32	-15%
Capacità max	353	338	4%	353	353	0%
Load Factor	38%	46%		41%	46%	

Ultimo dato 30 novembre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale
(Gmc e variazioni tendenziali)

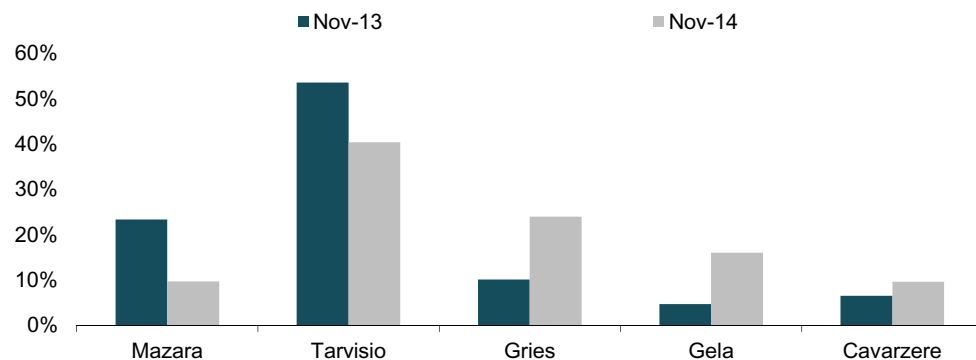
	AS 2014	AS 2013	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	51.5	62.8	-18.0%	9.6	11.4	-16.3%
Prod. Nazionale	6.5	7.6	-14.4%	1.3	1.4	-5.0%

Valori cumulati fino al 07 dicembre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata in percentuale sul totale a novembre 2013 e 2014 (%)

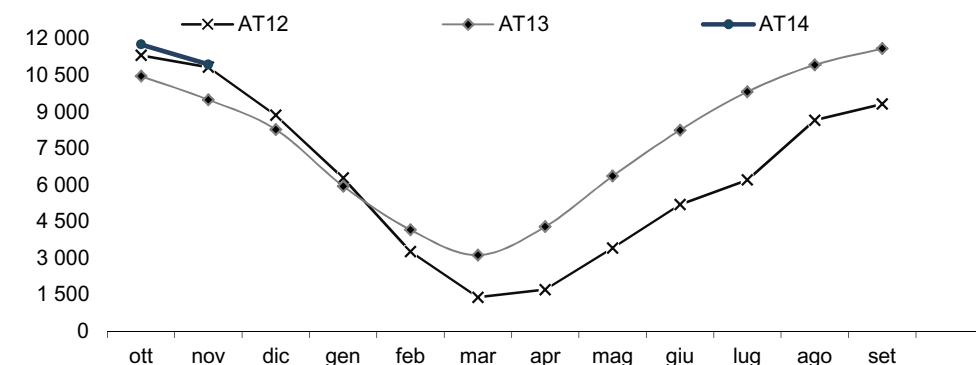


Valori 30 novembre 2014

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia
(Mmc) Ultimi Valori Mensili

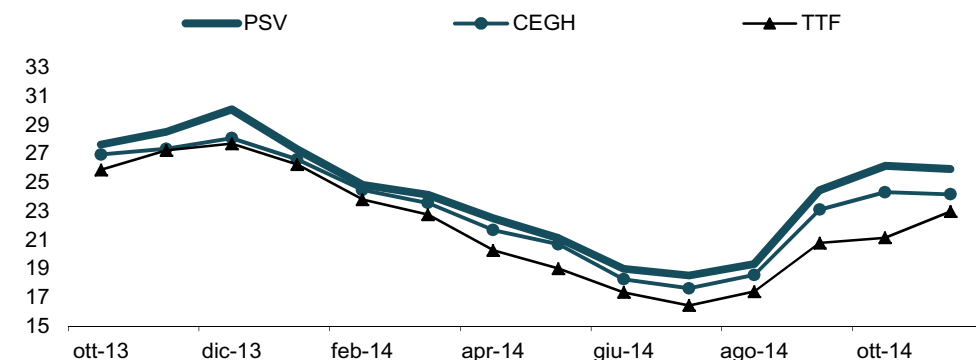


Ultimo dato 30/11/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Stogit e Edison Stoccaggio

Prezzi

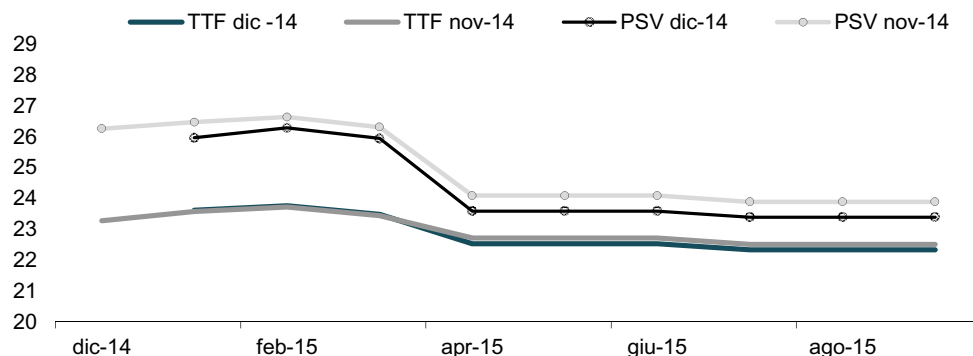
Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa
(€/MWh)



Ultimo dato 30/11/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

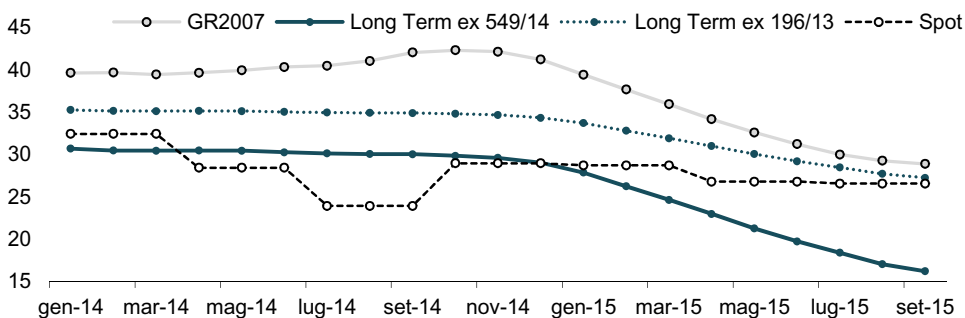
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti *forward* (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 09/12/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

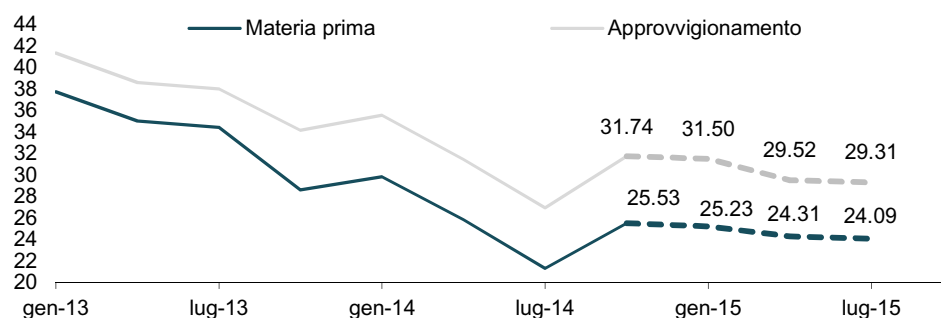
Figura 5. Gas release 2007, costo di approvvigionamento *long term* e *spot* (€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},
Long term: P_{TOP} 196/2013/R/gas e P_{TOP} 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, AEEG e forward media di mercato al 09/12/2014

Figura 6. Costo della materia prima e dell'approvvigionamento all'ingrosso nei prezzi tutelati* (€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (linee tratteggiate) basate su *forward* al 30/11/2014

* Materia prima: QE fino a 3Q2013, poi P_{FOR}; Approvvigionamento: CCI fino a 3Q2013, poi C_{MEM}+CCR

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

IMPRESE E ISTITUZIONI

Proposte per il completamento della disciplina della morosità

La crisi economica ha aggravato il problema delle bollette inavase nei settori dell'elettricità e del gas e ha reso indifferibile il completamento della disciplina della morosità. I punti più critici riguardano la possibilità di rateizzare i pagamenti, l'efficacia delle procedure di sospensione delle forniture da parte dei distributori, la cessione del credito e l'asimmetria informativa tra venditore uscente e entrante. L'Autorità propone inoltre una revisione del livello e della struttura della componente RCV riconosciuta agli esercenti la maggior tutela nel settore elettrico al fine di una maggiore aderenza agli oneri per morosità, solo in parte in linea con le scelte adottate nel settore gas per la componente QVD. Nel complesso le proposte dell'Autorità risultano solo abbozzate per quanto riguarda modalità e tempi di implementazione, da qui il rischio che il processo di riforma della disciplina della morosità sia ancora lungo.

La crisi economica ha aumentato il rilievo del problema della morosità, sia nel settore elettrico che in quello del gas naturale, come dimostrano i dati in crescita delle richieste di sospensioni delle forniture (**Tabelle 1 e 2**). Tra i soli clienti domestici, le richieste sono aumentate tra il 2012 e il 2013 del 9.6% nel settore elettrico e del 6% nel settore gas¹, mentre tra le piccole e medie imprese² nel settore elettrico sono aumentate di quasi il 2%.

Tabella 1. Richieste di sospensione effettiva - settore energia elettrica

(% dei punti di prelievo e migliaia di richieste)

	Libero		Tutela		Salvaguardia	
	%	N.	%	N.	%	N.
BT domestici						
2012	6.3%	371.8	5.4%	1 237.7	-	-
2013	8.4%	600.5	5.3%	1 162.9	-	-
BT altri usi						
2012	11.0%	246.3	10.0%	456.6	14.9%	10.3
2013	11.5%	275.6	10.2%	441.9	11.4%	8.6

Fonte: DCO Autorità 477/2014/R/com

Tabella 2. Richieste di sospensione effettiva - settore gas naturale

(% dei punti di riconsegna e migliaia di richieste)

	Libero		Tutela		Complessivo	
	%	N.	%	N.	%	N.
Domestici						
2012	5.6%	173.2	1.2%	174.6	1.9%	347.8
2013	4.9%	200.4	1.1%	160.1	1.9%	360.5
Condomini						
2012	1.6%	1.2	3.9%	4.0	3.2%	5.2
2013	5.5%	2.1	10.5%	11.7	8.7%	13.8
Altri usi < 50,000 mc/anno						
2012	-	-	-	-	4.9%	49.8
2013	-	-	-	-	4.6%	49.6
Altri usi 50,000 - 200,000 mc/anno						
2012	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	4.1%	0.5

Fonte: DCO Autorità 477/2014/R/com

Obiettivi della regolazione della morosità Esigenze contrapposte

Il problema della morosità riveste quindi sempre maggiore rilevanza tra i venditori, che hanno più volte manifestato l'esigenza di un completamento della disciplina di questo tema. Allo stesso tempo l'Autorità³ ha sottolineato la necessità che l'intervento regolatorio sia volto a bilanciare le esigenze contrapposte dei consumatori finali che si trovano in situazione di difficoltà, magari solo temporanea, a causa della congiuntura economica, con le esigenze dei venditori costretti a subire oneri crescenti. Da una parte l'intervento del regolatore deve dovrebbe quindi essere finalizzato a scoraggiare comportamenti opportunistici dei consumatori finali e a garantire ai venditori strumenti efficaci per il recupero del credito, dall'altra il consumatore finale dovrebbe

¹ Considerando anche i condomini a uso domestico.

² Imprese connesse in BT.

³ Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

essere tutelato contro azioni improprie dei venditori. In ogni caso l'intervento regolatorio risulta giustificabile solo se determina un aumento nell'efficienza dei servizi e nella competitività del mercato *retail*, dato che la morosità rientra nel rischio fisiologico dell'attività del venditore.

Obiettivi dei DCO di ottobre e novembre

Con il documento di consultazione 477/2014/R/com di ottobre l'Autorità ha pubblicato le proposte per completare la disciplina della morosità contenuta nel TIMG⁴, dichiarando di volere perseguire in particolare i seguenti obiettivi:

- ridurre gli oneri a carico della generalità dei clienti finali derivanti dalla morosità
- garantire certezza nelle tempistiche e nelle procedure per la sospensione delle forniture
- incentivare una gestione efficiente dell'attività da parte di venditori e distributori
- aumentare l'efficienza e la concorrenza nel mercato *retail*
- omogeneizzare la regolazione dei settori elettricità e gas naturale.

Il documento di consultazione 576/2014/R/eel pubblicato a novembre è invece finalizzato alla revisione della componente RCV riconosciuta agli esercenti la maggior tutela nel settore elettrico a copertura dei costi di commercializzazione, che comprendono gli oneri della morosità.

In entrambi i casi i documenti delineano un quadro completo delle criticità e delle possibili soluzioni, ma le proposte risultano poco dettagliate sia nelle modalità di implementazione, sia nelle tempistiche, così che il processo di revisione della disciplina sembra richiedere ulteriori *step* di consultazione da parte dell'Autorità.

Morosità con contratto di fornitura in essere

Le principali modifiche alla disciplina della morosità proposte dall'Autorità possono essere suddivise in 2 aree:

- morosità da parte di clienti con contratto di fornitura in essere
- morosità da parte di clienti che effettuano un cambio del venditore.

Rateizzazione dei pagamenti

Per quanto riguarda il caso di clienti morosi con contratto di fornitura in essere, una prima questione riguarda il coordinamento tra le tempistiche della procedura di messa in mora e sospensione della fornitura da parte del venditore e quelle della richiesta di rateizzazione del pagamento delle bollette da parte del consumatore. Emerge infatti la necessità di tutelare il diritto alla rateizzazione da parte dei clienti finali, che spesso proprio grazie a questo strumento riescono a far fronte alle spese nonostante le difficoltà determinate dalla congiuntura economica. In particolare occorre evitare l'attivazione di procedure di messa in mora quando il cliente è disposto a pagare la bolletta a rate anziché in un'unica soluzione, a causa di ritardi nell'invio delle fatture rateizzabili. In questo caso l'Autorità può introdurre regole solo per i clienti in tutela, dato che sul mercato libero le modalità di rateizzazione sono disciplinate liberamente da contratto. In particolare, l'Autorità propone una revisione delle tempistiche tra emissione della fattura e consegna al vettore o l'allungamento dei termini per la richiesta di rateizzazione. Nel lungo periodo (quindi in un orizzonte temporale non specificato) l'Autorità ritiene che l'introduzione di una prassi di invio di fatture e comunicazioni in formato elettronico potrebbe risolvere il problema.

Ruolo di distributori e venditori

Il tema più discusso dai fornitori riguarda però la gestione delle procedure di sospensione da parte del distributore, che può avere un impatto sull'attività del venditore, in particolare nel settore gas dove i contatori elettronici sono meno diffusi e quindi la sospensione del punto di riconsegna da remoto spesso non è praticabile. L'inefficienza delle procedure di sospensione da parte del distributore costringe infatti il venditore non solo a dover continuare a rifornire il cliente moroso, ma anche a dover continuare a pagare gli oneri di trasporto ai distributori sui consumi del cliente moroso, senza che vi sia alcuna condivisione del rischio tra venditore e distributore.

La procedura attualmente in vigore prevede, per il settore gas, che se la chiusura del punto di riconsegna non va a buon fine (ad esempio perché il distributore non ha accesso ai locali

⁴ Testo Integrato Morosità Gas allegato alla delibera ARG/gas 99/11.

in cui è situato il misuratore), il venditore può richiedere al distributore un intervento a monte attraverso l'interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna e, se anche questa risulterà tecnicamente o economicamente non fattibile, può richiedere la cessazione amministrativa per morosità, a cui seguirà l'attivazione da parte del distributore del servizio di *default*. Nel settore elettrico invece, sebbene generalmente la sospensione delle forniture sia più agevole grazie all'ampia diffusione dei misuratori elettronici e alla possibilità quindi per il distributore di intervenire da remoto, nei casi di assenza del misuratore elettronico o di misuratore elettronico malfunzionante non sono previsti ulteriori interventi se la disalimentazione del punto di prelievo non va a buon fine. In entrambi i settori, l'inefficacia dell'intervento del distributore comporta quindi un allungamento delle procedure di sospensione con un aumento del rischio in capo al venditore.

A fronte di queste criticità l'Autorità propone:

- nel breve periodo (senza tuttavia specificare una *deadline*), di incrementare gli indennizzi che il distributore è tenuto a versare al venditore (nel settore elettrico) se non rispetta le tempistiche della procedura di sospensione
- nel lungo periodo (senza un orizzonte temporale definito, sembra trattarsi più di dichiarazioni di intenti che di soluzioni concrete), di introdurre un meccanismo di premi e penalità per incentivare l'allineamento tra le prestazioni del distributore e la procedura di sospensione prevista dal regolatore.

L'Autorità accenna solo brevemente alla questione del pagamento degli oneri di trasporto dovuti dal venditore al distributore nel corso di una procedura di sospensione per morosità, proponendo la sospensione del pagamento, nei casi di attivazione dell'indennizzo, in alternativa al meccanismo di premi e penalità che potrebbe essere implementato nel lungo periodo.

Inoltre, nel settore gas si propone di incrementare il numero minimo di tentativi di chiusura dei punti di riconsegna da parte del distributore previsti dal TIMG. Nel settore elettrico si propone invece una procedura simile a quella già prevista per il settore gas in caso di mancata sospensione del punto di prelievo (in assenza di misuratore elettronico o in caso di misuratore elettronico guasto), con l'introduzione di una procedura di interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo.

Morosità in caso di cambio del venditore

In caso di cambio del venditore da parte di un cliente finale moroso le maggiori criticità riguardano:

- il rischio in capo al venditore uscente, che vanta un credito nei confronti di un consumatore finale per il quale non può più richiedere la sospensione della fornitura, e l'eventuale cessione del credito al venditore entrante
- le informazioni sulla situazione di morosità dei consumatori a disposizione del venditore entrante.

Estensione del Sistema Indennitario

Il Sistema Indennitario (SI), previsto nel solo settore elettrico, rappresenta attualmente l'unico strumento a parziale tutela del venditore uscente in caso di *switching* da parte del cliente finale moroso. La finalità del SI consiste nel tutelare il venditore per i crediti di importi contenuti, per i quali gli strumenti ordinari di recupero del credito risulterebbero troppo onerosi, senza tuttavia gravare sulla generalità dei clienti finali. Il SI prevede infatti un indennizzo a favore del venditore uscente in seguito al mancato o parziale incasso del credito relativo a fatture che contabilizzano consumi e oneri relativi agli ultimi 3 mesi di fornitura prima dello *switching*. L'onere dell'indennizzo è posto a carico del solo cliente finale moroso attraverso un'apposita componente della tariffa di distribuzione C^{mor} , fatturata al cliente finale dal venditore entrante. La fatturazione a carico del venditore entrante rappresenta il principale punto critico dello strumento, in quanto il venditore entrante è gravato dell'onere per il recupero di un credito non suo; questo aspetto era stato sollevato dagli operatori davanti al TAR, senza tuttavia che il ricorso fosse accolto. Nell'ultimo documento di consultazione l'Autorità non propone modifiche su questo punto, ma si limita a proporre di estendere il SI in vigore anche al settore gas, prevedendo anche in questo caso l'applicazione solo ai consumatori di piccole dimensioni (domestici e non domestici con consumi fino a 50,000 mc/anno).

Sistemi volontari di cessione del credito

L'Autorità non ritiene invece opportuno implementare un obbligo di cessione del credito tra venditore uscente e venditore entrante sul mercato libero, in quanto il rischio di mancato pagamento in capo al venditore uscente rappresenta un rischio tipico dell'attività di impresa. È tuttavia proposta l'implementazione di sistemi di carattere mutualistico, a cui potrebbero partecipare volontariamente i venditori, che potrebbero configurarsi come una centralizzazione dei flussi di credito o come sistemi di mandato all'incasso. La cooperazione dovrebbe favorire lo scambio di informazioni tra venditori, riducendo l'asimmetria informativa che attualmente penalizza il venditore entrante, e di conseguenza scoraggiare il fenomeno dello *switching* opportunistico da parte dei consumatori finalizzato a non saldare i debiti pregressi.

Revisione dello switching con riserva

Per quanto riguarda l'asimmetria informativa che attualmente penalizza il venditore entrante, l'Autorità propone una revisione della disciplina dello *switching* con riserva, che consente al venditore entrante, entro tempistiche più stringenti rispetto allo *switching* standard⁵, di revocare la richiesta di *switching* se il distributore comunica che il punto di riconsegna o di prelievo è sospeso per morosità o se è oggetto di una richiesta di indennizzo nell'ambito del SI. In particolare, l'Autorità propone di impedire ulteriori richieste di *switching* nei casi di *switching* con riserva e di rivedere le tempistiche della procedura che attualmente ostacolano la diffusione di questo strumento. La costituzione di una "*black list*", contenente le informazioni sui consumatori finali insolventi, che pure potrebbe aumentare le informazioni a favore del venditore entrante e quindi favorire la concorrenza tra i venditori, risulta delicata ai fini della tutela della *privacy* e potrebbe essere eventualmente implementata, dopo apposita sperimentazione, per le sole piccole e medie imprese.

Riforma di RCV

Con riferimento al settore elettrico, la componente RCV a copertura dei costi di commercializzazione riconosciuta agli esercenti la maggior tutela comprende:

- i costi connessi alla morosità dei clienti finali
- i costi diversi dagli oneri per morosità, che includono i costi della gestione operativa e del recupero del credito
- la remunerazione del capitale investito netto.

L'Autorità propone una revisione della struttura della componente RCV, solo in parte in linea con la revisione recentemente approvata nel settore gas per la componente QVD (*Newsletter* 181).

Adeguamento dell'unpaid ratio

Come nel settore gas, anche nel settore elettrico i costi di morosità sono definiti in misura percentuale rispetto al fatturato sulla base dell'*unpaid ratio* a 24 mesi, che rappresenta il tasso di mancato incasso delle fatture emesse dopo che sono trascorsi 2 anni (**Tabella 3**). Il livello dell'*unpaid ratio* sarà aggiornato con effetto a partire da gennaio 2015. In continuità con la disciplina già prevista per il settore elettrico, l'*unpaid ratio* sarà differenziato in base alla tipologia di cliente finale e delle zone territoriali, prendendo come *benchmark* gli esercenti la maggior tutela più efficienti. Questa scelta contrasta con quella presa per il settore gas, per il quale non sono state accolte le richieste degli operatori di adottare analoghi criteri di differenziazione dell'*unpaid ratio*. L'Autorità inoltre intende introdurre nel settore elettrico (già con riferimento al 2014) un meccanismo di compensazione da applicare quando il livello dell'*unpaid ratio* dell'esercente è superiore di oltre il 5% a quello utilizzato per il calcolo di RCV, purché l'esercente abbia messo in campo misure di recupero del credito ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso.

RCV in quota fissa e variabile

L'Autorità valuta inoltre la possibilità di applicare i costi di morosità attraverso una quota variabile (in €/cent/kWh) di RCV, anziché attraverso una quota fissa (in €/cliente/anno) come avviene tuttora, per garantire una maggiore aderenza della componente ai costi dell'esercente. Questa opzione risulterebbe in linea con le scelte recentemente adottate per il settore gas per

⁵ In particolare il venditore, per poter esercitare lo *switching* con riserva, deve far pervenire la richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna entro il giorno 20 del secondo mese antecedente la decorrenza della sostituzione, mentre nel caso dello *switching* standard la richiesta deve pervenire entro il secondo giorno lavorativo del mese antecedente la sostituzione.

Tabella 3. Unpaid ratio

(%)

	Domestici	Altri usi*	Totale
Elettricità			
2012	0.70%	1.98%	1.18%
2013	0.79%	2.78%	1.53%
Gas naturale			
2012	2.09%	3.90%	2.60%
2013	2.13%	-	-

* Elettricità: BT altri usi. Gas naturale: servizio pubblico, altri usi con consumo fino a 50,000

mc/anno, condomini a uso domestico

Fonte: DCO Autorità 477/2014/R/com

quanto riguarda la struttura della componente QVD. In tal caso la componente RCV, anziché essere composta come ora da una sola quota fissa, sarebbe composta di una quota fissa (a copertura degli oneri diversi dalla morosità) e di una quota variabile (a copertura degli oneri connessi alla morosità).

Revisione nel 2015 dei costi diversi dalla morosità

Per quanto riguarda i costi diversi dalla morosità, l'Autorità intende analizzare nel corso del prossimo anno i costi di recupero del credito e valutare l'introduzione di obblighi di *unbundling* contabile per la rilevazione di questi costi. La revisione della RCV alla luce della revisione dei costi di recupero del credito dovrebbe avvenire entro la fine del 2015.

Disciplina dei prelievi fraudolenti

L'Autorità propone infine di rivedere il meccanismo di riconoscimento di ulteriori oneri in caso di prelievi fraudolenti che si verificano nel settore elettrico relativamente ai quali le fatture emesse risultino inevase. Il meccanismo introdotto dalla delibera 637/2013/R/eel aveva infatti solo natura transitoria per le fatturazioni relative al periodo 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2011. Gli ulteriori oneri dovrebbero essere calcolati sui livelli di *unpaid ratio* connessi alla fatturazione dei prelievi fraudolenti, superiori a quelli rilevati nell'intera platea dei consumatori, e dovrebbero essere calcolati e gestiti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico. L'esercente che intende accedere agli oneri deve dimostrare di avere fatturato importi relativi a prelievi fraudolenti e di avere messo in atto azioni di recupero del credito ulteriori rispetto alla sola sospensione del punto di prelievo moroso con riferimento a questi importi. A regime è proposta inoltre l'introduzione di un obbligo di rendicontazione separata con riferimento agli episodi di prelievi fraudolenti, al fine di un migliore monitoraggio del fenomeno.

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Analisi statistica e novità dal mercato

Prosegue il processo di avvicinamento alla COP di Parigi 2015, quando dovrebbe essere raggiunto un accordo globalmente vincolante per la lotta al cambiamento climatico. Gli obiettivi di abbattimento delle emissioni post 2020 fissati da Unione Europea, Stati Uniti e Cina favoriscono un rialzo delle quotazioni degli EUA oltre 7 €/tCO₂. Gli scarsi risultati raggiunti finora alla COP di Lima (il meeting si chiude il 12 dicembre) frenano però gli entusiasmi e determinano a inizio dicembre una nuova discesa dei prezzi. Determinante sul trend del prezzo della CO₂ sarà l'approvazione di una riforma strutturale del meccanismo ETS (che dovrebbe consistere nell'implementazione di una market stability reserve), sulla quale proseguono i lavori del Parlamento Europeo.

EU ETS

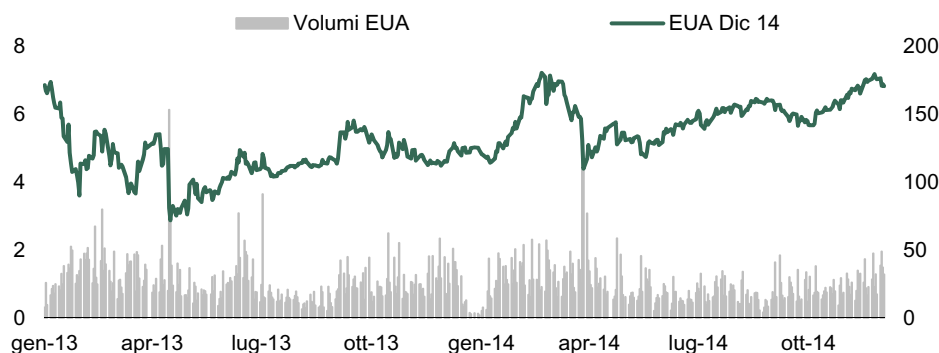
Moderato entusiasmo per gli obiettivi unilaterali di abbattimento delle emissioni

Le settimane che hanno seguito il voto del Consiglio Europeo sugli obiettivi comunitari per la lotta al cambiamento climatico (*Newsletter 181*) sono state caratterizzate da un rialzo delle quotazioni degli EUA fino a un massimo di 7.2 €/tCO₂. A spingere al rialzo le quotazioni è intervenuto anche l'annuncio dell'accordo tra Cina e Stati Uniti sugli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas serra nei rispettivi paesi (raggiungimento del picco massimo delle emissioni entro il 2030 nel primo caso, riduzione del 26-28% nel 2025 rispetto al 2005 nel secondo). A inizio dicembre, con l'avvio della COP di Lima, che almeno finora non ha fatto segnare significativi passi in avanti in vista dell'accordo globale sul clima atteso alla COP di Parigi di fine 2015, i prezzi degli EUA sono ritornati sotto i 7 €/tCO₂. In ogni caso, i lavori a Lima si chiudono il 12 dicembre e gli ultimi giorni di negoziazione potrebbero riservare ancora delle sorprese. Nel complesso, quindi, il mercato sembra mostrare moderato entusiasmo per il percorso di avvicinamento alla COP di Parigi, nonostante le 3 aree (Unione Europea, Stati Uniti e Cina) insieme responsabili di oltre la metà delle emissioni mondiali di CO₂, abbiano annunciato obiettivi unilaterali di contenimento delle proprie emissioni.

Nel corso delle ultime 6 settimane i prezzi degli EUA si sono collocati su una media di 6.8 €/tCO₂¹, comunque in crescita rispetto al valore medio registrato in occasione dell'ultimo aggiornamento (6 €/tCO₂). Il rialzo delle quotazioni ha portato anche a un'intensificazione degli scambi dei titoli, che hanno raggiunto una media di 28 MtCO₂/giorno sulla piattaforma ECX (contro una media di 21 MtCO₂/giorno registrata in occasione dell'ultimo aggiornamento), con un picco di 49 MtCO₂/giorno scambiati in una sola sessione (**Figura 1**).

Figura 1. Prezzi future e volumi di scambio EUA*

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



* Su borsa e piattaforma OTC ECX

Fonte: ICE-ECX e Point Carbon

¹ Prodotti *forward* con consegna a dicembre 2014.

Prosegue il processo di approvazione della MSR

Prosegue intanto il processo di approvazione della *market stability reserve* (MSR), lo strumento che nel lungo periodo dovrebbe stabilizzare la liquidità di titoli a mercato e di conseguenza il prezzo della CO₂. La MSR dovrebbe tra l'altro evitare che la messa all'asta nel 2019-2020 di ulteriori 900 MtCO₂ rispetto ai volumi originariamente previsti, in seguito alla posticipazione di parte della messa all'asta delle quote prevista dal *backloading*, determini un aumento della liquidità sul finire della Terza Fase ETS e di conseguenza una caduta delle quotazioni degli EUA. La MSR che è stata oggetto di discussione nel Parlamento Europeo presso la Commissione Industria (ITRE) prima e la Commissione Ambiente (ENVI) successivamente, potrebbe essere approvata definitivamente già entro la prima metà del 2015.

I proventi d'asta 2014 supereranno 300 milioni di euro per l'Italia

Per quanto riguarda il mercato primario, il GSE ha pubblicato il rapporto trimestrale sulle aste di EUA. Nei primi 3 trimestri 2014 l'Italia, attraverso la piattaforma comune su EEX, ha messo all'asta circa 49 MtCO₂ di EUA ottenendo un ricavo di 282 milioni di euro. A fine anno il ricavo per il nostro paese dovrebbe attestarsi tra 346 e 362 milioni di euro.

Nel corso delle ultime 6 settimane sono stati complessivamente messi all'asta, tra piattaforma comune e piattaforme nazionali, 58.7 MtCO₂ (9.8 MtCO₂ in media a settimana). Il *clearing price* si è collocato in media su 6.7 €/tCO₂, superando la soglia dei 7 €/tCO₂ solo a partire dall'ultima settimana di novembre. La *cover ratio* ha oscillato tra un minimo di 1.6 a un massimo di 7.4, facendo registrare i livelli minori sulla piattaforma nazionale inglese (**Tabella 1**).

Tabella 1. Risultati delle aste dei permessi di emissione

Date	Clearing price* (€/tCO ₂)	Volume d'asta (MtCO ₂)	Cover ratio	Ricavo (M€)
Settimana dal 27/10 al 31/10	6.26	9.6	4.6	60.2
Settimana dal 3/11 al 7/11	6.51	10.5	3.2	68.3
Settimana dal 10/11 al 14/11	6.71	8.0	6.2	53.5
Settimana dal 17/11 al 21/11	6.87	10.5	2.7	72.0
Settimana dal 24/11 al 28/11	7.02	9.6	3.6	67.5
Settimana dal 1/12 al 5/12	6.83	10.5	4.2	71.6

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

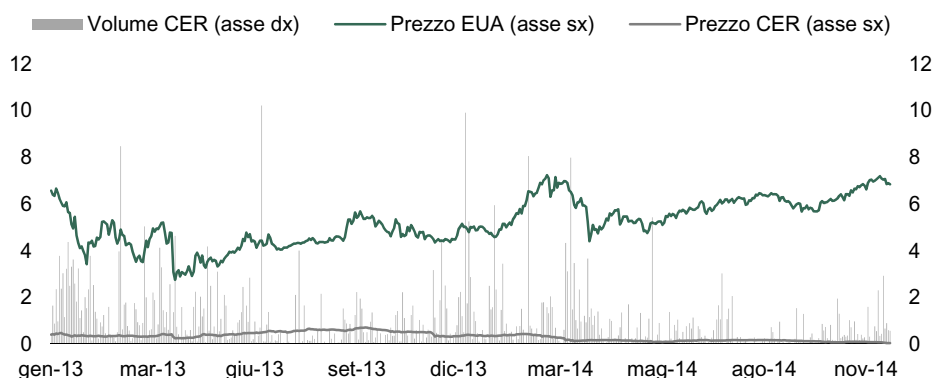
Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEX e ICE

I prezzi dei CER continuano la caduta

Il mercato dei crediti internazionali non ha beneficiato del moderato ottimismo che nelle ultime settimane ha caratterizzato il mercato degli EUA e il prezzo dei CER ha continuato a scendere fino a valori sotto 0.04 €/tCO₂, con quotazioni medie che nelle ultime settimane si sono collocate su 0.07 €/tCO₂. Continua tuttavia una leggera ripresa gli scambi, che sono passati da una media di 0.4 MtCO₂/giorno dell'ultimo aggiornamento a una media di 0.6 MtCO₂/giorno su ECX (**Figura 2**).

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



Fonte: ICE-ECX

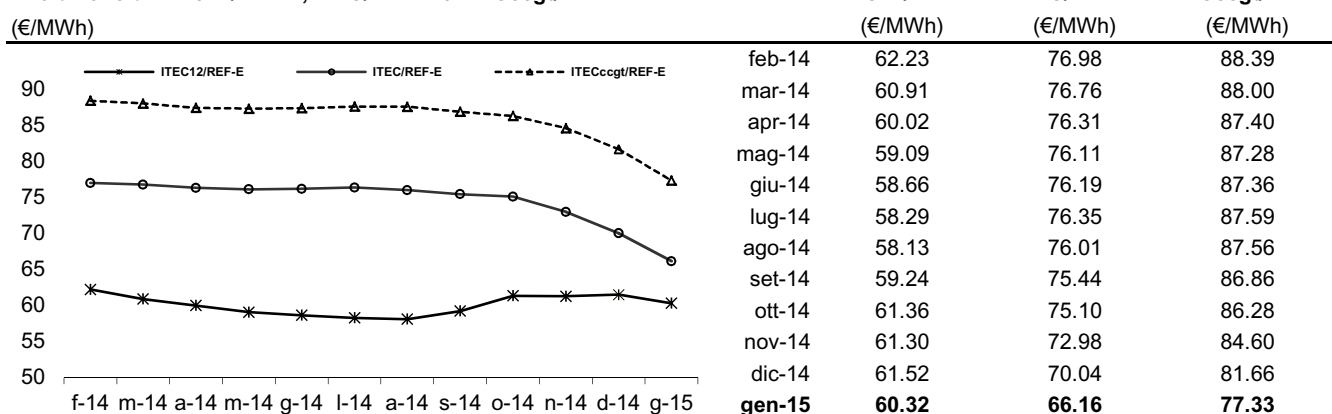
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 61.52 €/MWh, in progressione del +0.4% sul dato di novembre (61.30 €/MWh). L'andamento in leggero rialzo dell'indice è legato all'aumento di prezzo registrato dal TTF (+8.6%) e dal carbone (+1.6%) congiuntamente al calo di valore registrato dalla valuta europea nei confronti di quella americana (-1.6%) durante il mese di novembre, dinamiche che hanno più che compensato la flessione segnata dal prezzo del Brent (-9.7%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 70.04 €/MWh, in calo del -4.0% sul valore consuntivo di novembre (72.98 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre risulta pari a 81.66 €/MWh, un valore in diminuzione del -3.5% sul consuntivo del mese precedente (84.60 €/MWh) per le dinamiche congiunte registrate dai combustibili sottostanti nel corso degli ultimi sei mesi. L'andamento al ribasso dell'indice principale è legato invece ai cali di prezzo registrati dall'olio BTZ (-14.3%), dal Brent (-9.7%) e dal gasolio (-6.0%) durante il mese di novembre. L'effetto dell'andamento dei suddetti combustibili sul valore dell'indice è stato solo parzialmente compensato dall'aumento del valore del carbone, pari a +1.6%, e dal calo di valore registrato dalla valuta europea nei confronti di quella americana (-1.6%).

Il valore *forward* per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 4 dicembre, è pari a 60.32 €/MWh, in calo del -2.0% rispetto al valore consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 4 dicembre, sono pari a 66.16 €/MWh e 77.33 €/MWh, entrambi in flessione, rispettivamente del -5.5% e del -5.3%, sul valore consuntivo di dicembre.

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 novembre sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 4/12/2014.

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 2014.



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

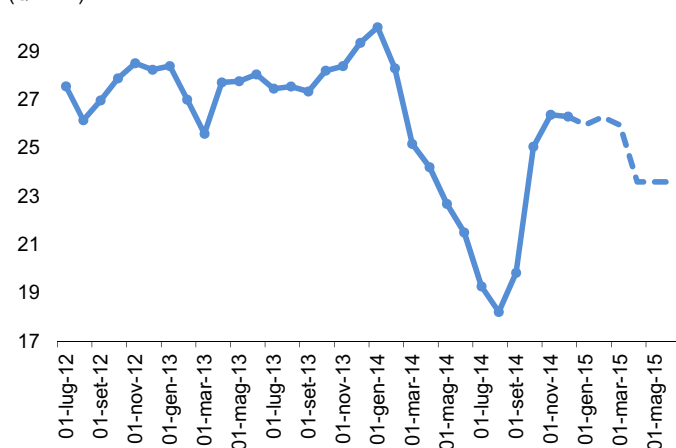
Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E and TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

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

ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2014 è pari a 26.2920 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 26.3078 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (26.2550 €/MWh). La quotazione di dicembre 2014 è in lieve discesa (-0.3%) rispetto al prodotto con consegna a novembre 2014, quotato 26.3697 €/MWh. Anche il volume complessivo transato (1,900 MW) e il numero di operazioni registrate (61) sono scesi rispetto a quelli del prodotto con consegna nel mese precedente, per il quale erano state registrate 93 operazioni per un volume complessivo di 2,330 MW. I primi scambi del prodotto con consegna a gennaio 2015, relativi a un campione di 15 operazioni e un volume totale scambiato di 470 MW, non danno segnali di ripresa al PSV. Al 4 dicembre, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 25.9550 €/MWh, -1% rispetto all'ultimo dato consuntivo. I prezzi del gas con consegna al PSV per i restanti mesi dell'inverno non sembrano riprendersi e rimangono stabili intorno ai 26 €/MWh fino a marzo. Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima primavera scendono invece sotto i 24 €/MWh. Rispetto al mese scorso, c'è stata una discesa delle quotazioni su tutte le scadenze, soprattutto per quanto riguarda quelle del II trimestre 2015, calate di oltre 1.5 €/MWh rispetto alle quotazioni registrate all'apertura della stagione invernale.

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