



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, Italgen 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

- **Overcapacity** sul sistema elettrico: una questione strutturale
La forte overcapacity del sistema elettrico spinge alla messa fuori servizio degli impianti sottoutilizzati, ma la normativa a riguardo è ancora incompleta.
pag. 3
- **Analisi statistica e novità dal mercato**
Dopo due anni di continue riduzioni la domanda elettrica registra un aumento tendenziale e il PUN torna sopra i 60 €/MWh.
pag. 13
- **Il mercato dei combustibili**
Nel corso dell'ultimo mese il Brent è crollato. A guidarne l'andamento è la maggior competizione lato vendita: l'Arabia Saudita sta cercando di mantenere le quote di mercato a livello mondiale anche a scapito del prezzo e l'unico vero mercato di sbocco rimane l'Asia.
pag. 20

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

- **Revisione del Conto Termico**: qualche spunto dal modello britannico?
Il Renewable Heat Incentive è un meccanismo più generoso di quello italiano, ma non per questo significativamente più efficace, anche se interessante sotto il profilo dell'accessibilità e dell'efficienza.
pag. 23
- **Analisi statistica e novità dal mercato**
Il voto del Consiglio non scuote il mercato della CO2. Prezzi CV e prezzi TEE in diminuzione. Produzione idroelettrica mensile ancora elevata.
pag. 27

GAS NATURALE

- **Bilanciamento "europeo"**: si parte nel 2015?
La pubblicazione della proposta SNAM potrebbe accelerare il processo, ma i problemi da superare sono molti, ed è necessario un maggiore sviluppo dei meccanismi di flessibilità, oggi implicitamente regolati nella sessione G-1, perché i benefici del nuovo disegno siano fruibili dal sistema.
pag. 33
- **Componente QVD**: si torna al variabile
Dal prossimo gennaio i costi di morosità saranno coperti dalla quota variabile, anche se la componente fissa non scompare del tutto: nonostante una riduzione dell'unpaid ratio quasi tutti i consumatori pagheranno di più, in linea con le richieste degli operatori.
pag. 37
- **Analisi statistica e novità dal mercato**
Nonostante una domanda ancora debole e il ridimensionamento dei timori di una possibile crisi invernale il prezzo spot e lo spread con il TTF continuano a salire. La diminuzione del prezzo del petrolio riduce il prezzo atteso dei contratti long term indicizzati.
pag. 39

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

- Working paper: Un approccio econometrico per la modellizzazione e previsione congiunta dei prezzi elettrici *day ahead* europei. n. 10 - Aprile 2014

Prossime uscite

- Previsivo Osservatorio Energia n. 33 - Ottobre 2014
- Gas Naturale 2014 - ENERGIA Rapporto sul mercato e la regolamentazione

MERCATO ELETTRICO

Overcapacity sul sistema elettrico: una questione strutturale

I consumi elettrici in continua diminuzione per la recessione economica (-5% negli ultimi tre anni), i fattori climatici eccezionali (oltre 50 TWh di produzione idroelettrica negli ultimi due anni) e lo sviluppo delle rinnovabili (quasi il 40% dell'energia immessa) hanno portato ormai da alcuni anni il sistema elettrico italiano in una situazione di forte overcapacity. Di conseguenza gli impianti più costosi sono stati progressivamente esclusi dal mercato, risultando sottoutilizzati e impossibilitati a coprire i costi per il mantenimento in condizioni operative. Non ci si può più limitare a imputare il problema alla congiuntura economica di breve termine, pensando che la soluzione sarà offerta spontaneamente da una ripresa della domanda nel medio periodo: l'overcapacity è infatti diventata una condizione strutturale del sistema e deve essere affrontata sia chiarendo la normativa per la cessazione, anche solo temporanea, dell'esercizio degli impianti sia completando la riforma dei meccanismi per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema.

La quantificazione dell'overcapacity Il margine di riserva alla punta

L'eccesso di capacità produttiva sul sistema elettrico italiano è emerso in modo rilevante a partire dal 2011, a causa della sovrapposizione di due effetti: la caduta della domanda elettrica e il contemporaneo forte aumento della capacità di generazione installata, soprattutto relativo alle fonti rinnovabili intermittenti.

La domanda elettrica, in progressiva caduta dal 2011, si è portata su livelli paragonabili a quelli di dieci anni fa: il picco estivo è sceso fino a 54 GW, quello invernale a 52 GW nel 2013 e si stima un'ulteriore diminuzione di più di 1 GW nel corso del 2014; la richiesta sulla rete si attesta a 318 TWh nel 2013 e si ridurrà a 312 TWh nel 2014 (dato preconsuntivo).

Contemporaneamente, la capacità di generazione installata da fonti rinnovabili è aumentata in misura consistente a seguito delle politiche di incentivazione, con un forte *break* dal 2011 in poi, dovuto nello specifico alla massiccia penetrazione di impianti fotovoltaici, soprattutto di piccola taglia: la capacità di generazione rinnovabile diversa dal grande idroelettrico è quasi triplicata rispetto al 2010, passando da 12 a 34 GW, cui si aggiungono 20 GW di capacità di generazione idroelettrica, che non hanno subito sostanziali variazioni nel corso degli ultimi anni. In termini di energia prodotta, il contributo delle fonti rinnovabili è cresciuto dai quasi 70 TWh del 2010 (43 TWh da fonte idroelettrica e 26 TWh da altre fonti) agli stimati 116 TWh del 2014 (50 TWh da idroelettrico, 66 TWh da altre fonti).

Limitandoci alle unità di produzione rilevanti¹ che offrono sui mercati (**Tabella 1**), dal 2010 a oggi la potenza efficiente netta è aumentata di oltre 9 GW, costituiti principalmente dagli ultimi entranti a ciclo combinato (38%), installati fino al 2011, e dagli impianti di generazione eolica (44%), soprattutto dal 2011 in avanti. Una quota piccola ma significativa (8%) è rivestita tra le UP rilevanti anche dal fotovoltaico, il cui impatto è però legato alle unità di produzione non rilevanti e collegate in media tensione.

Tabella 1. Unità rilevanti entrate a mercato negli ultimi 5 anni
(potenza efficiente netta, MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	TOT
CCGT	1 547	1 224	539	110		3 420
OCGT			57	57		114
TV convenzionale	15	95	42	133	13	298
Biomassa	60			35		95
Geotermico	17					17
Idrico	44	30	43		317	434
Eolico	579	875	1 431	1 007	104	3 996
Solare	24	94	590		40	747

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

¹ Di potenza nominale uguale o superiore a 10 MVA.

La capacità installata totale (compresa quella da unità non rilevanti) ha raggiunto così circa 120 GW, che si traduce in una capacità disponibile alla punta di 74 e 79 GW², rispettivamente per il picco estivo e per il picco invernale.

Il margine di riserva alla punta, ricavato dalla differenza tra la domanda di picco e la capacità disponibile alla punta, nel 2013 è stato pertanto compreso tra 20 GW (pari al 31% della domanda di picco estiva³) e 26 GW (pari al 43% della domanda di picco invernale).

Tali livelli sono ben al di sopra della soglia del 23%⁴, che può essere considerata come margine di adeguatezza di equilibrio del sistema (**Tabella 2**), e rappresentano una misura dell'attuale stato di *overcapacity* del sistema italiano.

Tabella 2. Il livello di *overcapacity* negli ultimi 5 anni
(GW)

		2010	2011	2012	2013	2014
Picco estivo						
	Domanda al picco	56.4	56.5	54.1	53.9	52.3
	Capacità disponibile	71.3	77.4	77.4	74.1	72.8
	Margine	14.9	20.9	23.3	20.2	20.6
	Margine %	20%	31%	37%	31%	33%
Picco invernale						
	Domanda al picco	54.9	52.6	53.0	52.1	51.2
	Capacità disponibile	79.0	80.9	80.9	77.6	76.3
	Margine	24.1	28.3	27.9	25.6	25.1
	Margine %	38%	48%	47%	43%	43%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Gli impianti fermi

Dall'analisi delle offerte pubbliche del GME, emerge come numerose unità produttive non trovino più spazio sul mercato, nemmeno nelle ore di punta o per fornire servizi di bilanciamento al sistema, e di conseguenza risultino sempre ferme pur essendo connesse alla rete e disponibili all'esercizio.

Queste condizioni hanno iniziato ad avere un effetto evidente anche sulla struttura di mercato (**Figura 1**): per la prima volta quest'anno il numero di unità di produzione rilevanti che partecipano attivamente ai mercati si è ridotto in maniera significativa:

- nei primi 9 mesi del 2014⁵ hanno presentato offerte non nulle sui mercati dell'energia o sui mercati dei servizi circa 90 GW⁶ di unità di produzione rilevanti, ben 6 GW in meno dell'anno precedente; in base alle informazioni reperibili, a presentare offerte nulle sono prevalentemente unità che hanno iniziato la procedura di dismissione⁷
- l'ingresso di nuova capacità produttiva è fortemente rallentato a partire dal 2012.

L'effetto netto è pertanto l'avvio della contrazione della capacità disponibile a mercato.

Le unità rimaste inattive sul mercato (considerando congiuntamente quelle che non presentano più offerte e quelle che presentano offerte corrispondenti a quantità nulle) nel 2014 sono costituite per oltre il 70% da impianti termoelettrici convenzionali o ripotenziati (**Tabella 3**): si tratta quindi di impianti obsoleti, molto spesso giunti alla fine della vita utile, con efficienza ridotta e quindi alti costi marginali e variabili, che non consentono un esercizio economicamente sostenibile sul mercato. Costituiscono un ulteriore 25% gli impianti a turbogas a ciclo aperto e a ciclo combinato più vecchi e meno performanti (e di conseguenza non competitivi sul mercato).

² La stima della capacità disponibile alla punta è stata effettuata da REF-E, applicando alle potenze massime degli impianti i tassi di disponibilità, differenziati per tecnologia.

³ Valore scontato del 6% per tenere conto delle limitazioni causate dalle congestioni di rete.

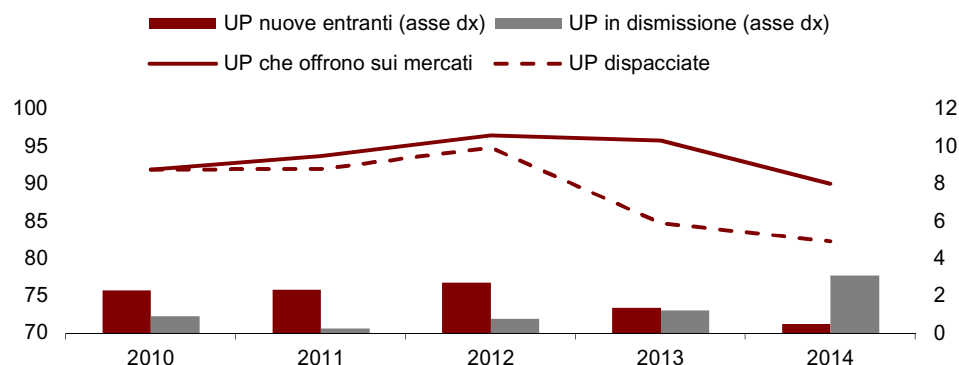
⁴ Tale livello di equilibrio è riferito alla cosiddetta "riserva di *planning*", calcolata da Terna come il margine di potenza necessario per far fronte alla punta di fabbisogno con l'affidabilità di lungo periodo richiesta, al netto della potenza installata statisticamente non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, aleatorietà centrali eoliche, ecc...).

⁵ Sono stati utilizzati i dati consuntivi dei mercati ricavati dalle Offerte Pubbliche del GME fino a settembre 2014.

⁶ In termini di potenze efficienti nette.

⁷ La maggior parte di queste UP si sono presentate sul MSD, dove hanno obbligo di offerta, per offrire quantità nulle per i diversi servizi, rendendosi di fatto indisponibili a essere dispacciate sul mercato, seppure non fossero indicate nei piani di indisponibilità programmata pubblicati da Terna all'interno del *Transparency Report*. Non è possibile, con le informazioni a disposizione, risalire a un'eshaustiva comprensione di questa casistica che qui ci limitiamo a segnalare.

Figura 1. Potenza efficiente netta delle UP rilevanti presenti sui mercati (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Tabella 3. Unità inattive sul mercato nel 2014 (potenza efficiente netta, MW)

	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale
Convenzionali	4 142	253		195	80	422	5 092
Repowering			874	415			1 289
OCGT	352	164	614	88			1 217
CCGT	805	298					1 103
Carbone	130						130
Autoproduttori	29						29
Idroelettrici	12						12
Totale	5 470	715	1 488	698	80	422	8 872

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

La distribuzione di tali unità sul territorio italiano non è equilibrata: infatti quasi due terzi di queste unità sono concentrati al Nord, zona destinata a essere sempre più deficitaria e importatrice⁸ dell'energia prodotta al Sud a più basso costo, grazie a un *mix* più spinto verso le fonti rinnovabili e i cicli combinati più nuovi ed efficienti.

Tale ridimensionamento fisiologico, conseguente alle dinamiche di mercato, non è comunque sufficiente a riequilibrare il sistema elettrico: l'eccesso di capacità risulta in maniera particolarmente evidente confrontando il numero delle unità effettivamente dispacciate rispetto a quelle disponibili. Se fino al 2012, questi due numeri erano molto vicini, a significare che ogni unità disponibile e che presentava offerte veniva chiamata a immettere energia in rete almeno in un'ora in esito ai mercati, nel 2013-2014 vi sono stati impianti, per una potenza efficiente netta pari a 11 GW e 8 GW rispettivamente nei due anni, che, pur presentando offerte valide sul mercato, non sono stati dispacciati nemmeno in un'ora dell'anno.

E qui sta la (parziale) sorpresa: infatti, tra le unità mai chiamate di Terna, ben il 50% è costituito da impianti termoelettrici convenzionali o ripotenziati, ma oltre un terzo è rappresentato anche da impianti a ciclo combinato (**Tabella 4**). Si tratta comunque dei CCGT meno nuovi (centrali di Chivasso di Edipower e Cassano d'Adda di A2A), e in uscita dalle convenzioni CIP6 (Jesi, Porto Viro e Sarmato di Edison, La Spezia di Enel).

Il sotto-utilizzo dei CCGT

Anche tra gli impianti funzionanti (e quindi chiamati a produrre almeno una volta nel corso del 2014 in esito ai mercati) sono diversi i casi di impianti sotto-utilizzati: peculiare il caso dei CCGT, originariamente pensati per un funzionamento di tipo *mid-merit* e che invece si trovano a fare da *peaker* sul mercato, intervenendo nelle ore di picco della domanda contendibile e per fornire servizi di regolazione al sistema. E in questo caso non si tratta di impianti obsoleti, anzi, la maggior parte è costituita da installazioni recenti, di cui buona parte non ha ancora ammortizzato i propri costi di investimento; i risultati migliori sono ottenuti sui mercati dell'energia da quelli più efficienti (**Figura 2**) e sui mercati della riserva e del bilanciamento da quelli che hanno maggiormente puntato sulle tecnologie più flessibili (**Figura 3**).

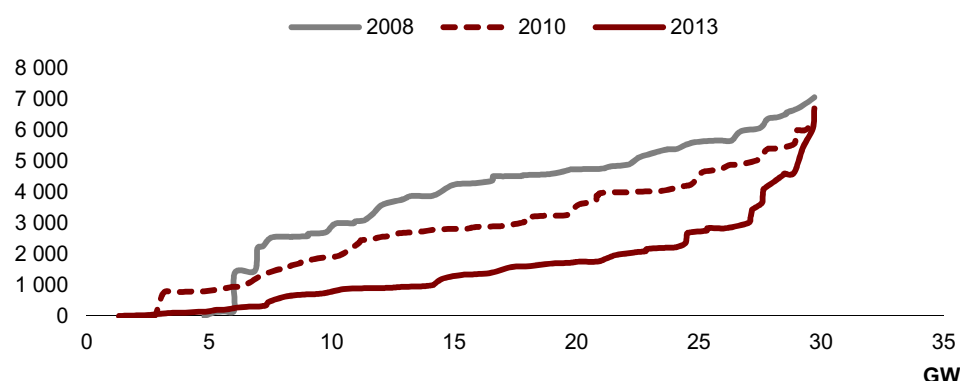
⁸ Considerando uno scenario BAU, infatti con l'avvento del *Market Coupling* la configurazione degli scambi netti alle frontiere della zona Nord potrà significativamente cambiare.

Tabella 4. Unità disponibili ma non dispacciate nel 2014
(potenza efficiente netta, MW)

	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Totale
CCGT	2 388	151					2 539
Convenzionale	329	1 204	320		324	120	2 297
Repowering			854	830			1 684
Carbone	132			584			716
OCGT		87	168				256
Cogen			120				120
Biomassa						36	36
Totale	2 849	1 442	1 462	1 414	324	156	7 648

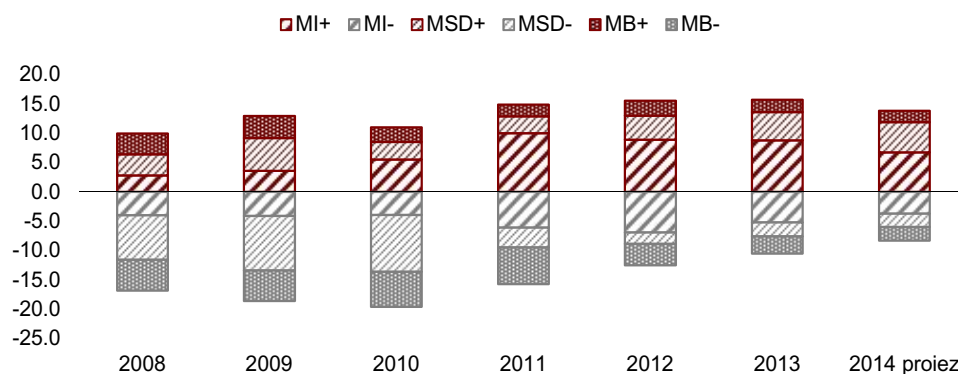
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 2. Variazione del load factor storico per i CCGT
(h)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 3. Energia venduta dai CCGT su mercati successivi a MGP
(TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Al Nord, zona dove lo spazio di mercato per i cicli combinati si è contratto maggiormente (riducendosi a un quarto del 2008, un terzo rispetto al 2011), oltre il 60% delle unità CCGT dispacciate produce (a valle di tutti i mercati) meno di 1,000 ore equivalenti a potenza massima. Nelle zone CentroSud e Sud, la situazione è leggermente migliore, vista la presenza di impianti più nuovi ed efficienti e quindi a più basso costo: la produzione si è ridotta di “solo” la metà rispetto al 2008, ma i *load factor* sono impietosi, anche in questo caso la metà delle unità marcia per meno di 1,000 ore equivalenti a potenza massima.

La situazione non è rosea nemmeno in Sicilia, seppure in una condizione di mercato dove, in attesa dell’entrata in esercizio del raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi a metà dell’anno prossimo, il differenziale di prezzo rispetto al continente rimane molto alto: tra le quattro unità a ciclo combinato, solamente le due di Priolo hanno ancora un *load factor* significativamente superiore alle 1,000 ore sui mercati dell’energia, mentre Termini riesce a trovare spazio prevalentemente sul MSD.

Come affrontare il problema dell'*overcapacity*

Il dibattito a livello istituzionale

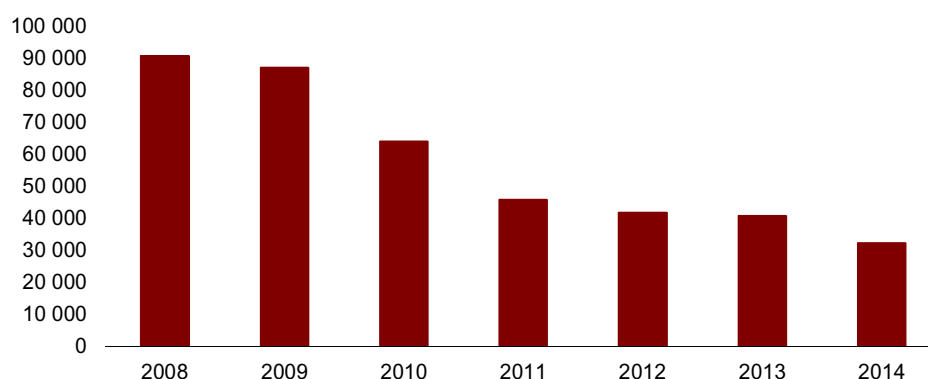
Le questioni indotte dal forte eccesso di capacità produttiva persistente sul sistema sono discusse anche a livello istituzionale: Terna ha quantificato in 24.8 GW l'*overcapacity* esistente nel 2013⁹. Anche i rappresentanti del ministero hanno recentemente rilasciato dichiarazioni sulla necessità di affrontare il problema dell'*overcapacity* completando il mercato interno, per dare una spinta all'export di servizi di flessibilità verso il mercato europeo, ma anche attraverso un processo governato di riduzione della capacità, privilegiando gli impianti più efficienti, a scapito di quelli più costosi e inquinanti.

La reazione degli operatori

Gli operatori, per far fronte nel contesto attuale alla drastica riduzione della marginalità ottenibile sui mercati per effetto della forte *overcapacity* (**Figura 4**), stanno reagendo sostanzialmente in due modi:

- cercando di limitare i costi fissi, tagliando i costi di mantenimento degli impianti obsoleti e di fatto fuori mercato
- razionalizzando i costi di manutenzione ed esercizio degli impianti attivi, per esempio adottando nuove modalità di gestione del parco produttivo.

Figura 4. Margini totali per MW dei CCGT sui mercati
(€/MW)



Fonte: stime REF-E

La posizione di ENEL

Anche Enel, principale operatore, ha individuato 23 impianti (corrispondenti a circa 11 GW) non più competitivi sul mercato perché obsoleti e poco efficienti, in pratica non utilizzati e quindi in condizione di poter essere dismessi¹⁰.

Per alcuni di questi sono state già avviate le procedure di definitiva cessazione dell'esercizio: si tratta della centrale a carbone di Porto Marghera, del ciclo combinato di Trino Vercellese, dei turbogas di Campomarino, Carpi, Camerata, Giugliano, Alessandria e Pietrafitta e del termoelettrico convenzionale di Bari.

Rientrano nel gruppo di unità di generazione non più dispacciate sui mercati¹¹ anche la centrale a carbone di Genova-Porto, il ciclo combinato di La Spezia e il turbogas di Maddaloni. E ancora, gli impianti termoelettrici convenzionali di Augusta, Livorno, Piombino e Porto Scuso, nonché gli impianti ripotenziati di Rossano Calabro e Montalto di Castro. Rientra nell'elenco anche la centrale di Porto Tolle, per cui sembra essere definitivamente tramontata l'ipotesi di una riconversione a carbone e si valutano ipotesi alternative, come la riconversione a biomasse.

⁹ Dato presentato nell'audizione di Terna alla Commissione Industria del Senato, ottobre 2014.

¹⁰ Dato presentato nell'Audizione di Enel alla Commissione Industria del Senato, ottobre 2014

¹¹ Fatta eccezione per il febbraio 2012, in occasione della crisi gas, quando alcune sono state rimesse in servizio per supplire all'emergenza (*Newsletter* 152).

Tabella 5. Gli impianti di ENEL non dispacciati
(potenza efficiente netta, MW)

Tecnologia	Impianto	MW
Carbone	Genova-Porto	274
	Porto Marghera	132
CCGT	La Spezia	670
	Trino	730
Turbogas	Campomarino	88
	Carpi	176
	Camerata Picena	77
	Giugliano	349
	Alessandria	176
	Maddaloni	352
	Pietrafitta	175
Ripotenziati	Montalto	3 476
	Rossano	1 660
Convenzionali	Augusta	208
	Bari	195
	Livorno	253
	Piombino	1 204
	Porto Scuso	240
	Porto Tolle	2 560
Totale		12 994

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Terna

La situazione degli altri operatori

Le centrali di Enel non sono sicuramente le uniche da considerare a potenziale rischio dismissione, pur costituendo più della metà delle centrali sostanzialmente ferme. Sono stati individuati (**Tabella 6**) altri 8 GW, corrispondenti a una ventina di centrali di altri operatori, che nel 2014 sono risultate sempre spente, pur essendo teoricamente disponibili all'esercizio.

Il 50% della potenza efficiente netta delle centrali individuate è costituita da unità termoelettriche convenzionali e tra queste si notano gli impianti di Monfalcone (A2A), Fiumesanto, Ostiglia e Tavazzano (E.On), San Filippo e Turbigo (Edipower), Mantova (Enipower) e Torrevadalliga Sud (Tirreno Power). Un ulteriore 40% è rappresentato da unità a ciclo combinato, ma si tratta delle unità più vecchie o in uscita del regime di incentivazione CIP6: Cassano (A2A), Cologno Monzese, Ise Piombino, Jesi, Porto Viro e Sarmato (Edison), Piombino (Elettra), Nera Montoro (GDF).

La capacità in mothballing

Accanto alle dismissioni degli impianti obsoleti, il *mothballing*, ossia la messa in conservazione delle centrali sottoutilizzate che non riescono a coprire i costi fissi di esercizio dall'attività sui mercati, appare come una soluzione alternativa nel transitorio per attenuare gli impatti economici della crisi del settore sui risultati aziendali.

Dall'analisi dei risultati sul mercato non emergono esplicitamente casi di impianti relativamente nuovi ed efficienti messi in conservazione, ma piuttosto si evidenziano strategie nuove di offerta della capacità disponibile. Ad esempio in certi casi sono offerte a prezzi competitivi solo alcune unità dell'impianto mentre le altre vengono offerte a prezzi molto elevati, il che fa presupporre una sorta di funzionamento "a rotazione" delle singole UP in un sito che viene quindi di fatto "parzializzato" attraverso le strategie di offerta sul mercato. Con questa tipologia di gestione gli operatori riescono probabilmente a contenere i costi fissi di manutenzione dell'impianto e quelli, particolarmente impattanti, connessi all'impegno della capacità di approvvigionamento gas¹².

¹² Tra i costi fissi delle centrali sotto-utilizzate, particolare peso è assunto dai costi di approvvigionamento del gas, basati tipicamente su un contratto definito per punto di riconsegna, quindi per singolo impianto e non per operatore, in modo da poter essere spalmati su un portafoglio di unità. D'altra parte anche l'offerta sul MSD è obbligatoria per ogni singolo impianto abilitato alla fornitura dei servizi ancillari, richiedendo pertanto la disponibilità dell'unità a entrare in funzione per fornire riserva al sistema, quando richiesto dal gestore di rete.

Tabella 6. Gli impianti degli altri operatori non dispacciati
(potenza efficiente netta, MW)

Operatore	Tecnologia	Impianto	MW
A2A	CCGT	Cassano	1 006
ACEA	Convenzionale	Monfalcone	660
	Cogenerativo	Tor di Valle	120
	Turbogas	Tor di Valle - sez 2	26
		Montemartini	81
ALPIQ	CCGT	Enerbiella	22
E.On	Convenzionale	Fiumesanto	302
		Ostiglia	330
		Tavazzano	629
EDIPOWER	Carbone	Brindisi Nord	584
		Chivasso	1 172
	Convenzionale	San Filippo	948
		Turbigo	840
EDISON	CCGT	Cologno Monzese	53
		Ise Piombino CET3	184
		Jesi	151
		Porto Viro	140
		Sarmato	180
ELETTRA	CCGT	Piombino	58
ENI	Autoproduzione	Centrale di Brugherio	29
	Convenzionale	Mantova	70
GDF	CCGT	Nera Montoro	56
OTTANA	Biomasse	BioPower Sardegna	36
TIRRENOPOWER	Convenzionale	Torrevaldaliga Sud	320
Totale			7 997

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e Terna

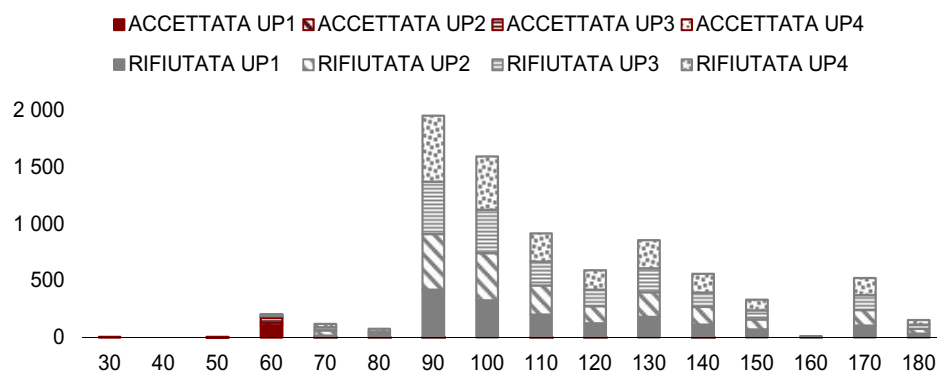
Particolarmente rappresentativi sono i casi presentati in **Figura 5** e in **Figura 6**, che analizzano l'offerta su MGP delle diverse UP di due impianti a ciclo combinato ricostruita a partire dalle offerte pubbliche del 2013.

Nel primo caso, le quattro UP che costituiscono l'impianto adottano un comportamento molto simile su MGP, alternandosi a offrire energia a prezzo di mercato, mentre le altre unità offrono a prezzi elevati (superiori ai 90 €/MWh) rimanendo fuori dai mercati dell'energia, ad eccezione di alcuni picchi di domanda contendibile; i *load factor* risultanti, anche se molto bassi, sono equilibrati per le diverse unità.

Nel secondo caso, invece, una sola unità delle due che costituiscono l'impianto viene utilizzata sul MGP, offrendo parte dell'energia (comunque solo il 15% del volume totale offerto) a prezzo di mercato, mentre l'altra unità concentra l'intera sua offerta su livelli di prezzo molto elevati (intorno ai 200 €/MWh), risultando di fatto fuori dal mercato: è quindi ipotizzabile che tale gruppo sia, non ufficialmente ma effettivamente, in conservazione.

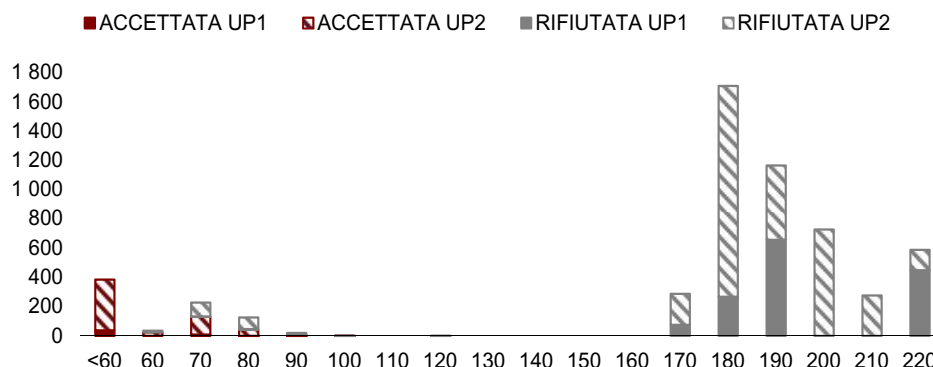
Figura 5. Offerta su MGP di un impianto CCGT con rotazione delle UP

(asse orizzontale: €/MWh, asse verticale: GWh)



Fonte: stime REF-E su dati GME

Figura 6. Offerta su MGP di un impianto CCGT con funzionamento di una sola UP
(asse orizzontale: €/MW, asse verticale: GWh)



Fonte: stime REF-E su dati GME

Necessità di definire una procedura chiara per la messa fuori servizio

Opere di pubblica utilità

La possibilità di mettere fuori servizio (anche solo temporaneamente) la capacità di fatto in eccesso sui mercati dell'energia e non necessaria alla sicurezza del sistema deve tuttavia fronteggiare un quadro normativo al momento non del tutto chiaro.

Il decreto legge del 7 febbraio 2002¹³, noto come Sblocca Centrali, aveva dichiarato opere di pubblica utilità la costruzione, l'esercizio e gli interventi di modifica e ripotenziamento relativi agli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore ai 300 MW, oltre a tutte le opere connesse e alle infrastrutture collegate all'esercizio di tali impianti. Tale misura era volta innanzitutto a snellire le procedure autorizzative, riducendole a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministro delle attività produttive, al fine di assicurare la sicurezza del sistema elettrico nazionale, garantendo la copertura del fabbisogno ed evitando possibili interruzioni nella fornitura di energia elettrica. Secondo questa norma sembrerebbe quindi non possibile la decisione privata di mettere gli impianti in *stand-by*¹⁴.

Possibilità di messa fuori servizio

Ad affrontare per prima la questione della messa fuori servizio è la legge 290/03¹⁵, che, all'interno delle "Disposizioni per la sicurezza e la funzionalità del settore elettrico", che prescrive che tutti gli impianti di generazione di energia elettrica rilevanti¹⁶ debbano essere tenuti dal proprietario o dal titolare dell'autorizzazione in stato di perfetta efficienza¹⁷; la messa fuori servizio deve avvenire "secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente", dopo aver ricevuto parere conforme dal Ministero delle attività produttive e dal gestore di rete riguardo al programma temporale di messa fuori servizio. Secondo questa legge la chiusura dell'impianto sembrerebbe possibile ma solo in casi specifici che non sono normati esplicitamente.

Obblighi verso Terna

Il Codice di Rete di Terna definisce poi tutta una serie di obblighi cui le unità di produzione rilevanti devono adempiere:

- dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione nei sistemi di controllo del

¹³ Decreto Legge del 7 febbraio 2002, n. 7: "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale". GU n.34 del 9-2-2002.

¹⁴ Negli altri paesi europei sembra in generale possibile la decisione imprenditoriale di sospendere l'attività degli impianti: per esempio, in Germania la gestione del sistema di tipo *self-dispatching* consente ai produttori di presentare offerte per un portafoglio di unità e di nominare prima del *gate closure* quelle designate all'immissione in rete effettiva, dando implicitamente la possibilità di escluderne alcune.

¹⁵ Legge 27 ottobre 2003, n. 290: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. (Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità)". GU n.251 del 28-10-2003.

¹⁶ Sono definite unità di produzione rilevanti quelle di potenza nominale maggiore di 10 MVA.

¹⁷ Gli standard di efficienza avrebbero dovuto essere definiti dal Ministero delle attività produttive, su proposta dell'Autorità e previo parere del gestore di rete, ma non è chiaro se tale prescrizione sia stata effettivamente adempita.

gestore;

- assicurare requisiti di idoneità per la fornitura di riserva primaria, regolazione primaria e secondaria di tensione, rialimentazione del sistema e telescatto;
- fornire il rifiuto di carico e partecipare a prove periodiche;
- abilitarsi alla fornitura dei servizi di risoluzione congestioni, riserva primaria, secondaria e bilanciamento in tempo reale, se in possesso delle necessarie caratteristiche tecniche;
- rendere disponibile a Terna il completo utilizzo dei margini a salire e a scendere rispetto al programma in esito al mercato dell'energia, mediante l'offerta di regolazione su MSD (se abilitate).

Tutte le unità di produzione rilevanti sono quindi obbligate, se in possesso delle caratteristiche tecniche idonee, a fornire i servizi ancillari definiti come obbligatori nel Codice di Rete, e, limitatamente alle unità di generazione programmabili, esse possono facoltativamente richiedere l'abilitazione al MSD, su cui, una volta abilitate, hanno obbligo, se disponibili, di presentare offerte.

La riserva fredda

Alcuni degli impianti non più attivi sui mercati dell'energia costituiscono poi quelle che viene definita "riserva fredda", ovvero impianti di fatto "congelati" nel senso che non sono in condizioni ordinarie disponibili all'esercizio ma che l'operatore deve poter rendere disponibili a Terna per l'attivazione in caso di emergenza dal punto di vista della sicurezza del sistema elettrico: si tratta per lo più di impianti obsoleti, con bassa efficienza, alti costi e poca flessibilità (tipicamente le unità convenzionali a olio). E corrispondono sostanzialmente alla lista di impianti non più utilizzati sui mercati e potenzialmente smettibili (o già in via di dismissione, come quelli indicati da Enel) di cui si è trattato poco sopra.

Il caso della riserva fredda non è chiaramente normato ma sembra che sia di fatto regolato bilateralmente fra Terna e i produttori come una sorta di esenzione dall'obbligo di presentare offerte su MSD.

Alcune di queste centrali (sembrerebbe 4), alimentate a olio, sono state contrattualizzate, negli ultimi anni, ai fini della sicurezza del mercato gas, e nel febbraio 2012 anche utilizzate per ridurre i consumi in corrispondenza di un'ondata di freddo eccezionale. In caso di una riconferma, il loro mantenimento in esercizio continuerebbe a essere finanziato dai consumatori di gas, anche se nelle intenzioni del Ministero sembrerebbe esserci un superamento di questo meccanismo per i prossimi anni, dovuto a un miglioramento dei margini di sicurezza per il sistema gas.

Ultimi tentativi normativi

*Proposta di emendamento allo
Sblocca Italia*

La principale novità degli ultimi giorni è costituita dalla proposta di emendamento al Ddl di conversione del DL Sblocca Italia¹⁸. Tale emendamento, considerando "le mutate esigenze del sistema elettrico e le conseguenti modalità di utilizzo degli impianti di produzione", prevedeva chiaramente la possibilità per i gestori delle centrali di potenza nominale superiore a 300 MW di sospendere temporaneamente l'esercizio di tali centrali, previo accordo con il MSE riguardo tempi e modalità di cessazione dell'esercizio. Tale norma sarebbe quindi stata rivolta a colmare la lacuna normativa sopra illustrata.

Un punto interessante della proposta era quello relativo alla gestione delle autorizzazioni: infatti, l'emendamento prevedeva che gli impianti, che oggi possono essere eserciti in base alle Aia vigenti, in caso di temporanea cessazione dell'esercizio mantenessero le Aia precedentemente rilasciate fino alla naturale scadenza, con semplificazioni e riduzioni delle attività di monitoraggio e controllo degli impianti, e potessero in qualunque momento comunicare la ripresa delle attività, garantendo sempre il rispetto dei vincoli ambientali.

Un discorso a parte era dedicato agli impianti cosiddetti "strategici ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale", da individuarsi da parte del MSE unitamente al Ministero dell'Ambiente, per i quali, in caso di cessazione dell'esercizio, non sarebbero stati implementati i piani di dismissione¹⁹.

¹⁸ Decreto Legge del 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". GU n.212 del 12-09-2014.

¹⁹ Senza prevedere tuttavia un eventuale rimborso in via amministrata per gli impianti che non potessero essere dismessi perché "strategici ai fini della sicurezza".

Tuttavia l'emendamento non ha superato la valutazione della Commissione Ambiente della Camera: a seguito di un supplemento di istruttoria è stato dichiarato inammissibile e quindi escluso dalla legge di conversione del decreto.

Quali prospettive?

Nel quadro attuale quindi non sembrerebbe del tutto possibile la libera scelta delle imprese di mettere in stato di conservazione i propri impianti, per limitare le perdite e ridurre i propri costi fissi, omettendo in questo caso le pur necessarie valutazioni di impatto sociale. L'introduzione di una procedura chiara per la messa in conservazione degli impianti dovrebbe necessariamente partire da una quantificazione del livello minimo di capacità di cui il sistema ha bisogno per soddisfare le proprie esigenze di sicurezza, attuali e prospettiche, sulla base della quale Terna potrebbe valutare la richiesta degli operatori di sospendere la propria attività (e quindi l'abilitazione a offrire sui mercati).

Sembra quindi indispensabile il coordinamento con i criteri alla base dei meccanismi di remunerazione della capacità ancora in fase di discussione²⁰.

Non mancano, infine, prospettive di possibile ripresa del comparto termoelettrico, riconducibili ad alcuni principali fattori.

A livello strutturale, la ripresa della domanda sarà legata all'effetto potenziale delle politiche di efficienza energetica, che dovrebbero trasferire sul settore elettrico la domanda energetica di altri settori, e al contributo di nuovi settori di consumo (auto elettriche), piuttosto che al recupero dei fondamentali.

A livello regolatorio, la riforma MSD (*Newsletter 176*) dovrebbe puntare su una serie di interventi per valorizzare i servizi di flessibilità forniti al sistema dai termoelettrici e in particolare dai CCGT.

A livello di organizzazione del mercato, gli effetti di un mercato unico europeo potranno essere quelli di una progressiva competitività del mix italiano rispetto a quello europeo in cui è previsto il *phase out* nucleare (*Newsletter 144*) e una contrazione del carbone conseguente all'impatto delle direttive ambientali (*Newsletter 173*).

²⁰ In particolare i meccanismi di remunerazione della capacità flessibile, consultati con il DCO 234/2014/R/eel: "Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva" e proposti al MSE, limitatamente al segmento transitorio, con la Delibera 320/2014/R/eel: "Proposta al Ministero dello Sviluppo Economico, per l'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico".

Analisi statistica e novità dal mercato

Dopo due anni torna il segno "più" per la richiesta elettrica anche se l'entità è molto limitata (e il dato destagionalizzato è in leggero calo). I dati sul carico forniti da Terna indicano un aumento anche nelle prime settimane di ottobre. La produzione nazionale scende a causa del netto aumento dell'import. L'idro continua a registrare livelli molto alti di produzione. Il trend rialzista del PUN iniziato in settembre prosegue anche a ottobre, in particolare nelle ore a pieno carico. Il valore baseload torna così sopra 60 €/MWh per la prima volta nel 2014. In rialzo le quotazioni a termine per il primo trimestre 2015, in particolare i titoli francesi che risentono della situazione delicata della rete belga.

Torna ad aumentare la richiesta elettrica, seppur in maniera contenuta

Dopo circa due anni la domanda di energia elettrica fa registrare un aumento tendenziale. L'entità della crescita è limitata (+0.4%) e il dato destagionalizzato riporta una leggera flessione (-0.2%) dovuto al giorno lavorativo in più rispetto a dodici mesi fa, mentre la media delle temperature è rimasta invariata. Il Nord, a eccezione della Lombardia, guida l'aumento di settembre con le regioni del Nord-Est che registrano un +6.5%. Anche le isole riportano un aumento del +3.6%, aiutate dalle temperature estive registrate anche in settembre.

Come già commentato in altre occasioni, la richiesta elettrica sembra aver arrestato il calo strutturale degli ultimi anni e le flessioni registrate nei mesi passati sono state influenzate soprattutto dalle variabili climatiche. Bisognerà osservare se la situazione attuale porterà a una ripresa o a una stabilizzazione su questi valori.

Il dato di *actual load* fornito da Terna indica la possibilità del proseguimento di una crescita tendenziale anche nel mese di ottobre: a parità di giorni lavorati l'aumento è del +1% nei primi venti giorni.

La produzione nazionale in calo, continua il trend positivo della produzione idroelettrica

In calo la produzione nazionale che risente del forte aumento dell'import netto (+20%). Continua ad aumentare la produzione idroelettrica che rimane sopra i 4 TWh mensili e nei primi nove mesi è aumentata del 10% l'energia prodotta rispetto al 2013, anno da record per il settore, e il dato sul livello dei serbatoi fornito da Terna è in linea con quello dello scorso anno. In aumento anche il fotovoltaico, mentre torna a scendere la produzione eolica dopo gli ottimi livelli dei mesi estivi. Sempre in calo la produzione del comparto termoelettrico.

Il PUN torna sopra i 60 €/MWh, netto aumento nelle ore di picco

Il PUN ha chiuso il mese di settembre con una media di 58 €/MWh, in aumento di quasi 10 €/MWh su agosto ma in calo di 7 €/MWh (-10%) rispetto a settembre 2013. L'aumento ha riguardato in particolare le ore a pieno carico che sono passate dai 48 €/MWh di agosto ai 64 €/MWh (+33%) del mese appena terminato. L'aumento è stato influenzato dalla crescita del prezzo gas registrata al PSV (*Newsletter 180*) che è proseguita anche nei primi giorni di ottobre per poi attenuarsi. Il PUN a ottobre ha continuato a crescere, ritornando a scendere leggermente solo durante la terza settimana di ottobre. Al momento il prezzo *baseload* è di 63 €/MWh, il livello più alto del 2014 e di poco inferiore rispetto a quello di dodici mesi fa. A guidare l'aumento è sempre la fascia *peakload* (+13% rispetto a settembre), mentre nelle ore di basso carico la crescita è stata limitata (+4%).

A livello zonale è in netto aumento il valore del prezzo della zona Sud (+6.5 €/MWh rispetto allo scorso mese) mentre è più contenuto l'aumento per il Nord (+4 €/MWh). La CCT della zona Nord è di 1.5 €/MWh mentre quella del Sud è di poco superiore ai 4 €/MWh. Lo *spread* tra le due zone si apre nelle ore di picco (+10 €/MWh il Nord rispetto al Sud) mentre nelle ore *off-peak* i due prezzi zonali sono identici. Il prezzo siciliano aumenta leggermente rispetto a settembre e il differenziale con il Sud ritorna a 30 €/MWh (in agosto era stato il doppio). Recentemente l'Autorità ha recepito (521/2014/R/Eel) le disposizioni contenute nel DL 91/2014 (Competitività) riguardanti la zona Sicilia (*Newsletter 180*). Il provvedimento stabilisce, in attesa dell'entrata in esercizio del nuovo cavo Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente, che le unità di generazione diverse da quelle rinnovabili non programmabili e di taglia superiore a 50 MW collocate sull'isola siano considerate unità essenziali per la sicurezza del sistema e come tali siano oggetto di dispacciamento e remunerazione amministrati, con un regime analogo a quello già in vigore tramite la Delibera 111/06 dell'essenzialità con reintegro dei costi complessivi.

In crescita il prezzo francese e quello tedesco, torna a scendere la borsa spagnola

Dinamiche diverse per i principali mercati europei: proseguono nel *trend* di crescita le borse di Francia e Germania, mentre sono in calo i prezzi del mercato spagnolo e del *Nordpool*. Il prezzo francese sale oltre i 41 €/MWh, arrivando a quasi il doppio del prezzo registrato in agosto ma registrando comunque un calo rispetto a un anno fa. All'aumento del prezzo elettrico hanno concorso l'aumento della domanda rispetto ai mesi estivi e un netto calo della produzione idroelettrica (-29% a settembre rispetto agosto) che ha lasciato così più spazio alle centrali termoelettriche rimaste in pratica inutilizzate nel periodo estivo. Rimane alta la produzione nucleare che in settembre ha superato l'80% dell'energia totale prodotta. Il prezzo francese torna superiore a quello tedesco che in ottobre ha una media di 35 €/MWh, in pratica invariato rispetto a settembre.

Cala invece il prezzo spagnolo (-10%) che scende sotto il valore del PUN per la prima volta da maggio. L'aumento stagionale della produzione eolica e il calo delle temperature, che nel mese di settembre avevano fatto crescere la domanda per il condizionamento, hanno permesso al prezzo di calare rispetto ai mesi scorsi rimanendo comunque più alto di circa il 3% rispetto allo stesso mese dello scorso anno.

Dinamiche contrastanti per i titoli trimestrali su IDEX e in Francia. Calo generale in Germania

Con la ripresa del PUN da inizio settembre anche le quotazioni dei titoli a termine hanno invertito la dinamica di continua discesa che ha caratterizzato tutta la prima metà dell'anno. Il *future* per l'ultimo trimestre del 2014, dopo aver toccato i 55.6 €/MWh in luglio, ha chiuso le contrattazioni con una media in settembre pari a 59 €/MWh. Al momento è in rialzo anche il titolo per il I trimestre del 2015 che viene scambiato a 59.5 €/MWh, in aumento del +1.2% rispetto a settembre. In calo invece i *future* per il II e III trimestre, rispettivamente quotati a 48.5 €/MWh e 52.4 €/MWh.

Il *Calendar '15* è in lenta crescita da giugno quando aveva toccato il suo valore minimo (52.62 €/MWh). Il livello attuale è di 53.88 €/MWh, dopo che nei primi giorni di ottobre era stato scambiato a 54.5 €/MWh di media.

I titoli a termine tedeschi sono in calo dopo il rimbalzo registrato in luglio. Per il 2015 i primi tre trimestri sono in netta flessione, con la quotazione del primo che scende di oltre il 4% rispetto a settembre, arrivando a una media di 36 €/MWh. Il secondo e il terzo sono scambiati rispettivamente a 32 €/MWh e 33 €/MWh. Il *Cal'15* registra il valore più basso da quando viene quotato: 34.15 €/MWh.

Sulla borsa francese invece si registra una crescita per il trimestre invernale e una sostanziale stabilità per il II e III trimestre del prossimo anno. Il prezzo per il I trimestre 2015 è in crescita a 54.8 €/MWh in netto aumento rispetto all'estate sull'onda delle preoccupazioni espresse dal gestore della rete belga che ha fatto sapere che un inverno rigido potrebbe mettere a dura prova la rete e che in ogni caso il sistema sarà strutturalmente dipendente dall'import. Il II e III trimestre sono entrambi scambiati poco sotto i 34 €/MWh. Il titolo annuale è in leggera salita: 43.11 €/MWh è la media di ottobre, il valore più alto da inizio anno.

Domanda e offerta

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

	set-14	set-13	Var. %
Domanda	26 176	26 069	0.4%
- Nord	12 030	11 953	0.6%
- Centro	7 894	7 885	0.1%
- Sud	3 752	3 819	-1.8%
- Isole	2 500	2 412	3.6%
Produzione netta	22 850	23 347	-2.1%
- Idroelettrico	4 017	3 386	18.6%
- Termoelettrico	15 214	16 427	-7.4%
- Geotermoelettrico	459	436	5.3%
- Eolico	942	993	-5.1%
- Fotovoltaico	2 218	2 105	5.4%
Saldo estero	3 432	2 845	20.6%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

	2014*	2013*	Var. %
Domanda	231 797	239 004	-3.0%
- Nord	105 890	110 192	-3.9%
- Centro	69 954	71 325	-1.9%
- Sud	33 991	34 980	-2.8%
- Isole	21 962	22 507	-2.4%
Produzione netta	202 694	210 704	-3.8%
- Idroelettrico	46 210	42 012	10.0%
- Termoelettrico	121 391	135 251	-10.2%
- Geotermoelettrico	4 132	3 975	3.9%
- Eolico	11 316	11 433	-1.0%
- Fotovoltaico	19 645	18 033	8.9%
Saldo estero	30 787	30 092	2.3%

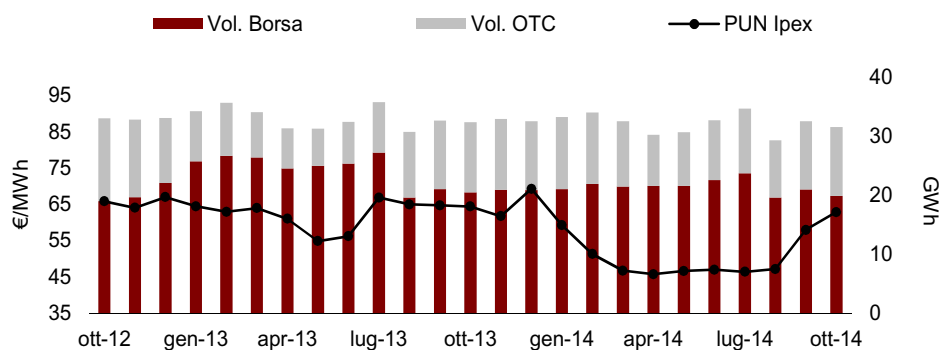
* Gennaio - Settembre

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

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

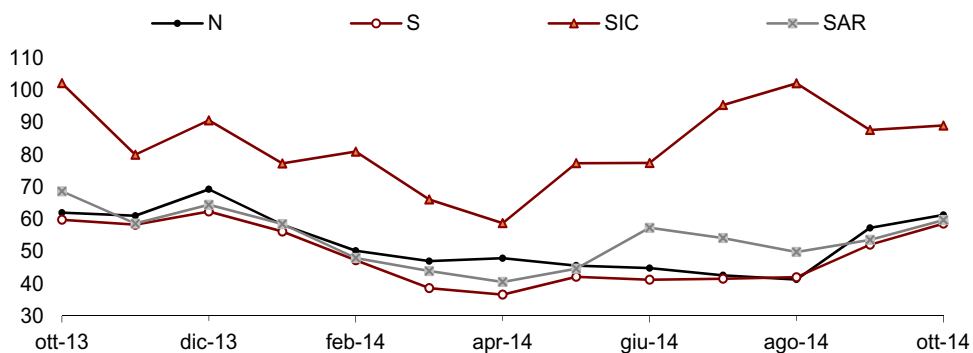


Ultimo dato 19/10/2014

Fonte: GME

Baseload zonale

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

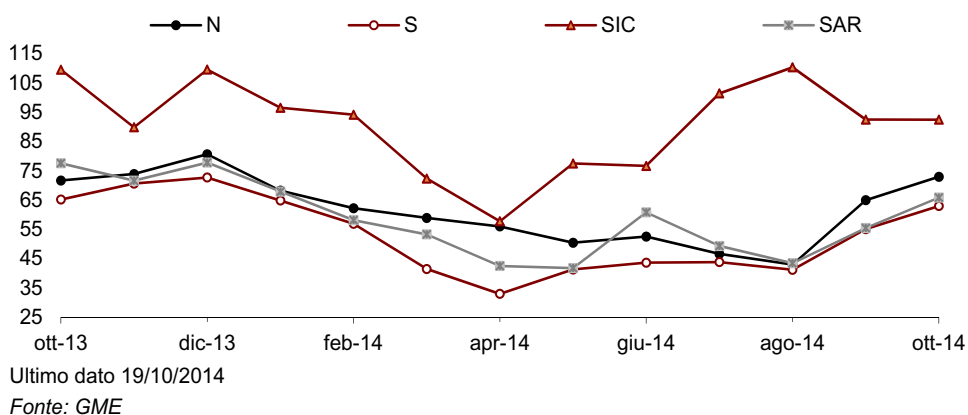


Ultimo dato 19/10/2014

Fonte: GME

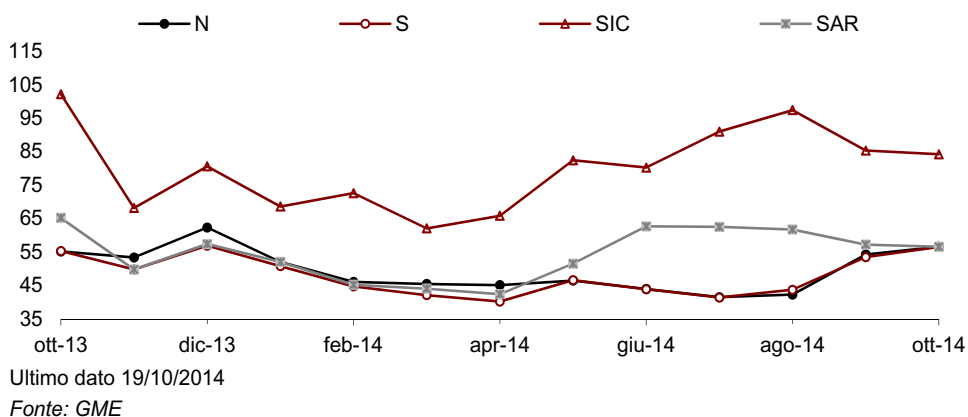
Peakload zonale

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



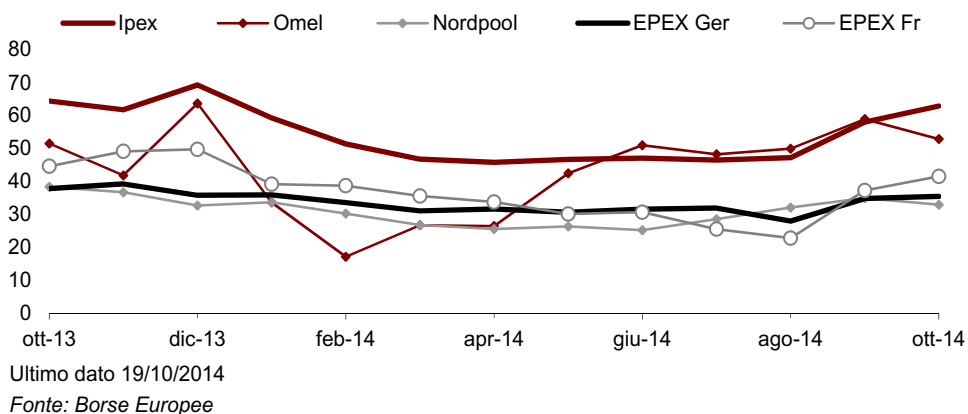
Off-peak zonale

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



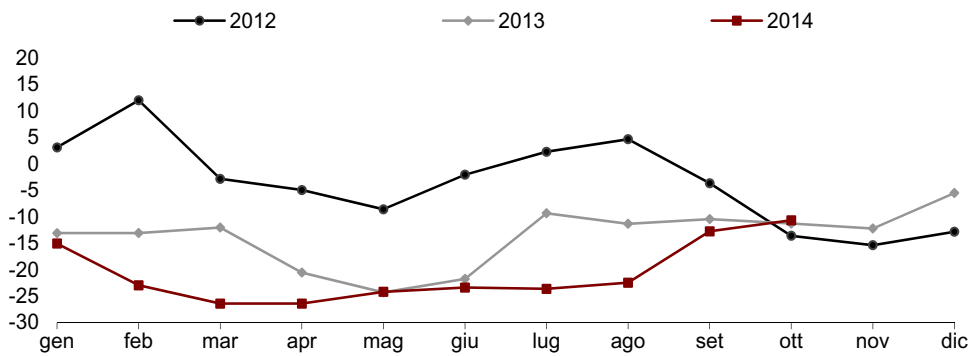
Prezzi Europa

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



Spark spread

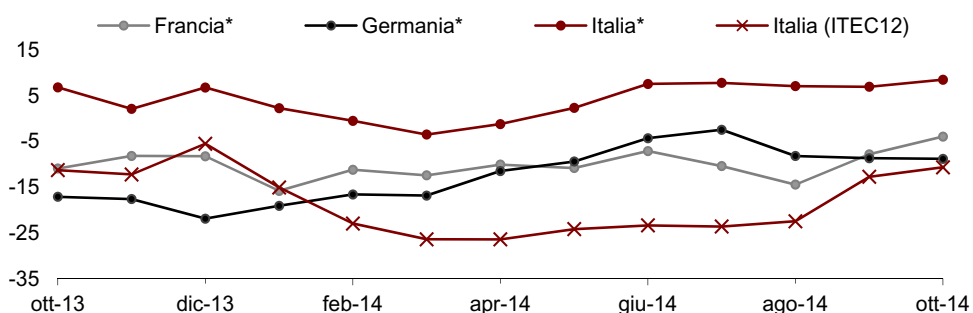
Figura 6. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 19/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E

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



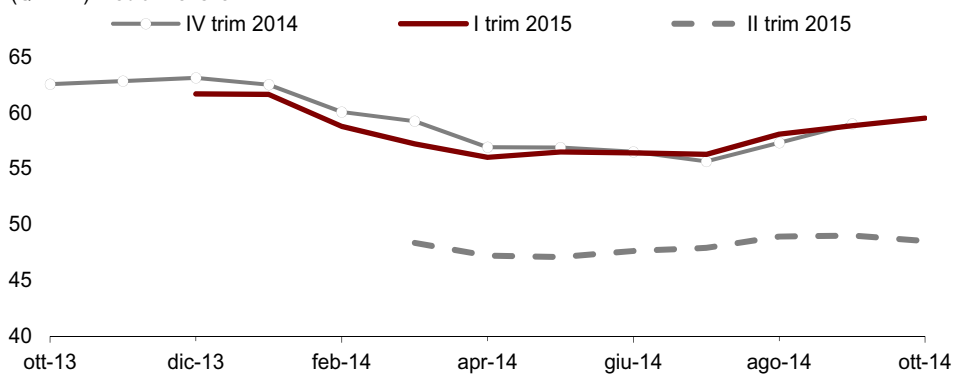
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 19/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

Figura 8. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile

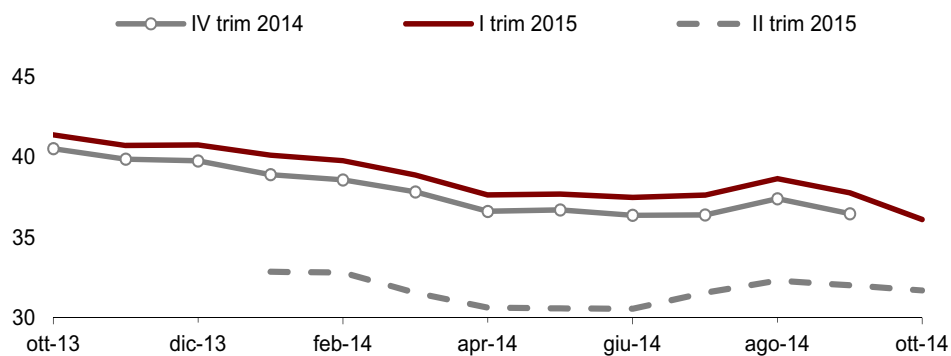


Ultimo dato 23/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Figura 9. EEX GER Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

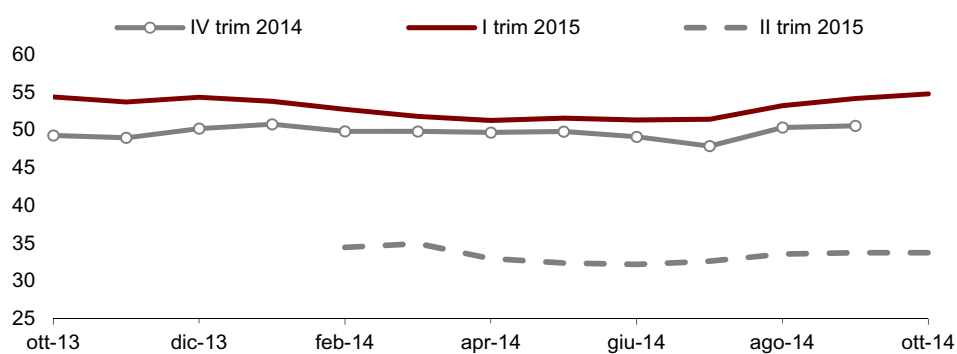


Ultimo dato 23/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 10. EEX FR Future trimestrali

(€/MWh) Media mensile

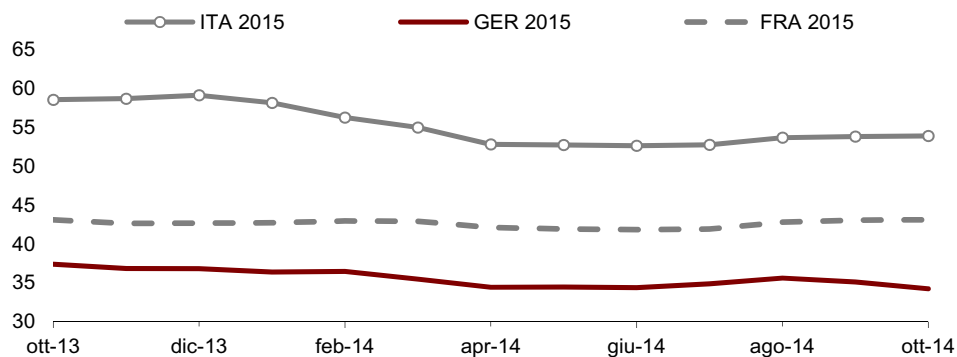


Ultimo dato 23/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 11. Future annuali

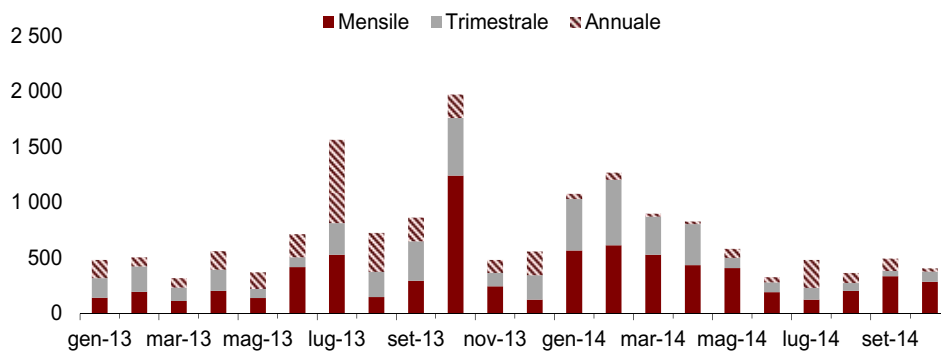
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 23/10/2014

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

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

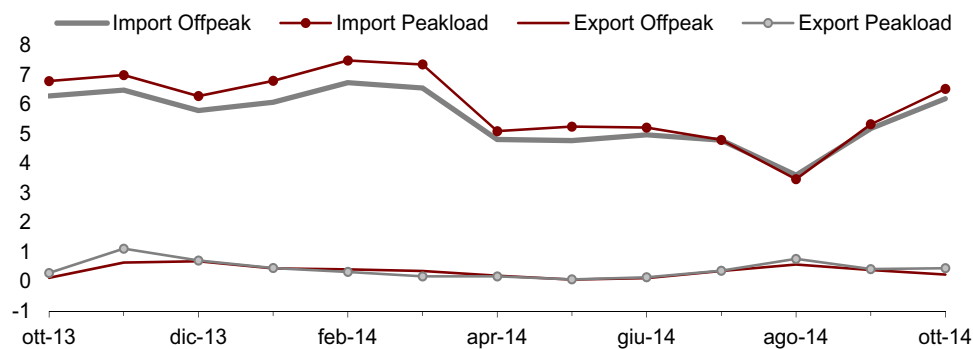


Ultimo dato 23/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

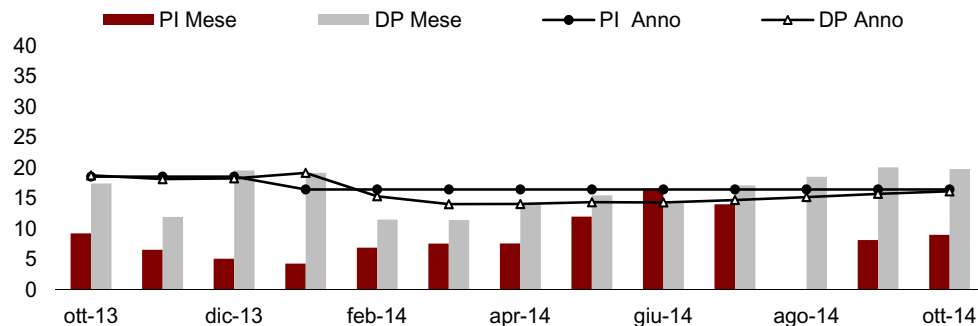
Figura 13. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 19/10/2014

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 19/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

Il mercato dei combustibili

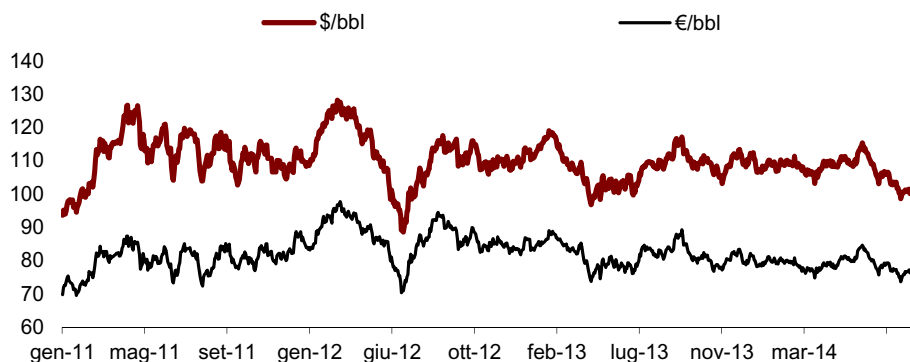
Nel corso dell'ultimo mese il prezzo è crollato. A guidarne l'andamento è la maggior competizione lato vendita: l'Arabia Saudita sta cercando di mantenere le quote di mercato a livello mondiale anche a scapito del prezzo di vendita e l'unico vero mercato di sbocco rimane l'Asia.

Il mercato petrolifero

Abbondanza di offerta e prezzi in caduta

Dopo il calo registrato a settembre, anche nel mese in corso le quotazioni del Brent hanno registrato pesanti contrazioni portandosi in media al di sotto dei 90 \$/bbl, con un calo di oltre il 9% rispetto al prezzo medio di settembre. Per ritrovare quotazioni analoghe bisogna tornare indietro di quattro anni, quando il mercato petrolifero cominciava a riprendere a crescere dopo il crollo dovuto alla crisi finanziaria mondiale. Nonostante vi siano molti elementi di incertezza legati alla crescita economica attesa 2015, l'andamento degli ultimi mesi non è legato a aspettative di forti riduzioni nei consumi quanto piuttosto all'abbondanza di greggio di elevata qualità a livello mondiale. Infatti se da un lato i prezzi del petrolio, dei prodotti derivati e delle altre *commodity* hanno registrato cali consistenti a causa di dati su consumi in diminuzione e scorte elevate, dall'altro le tensioni geopolitiche sono addirittura aumentate rispetto ai primi trimestri 2014, però con impatti pressoché nulli sui prezzi. Contemporaneamente sul lato dell'offerta sembra iniziata una vera e propria guerra per mantenere le quote di mercato attuali: nonostante il calo delle quotazioni nell'ultima riunione dell'OPEC i principali paesi hanno deciso di non tagliare la produzione. Negli ultimi mesi alcuni paesi arabi hanno scelto di tagliare i prezzi di fornitura per i propri clienti con impatto diretto sugli Official Selling Prices (OSP) di riferimento. La scelta dei paesi arabi è legata al fatto che in situazione di domanda debole un taglio della produzione rischia di non determinare un rialzo delle quotazioni, provocando invece una riduzione di entrate fiscali per tutti i produttori (**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 dell'ultimo mese è stato in media inferiore a 3 \$/bbl. Il prezzo americano è ritornato a essere riferimento sul mercato mondiale grazie all'incremento di offerta e alle riduzioni delle congestioni al Cushing determinando un riavvicinamento delle quotazioni dei due greggi (**Figura 2**).

Figura 1. Andamento del prezzo Dated Brent
(\$/bbl e €/bbl)



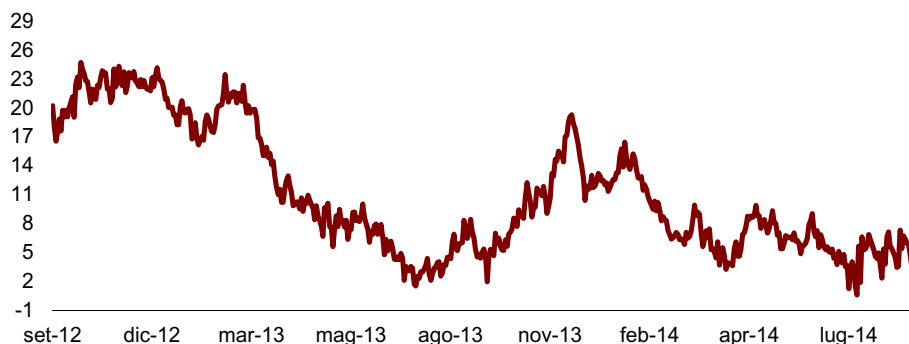
Ultimo dato 22/10/2014

Fonte: Platts

*Competizione fra esportatori
in situazione di abbondanza di
offerta*

Nel report del 14 ottobre la IEA ha rivisto nuovamente al ribasso la previsione di domanda a chiusura 2014 con un livello di 92.4 Mbb/g (**Tabella 1**). A pesare sulla domanda sono stati i dati negativi della domanda nel II trimestre e i dati provenienti dalle scorte che rimangono abbondanti. Lato produzione nel corso degli ultimi mesi i dati mostrano un incremento nei paesi OPEC, Arabia Saudita in particolare, paese che sta cercando di conquistare quote di mercato anche a discapito dei prezzi praticati. La tendenza di medio termine è però opposta

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



Ultimo dato 17/09/2014

Fonte: Datastream

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

	2014*	2015*	Var. %
Oecd	45.8	45.7	-0.2%
Non-Oecd	46.8	48.1	2.7%
Totale	92.6	93.8	1.3%

* Stima IEA

Fonte: Reuters

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.

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

	2014*	2015*	Var. %
Non OPEC	55.9	57.2	2.2%
OPEC	35.8	35.9	0.2%
Totale	91.7	93.0	1.4%

* Stima EIA

Fonte: Reuters

Prezzi e contrattazioni in diminuzione sui mercati a termine

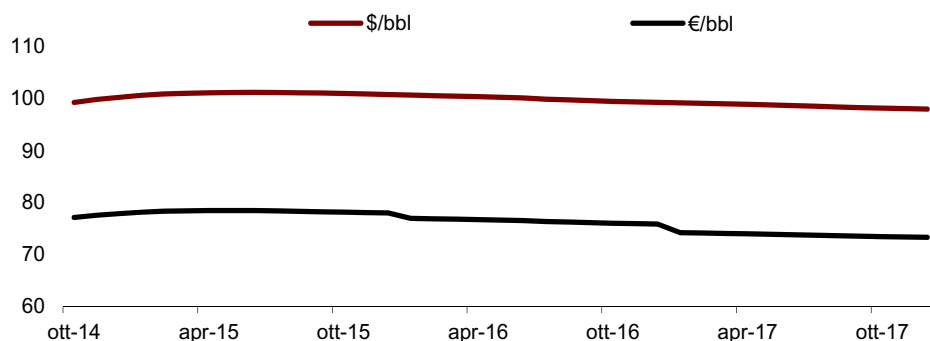
A seguito della diminuzione del prezzo *spot* anche le quotazioni a termine hanno registrato una forte correzione al ribasso, lungo tutta la curva. Le ultime scadenze 2014 hanno registrato in media una diminuzione di oltre il -14%, mentre per i prodotti con consegna nel 2015 il calo rispetto a settembre è stato solo marginalmente minore (-12% 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 è in posizione sostanzialmente piatta sia rispetto alle scadenze 2016 sia alle scadenze 2017, in questo momento il mercato non ha una visione chiara su quanto l'eccesso di offerta potrà spingere al ribasso i prezzi e quanto invece il segnale di prezzo negativo potrà bloccare nuovi investimenti nello *shale oil* (**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 24 ottobre, gli *open interest* sono in calo rispetto al mese precedente, con un dato di poco superiore a 1.4 milioni (oltre 1.5 a settembre). 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.

Figura 3. Curva a termine future del Brent Crude

(\$/bbl e €/bbl)



Ultimo dato 22/10/2014

Fonte: Reuters

Tabella 3. Posizioni nette sui future crude oil contrattati su NYMEX

(num. contratti)

	12/09/2014		05/09/2014	
Operatori industriali	31 568	corti	30 083	corti
Swap dealers	287 062	corti	294 554	corti
Money manager	198 162	lunghi	182 206	lunghi
Altri	101 820	lunghi	120 358	lunghi
Open interest	1 553 516		1 559 353	

Fonte: CFTC

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*: a ottobre il prezzo è ritornato su valori molto bassi poco oltre i 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 22 giorni del mese: il carbone sudafricano *Richards Bay* ha registrato valori inferiori a 66 \$/t, in calo del 2.8% rispetto a settembre, mentre quello cinese *Qinhuangdao* ha quotato 85 \$/t in aumento dell'1.5% su base congiunturale.

Figura 4. Andamento del prezzo del Carbone CIM ARA CIF

(\$/t)



Ultimo dato 22/10/2014

Fonte: Platts

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Revisione del Conto Termico: qualche spunto dal modello britannico?

I risultati fortemente negativi del Conto Energia Termico (CET) hanno determinato la necessità di una revisione del meccanismo, che sarà portata a termine presumibilmente entro la fine dell'anno. In questa prospettiva, può essere utile analizzare il funzionamento dello strumento di incentivazione alle FER termiche più simile al CET in Europa, ossia il sistema britannico Renewable Heat Incentive (RHI). I risultati dell'applicazione del RHI mostrano come il meccanismo sia più generoso di quello italiano, ma non per questo significativamente più efficace. Sono tuttavia riscontrabili elementi interessanti sia sotto il profilo dell'accessibilità, sia sotto quello dell'efficienza economica.

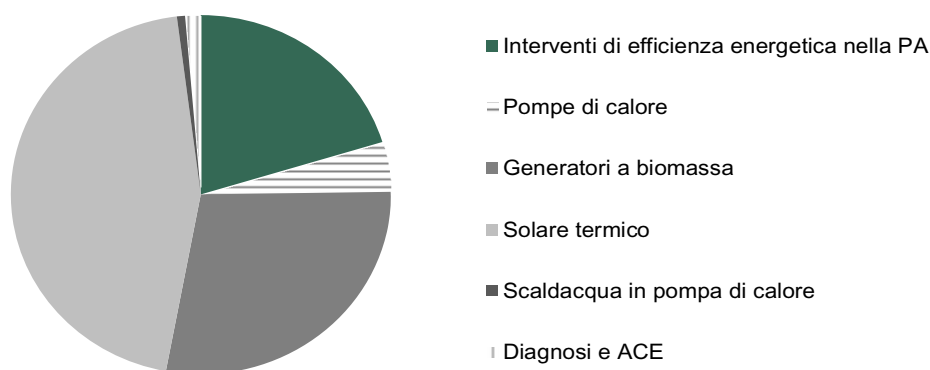
Necessità di revisione del CET

I risultati del primo anno

La recente pubblicazione del Rapporto 2013 sulle attività del GSE¹ conferma i risultati molto negativi del Conto Energia Termico (CET)², lo schema nazionale di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e gli interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni.

Nel primo anno di funzionamento, l'impegno di spesa stimato è pari a poco meno di 11 milioni di euro³, di cui solo 4 milioni euro erogati nel 2013⁴, a fronte di una somma annua cumulata a disposizione a regime di 900 milioni di euro. Gli interventi per cui si è fatto ricorso maggiormente al CET riguardano l'installazione di pannelli solari termici e di generatori a biomassa (**Figura 1**), sebbene anche per queste tecnologie il meccanismo abbia incentivato una quota molto piccola degli apparecchi installati a livello nazionale (pochissimi punti percentuali).

Figura 1. Distribuzione incentivi CET relativi alle richieste ammesse nel 2013 (%)



Fonte: GSE

Le cause dell'insuccesso

Concentrandosi unicamente sul settore privato (ma il fallimento è stato totale nella sua applicazione alle PA), l'ostacolo principale al ricorso al CET è sicuramente la sovrapposizione con le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici.

Se non sono riscontrabili differenze sostanziali nei requisiti tecnici degli apparecchi tra i due schemi, sotto il profilo del livello di incentivazione le detrazioni del 65% superano di gran

¹ GSE, Rapporto Attività 2013, 21 ottobre 2014.

² Decreto ministeriale 28 dicembre 2012, *Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni*, pubblicato in GU n.1 del 2 gennaio 2013 - Suppl. Ordinario n. 1.

³ Il valore si riferisce alle 3,194 richieste di concessione diretta degli incentivi per i piccoli interventi (9,4 milioni di euro) e alle dieci ammesse alle graduatorie per l'iscrizione al registro per gli interventi di maggiori dimensioni (1,4 milioni di euro relativi a tre interventi iscritti nel registro riservato alle Pubbliche Amministrazioni e sette in quello riservato ai soggetti privati).

⁴ Audizione informale del GSE sullo schema di Decreto Legislativo di attuazione della direttiva sull'efficienza energetica, presso le Commissioni riunite Attività produttive della Camera e Industria del Senato.

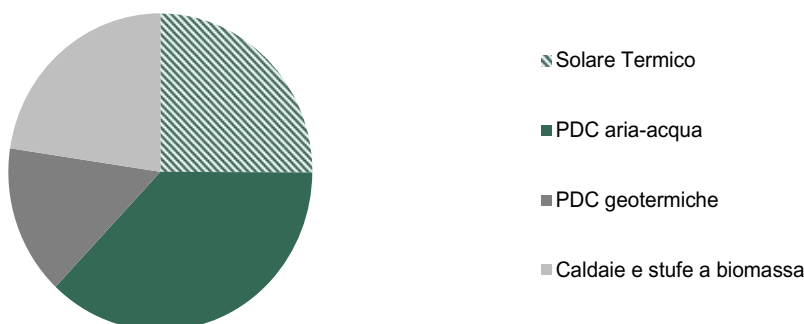
lunga il contributo CET, sebbene le prime siano godibili in dieci anni e il secondo erogabile in due anni⁵. Per quanto concerne l'accessibilità al meccanismo, l'iter di richiesta delle detrazioni è più leggero con riferimento sia alla mole e alla complessità di dati richiesti, sia al numero di documenti da presentare all'amministratore dello schema. In effetti la principale preoccupazione del Governo, che con il DL "Sblocca Italia"⁶ prevede entro la fine di quest'anno una revisione del CET, è proprio la semplificazione procedurale.

Una valutazione complessiva dei due meccanismi porta perciò a numeri sensibilmente più elevati rispetto a quelli desumibili dal solo esame dei risultati del CET. Secondo le anticipazioni di ENEA, il numero di apparecchi incentivati attraverso le detrazioni per riqualificazione energetica supererebbe (forse non di poco) le 30,000 unità⁷.

Confronto con il Domestic Renewable Heat Incentive I risultati a confronto

Anche nel Regno Unito sono appena stati pubblicati i risultati dell'incentivazione alle rinnovabili termiche in ambito residenziale: ci si riferisce al *Domestic Renewable Heat Incentive (DRHI)*, operativo da poco più di sei mesi, ma con efficacia retroattiva sugli interventi realizzati a partire dal luglio 2009⁸. A oggi Ofgem, amministratore del sistema, ha ricevuto circa 11,000 richieste di accreditamento, corrispondenti a un impegno di circa 150 milioni di euro in sette anni, corrispondenti a un costo annuo di poco meno di 22 milioni di euro. Più della metà delle installazioni riguarda le pompe di calore, mentre la quota residua è divisa equamente tra generatori a biomassa e pannelli solari termici (**Figura 2**).

Figura 2. Ripartizione richieste ammesse al DRHI per tipologia di intervento (%)



Ultimo dato 12/10/2014

Fonte: Ofgem

Considerando che i dati presentati per CET e DRHI si riferiscono a intervalli di tempo diversi, non si nota una significativa divergenza nel livello di partecipazione ai due meccanismi. Inoltre, sebbene il *mix* tecnologico incentivato sia differente nei due sistemi, il DRHI è più generoso del CET in termini di impegno di spesa per apparecchio installato. Infine, circa la metà dei beneficiari del DRHI ha sostituito un impianto ad olio, ed è abbastanza significativo anche il peso degli impianti a GPL e a carbone sostituiti (**Figura 3**): da ciò si deduce che abbiano fatto ricorso al DRHI principalmente utenti non connessi alla rete gas. Per questi, i minori costi operativi derivanti dagli interventi di sostituzione costituiscono benefici generalmente molto più sensibili rispetto agli utenti che sostituiscono apparecchi a gas (situazione tipica in Italia): è possibile che in alcuni casi l'incentivo non sia stato determinante nella scelta di sostituzione.

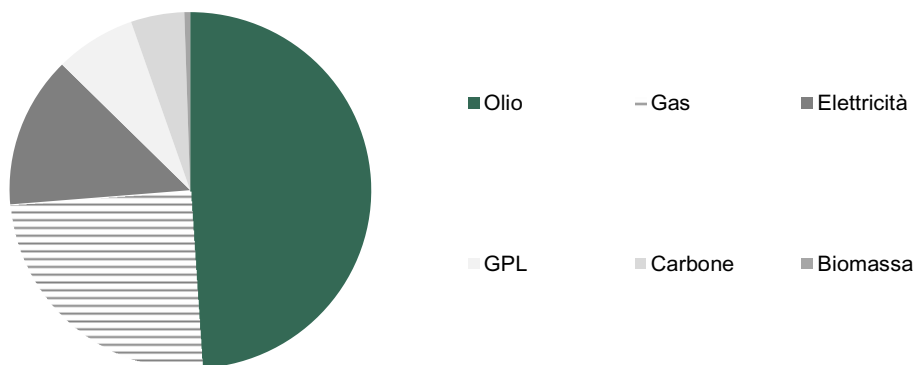
⁵ Nel caso di una pompa di calore aria-acqua di potenza pari a 9.6 kW e *coefficient of performance* 4.2, l'incentivo complessivamente riconosciuto in due anni per l'installazione in fascia climatica E è pari a poco meno di 700 euro. Se si considera che il costo di investimento per l'installazione di un simile apparecchio è di circa 10,000 euro, l'ammontare detraibile in dieci anni sarebbe, invece, pari a 6,500 euro.

⁶ Articolo 22 del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, *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*, pubblicato in GU n. 212 del 12 settembre 2014.

⁷ Nel 2012 gli interventi di installazione di pannelli solari termici, pompe di calore, impianti geotermici e caldaie a biomassa assommavano a circa 30 mila unità; i dati ripartiti per tipologia di intervento per il 2013 non sono ancora disponibili, tuttavia ENEA segnala un aumento degli interventi complessivamente realizzati attraverso il meccanismo di circa il 35% rispetto al 2012.

⁸ Il DRHI fa parte di uno schema più ampio (RHI), che include anche un meccanismo destinato a sostenere interventi realizzati al di fuori del settore residenziale.

Figura 3. Richieste ammesse al RDHI per tipologia di combustibile sostituito (%)



Ultimo dato 29/09/2014

Fonte: Ofgem

Il disegno dello schema britannico

Il funzionamento del meccanismo DRHI potrebbe fornire qualche elemento utile per migliorare il sistema italiano.

Le tecnologie incentivate dal DRHI sono assimilabili a quelle coperte dal CET:

- pannelli solari termici
- caldaie e stufe a biomassa
- pompe di calore aria-acqua
- pompe di calore geotermiche.

Si tratta di un sistema di conto energia: i beneficiari ricevono un pagamento trimestrale, su un arco temporale di sette anni, commisurato all'energia termica prodotta dall'impianto.

Le tariffe incentivanti sono stabilite da Ofgem, e indicizzate al tasso di inflazione (*retail price index*).

La quantità di energia termica prodotta è stimata sulla base del fabbisogno di calore per riscaldamento e/o di acqua calda dell'abitazione⁹, contenuto in un certificato energetico che ciascun richiedente deve ottenere a valle di una diagnosi delle prestazioni energetiche dell'abitazione.

Anche l'incentivo CET è commisurato all'energia termica prodotta dall'impianto rinnovabile, ma questa è determinata applicando fattori di carico standard, fissati ex lege, differenziati per fascia climatica, i quali sono moltiplicati per la potenza dell'impianto. L'incentivo così calcolato è rateizzato su un periodo di uno o due anni per gli interventi di minore dimensione (cinque anni per gli altri interventi).

Possibili spunti

L'impiego del fabbisogno termico specifico dell'abitazione ai fini della determinazione dell'incentivo può essere un elemento da considerare nella prospettiva di revisione del sistema italiano. L'applicazione di tale criterio ha infatti due vantaggi, che possono tradursi in una maggior costo-efficacia del sistema.

In primo luogo, consente di tener conto appieno della *performance* energetica dell'abitazione, che dipende non solo dalla sua ubicazione, ma anche dalle caratteristiche edilizie. Attualmente nel CET si tiene conto unicamente della zona climatica in cui è localizzata l'abitazione.

In secondo luogo favorisce il corretto dimensionamento dell'impianto. Nel caso italiano, l'incentivo erogato dipende direttamente dalla taglia dell'impianto, con conseguente rischio di sovradimensionamento.

⁹ In realtà sono previsti alcuni casi in cui l'incentivo è calcolato sulla base della produzione effettiva dell'impianto (attraverso contatori), e non è stimato impiegando il fabbisogno: si tratta dei casi in cui l'impianto rinnovabile per il riscaldamento ne affianchi uno a combustibile fossile e quindi ne costituisca l'integrazione; in cui la pompa di calore sia in parte alimentata da combustibili fossili (impianti ibridi); in cui vi sia la presenza di due impianti rinnovabili diversi per tipologia di fonte rinnovabile o per data di inizio funzionamento.

Inoltre, la previsione di una diagnosi, con conseguente rilascio di un certificato di prestazione energetica, crea un collegamento tra l'installazione di apparecchi per la climatizzazione e i più ampi interventi di riqualificazione che possono essere realizzati: nel sistema inglese il tecnico che procede alla diagnosi suggerisce eventuali interventi di miglioramento e ne stima i costi, indicando espressamente le misure che si ripagano attraverso i risparmi conseguiti.

Il meccanismo appena illustrato può favorire le decisioni di investimento e perciò il ricorso al sistema di incentivazione, come altri elementi ravvisabili nello schema britannico, quali un calcolatore del livello di incentivo, disponibile *online*, e soprattutto un sistema di "accreditamento" degli apparecchi, costituito dal *microgeneration certification scheme* e da una *product eligibility list*, che sollevano i soggetti interessati dall'onere di verificare la corrispondenza della tecnologia individuata ai requisiti tecnici richiesti per ottenere l'incentivo.

Analisi statistica e novità dal mercato

Il Consiglio Europeo a ottobre ha approvato gli obiettivi per l'energia e il clima 2030 (2 vincolanti e uno indicativo), con una revisione al ribasso delle proposte della Commissione solo per quanto riguarda l'obiettivo sull'efficienza. Il mercato dei permessi di emissione ha reagito freddamente al voto, con quotazioni degli EUA che nelle ultime settimane si sono mantenute stabili entro un range di 5.6 - 6.4 €/tCO₂. I prezzi dei CV mostrano un calo che pare legato all'andamento recente del prezzo elettrico. In calo anche il prezzo dei TEE. La produzione idroelettrica si è mantenuta su livelli elevati anche per settembre di quest'anno, mentre eolico e fotovoltaico sono più allineati con i risultati dello stesso mese del 2013.

EU ETS

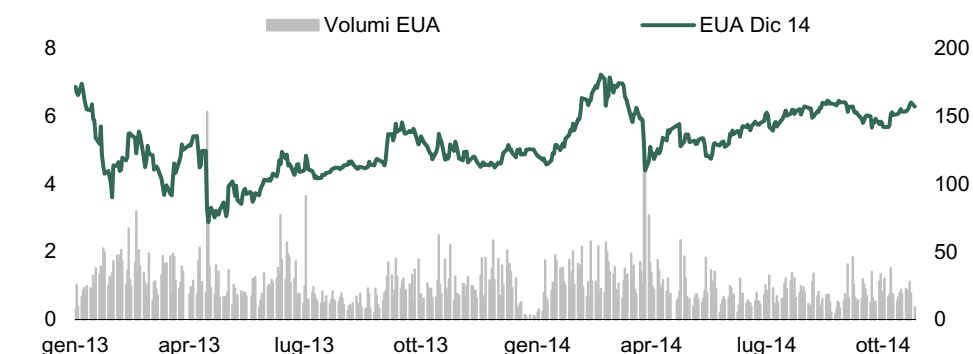
Il Consiglio Europeo ha trovato l'accordo...

Il Consiglio Europeo del 23 ottobre scorso ha raggiunto un accordo sul quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030. In termini di obiettivi, l'accordo prevede 2 obiettivi vincolanti (abbattimento delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990 e consumo di energia da fonti rinnovabili al 27%) e uno indicativo (risparmio rispetto allo scenario tendenziale di consumo di energia del 27%). Rispetto alle proposte della Commissione Europea (*Newsletter* 173 e 180) solo l'obiettivo di efficienza energetica risulta meno ambizioso (l'obiettivo proposto dalla Commissione era del 30%).

... ma non ha smosso il mercato della CO₂

Il voto del Consiglio tuttavia non sembra avere avuto un impatto rilevante sul mercato della CO₂, ad eccezione di un abbassamento delle quotazioni degli EUA¹ fino a 5.6 €/tCO₂ nelle settimane immediatamente precedenti e un innalzamento fino a 6.4 €/tCO₂ nei giorni immediatamente successivi al voto. Nel complesso nel corso delle ultime 6 settimane le quotazioni si sono collocate su una media di 6 €/tCO₂, leggermente al di sotto del valore medio (6.2 €/tCO₂) registrato in occasione dell'aggiornamento precedente. Anche in termini di volumi, la media dei titoli scambiati sulla piattaforma ECX (21 MtCO₂/giorno) è sostanzialmente allineata a quella del periodo precedente (18 MtCO₂/giorno) (**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

Approvato il calendario aste 2015

Sul mercato primario, le settimane precedenti al voto del Consiglio (quando i prezzi sul mercato secondario avevano avuto una flessione) hanno visto una maggiore partecipazione alle aste, che invece si è ridotta fino a raggiungere il minimo proprio durante la settimana del Consiglio Europeo (**Tabella 1**). Intanto a inizio mese le piattaforme ICE e EEX hanno pubblicato il calendario delle aste di permessi di emissione per il 2015. Nel corso del prossimo anno saranno messi all'asta 385.42 MtCO₂ di EUA sulla piattaforma comune, 74.958 MtCO₂ sulla piattaforma inglese, 143.89 MtCO₂ sulla piattaforma tedesca e 17.125 MtCO₂ sulla piattaforma polacca.

¹ Prodotti *forward* con consegna a dicembre 2014.

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 15/9 al 19/9	5.89	8.0	4.7	46.9
Settimana dal 22/9 al 26/9	5.79	10.5	5.7	60.7
Settimana dal 29/9 al 3/10	5.70	7.3	8.0	41.4
Settimana dal 6/10 al 10/10	5.80	10.5	5.3	60.9
Settimana dal 13/10 al 17/10	6.08	8.0	4.2	48.5
Settimana dal 20/10 al 24/10	6.18	10.5	3.9	64.9
Settimana dal 27/10 al 31/10**	6.30	3.7	4.9	23.6

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

** Sulla base dei dati disponibili fino al 28/10

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEX e ICE

Individuati i settori carbon leakage 2015-2019

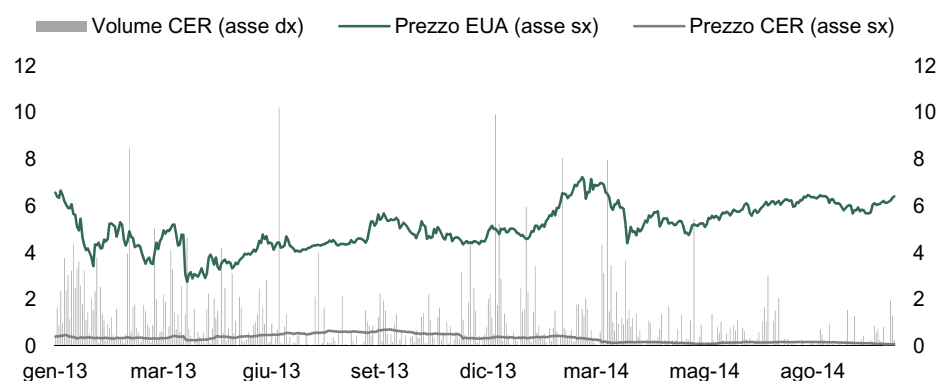
Per quanto riguarda le quote assegnate a titolo gratuito, la Commissione Europea ha approvato la lista per il periodo 2015-2019 dei settori e sotto-settori riconosciuti a rischio di delocalizzazione delle emissioni di gas serra a causa dei costi diretti e indiretti del meccanismo ETS europeo (settori *carbon leakage*). I settori *carbon leakage* hanno diritto a ricevere gratuitamente il 100% delle quote spettanti sulla base dei *benchmark* europei.

Mercato dei CER in picchiata

Sul fronte dei crediti internazionali continua la caduta delle quotazioni, con i CER che da 0.16 €/tCO₂ registrati nell'estate sono arrivati nell'ultima settimana a 0.07 €/tCO₂. In leggera ripresa gli scambi, che sono passati da una media di 0.25 MtCO₂/giorno dell'ultimo aggiornamento a una media di 0.39 MtCO₂/giorno su ECX (**Figura 2**).

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



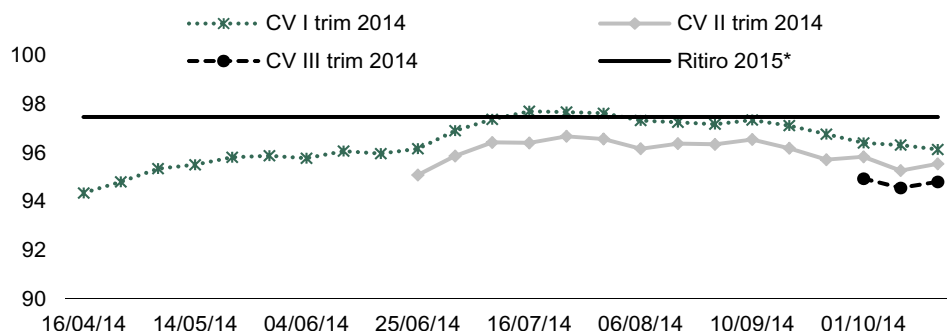
Fonte: ICE-ECX

Mercato CV: prezzi in calo

Nelle ultime cinque sessioni di borsa i prezzi dei Certificati Verdi (CV)² relativi a produzioni 2014 hanno riportato dei progressivi cali, che risultano coerenti con l'andamento al rialzo del prezzo elettrico registrato nelle ultime settimane. I CV relativi a produzioni del I trimestre 2014 sono infatti passati da un prezzo superiore ai 97 €/MWh di metà settembre a poco sopra i 96 €/MWh nella sessione del 15 ottobre, mentre i CV del II trimestre nello stesso periodo sono passati da poco più di 96 €/MWh a 95.6 €/MWh; inoltre da inizio ottobre sono iniziati gli scambi di CV del III trimestre 2014, con prezzi che si sono attestati tra 94.5 e 95 €/MWh. Sulla base delle ultime previsioni di PUN per il 2014, il prezzo di ritiro 2015 stimato da REF-E si attesta a 97.5 €/MWh circa (**Figura 3** e **Tabella 2**).

² In tutto il paragrafo sono escluse le contrattazioni relative a CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV-TLR).

Figura 3. Prezzi di borsa CV 2014 e prezzo di ritiro 2015
(€/MWh)



* Stima REF-E

Fonte: previsioni REF-E e elaborazioni REF-E su dati GME

Tabella 2. Prezzi dei CV sulla piattaforma di borsa
(€/MWh)

Data	Anno di rif. CV	Prezzo netto IVA	Numero CV scambiati
17/09/2014	I Trimestre 2013	89.29	2 250
17/09/2014	I Trimestre 2014	97.12	9 458
17/09/2014	II Trimestre 2013	88.96	148
17/09/2014	II Trimestre 2014	96.19	42 205
17/09/2014	III Trimestre 2013	89.05	133
17/09/2014	IV Trimestre 2013	89.28	20 745
24/09/2014	2012	88.00	589
24/09/2014	I Trimestre 2013	89.31	850
24/09/2014	I Trimestre 2014	96.77	54 215
24/09/2014	II Trimestre 2013	89.34	1 568
24/09/2014	II Trimestre 2014	95.72	74 361
24/09/2014	III Trimestre 2013	89.28	11
24/09/2014	IV Trimestre 2013	89.30	24 295
01/10/2014	2012	88.67	731
01/10/2014	I Trimestre 2013	89.30	1 000
01/10/2014	I Trimestre 2014	96.41	5 779
01/10/2014	II Trimestre 2014	95.84	31 926
01/10/2014	III Trimestre 2013	89.40	532
01/10/2014	III Trimestre 2014	94.94	33
01/10/2014	IV Trimestre 2013	89.32	10 365
08/10/2014	2012	89.09	4 304
08/10/2014	I Trimestre 2013	89.30	487
08/10/2014	I Trimestre 2014	96.32	7 623
08/10/2014	II Trimestre 2013	89.30	420
08/10/2014	II Trimestre 2014	95.27	31 604
08/10/2014	III Trimestre 2013	89.38	616
08/10/2014	III Trimestre 2014	94.56	63 897
08/10/2014	IV Trimestre 2013	89.41	4 766
15/10/2014	2012	89.17	4 694
15/10/2014	I Trimestre 2014	96.14	12 083
15/10/2014	II Trimestre 2014	95.55	33 966
15/10/2014	III Trimestre 2013	89.20	1
15/10/2014	III Trimestre 2014	94.81	83 882
15/10/2014	IV Trimestre 2013	89.42	13 056

Fonte: GME

In termini di volumi, si registra un calo rispetto alle sessioni precedenti: in tutto in borsa sono stati scambiati titoli per 0.54 TWh, di cui l'83% ha riguardato CV del 2014. In particolare risultano in contrazioni proprio i volumi relativi ai CV 2014, che nelle ultime cinque sessioni sono stati pari a 0.45 TWh contro i 0.73 TWh delle cinque sessioni precedenti.

Sul mercato bilaterale a settembre il prezzo medio ponderato di scambio di tutti i CV del 2014 è risultato pari a 86.9 €/MWh, contro la media di 89.8 €/MWh registrata agosto. Tra titoli di diversi trimestri di riferimento si sono registrati prezzi molto differenti, con i CV del

I trimestre 2014 mediamente scambiati a 73.9 €/MWh, un valore in deciso calo rispetto ad agosto, mentre per i CV del II trimestre il prezzo medio di scambio è stato pari a 93.5 €/MWh, in aumento rispetto ad agosto. Inoltre sono iniziate le contrattazioni di CV del III trimestre 2014, e gli scambi sono mediamente avvenuti a 92.7 €/MWh.

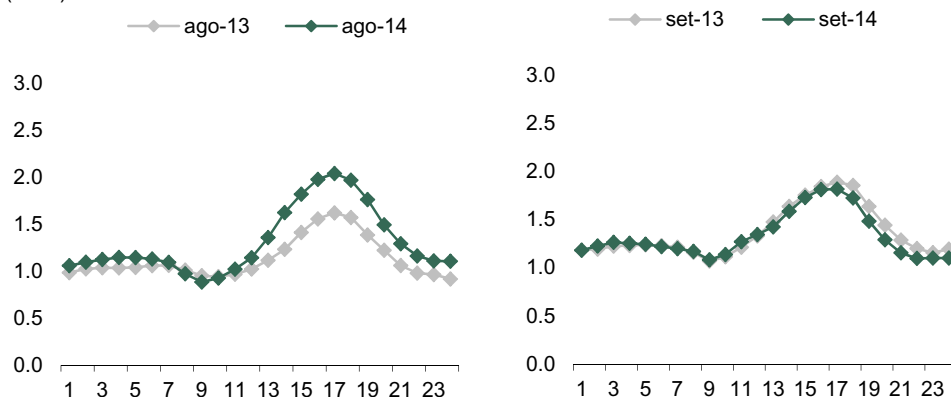
In netto aumento risultano invece i volumi OTC, che dopo il fisiologico calo di agosto (1.2 TWh in totale), sono più che raddoppiati nel mese di settembre, arrivando a 2.5 TWh, di cui l'80% relativo a CV del 2014.

L'andamento della produzione di elettricità rinnovabile in agosto e settembre

Nei mesi di agosto e settembre 2014 le generazioni eolica, fotovoltaica e idroelettrica hanno sostanzialmente mantenuto i profili medi giornalieri registrati negli stessi mesi del 2013, mentre anche, così come nei precedenti mesi di quest'anno, la producibilità idroelettrica è decisamente superiore rispetto al 2013.

Per l'eolico ad agosto la producibilità del parco era risultata più elevata nel 2014 rispetto al 2013, mentre a settembre la situazione si è capovolta, in quanto nella maggior parte delle ore della giornata media del mese in questione, il 2013 ha riportato un livello di produzione più elevato rispetto al 2014. Inoltre, se ad agosto il profilo aveva registrato delle differenze tra il 2013 e il 2014, con il 2014 più variabile all'interno della giornata media, a settembre invece i due profili sono risultati sostanzialmente allineati (**Figura 4**).

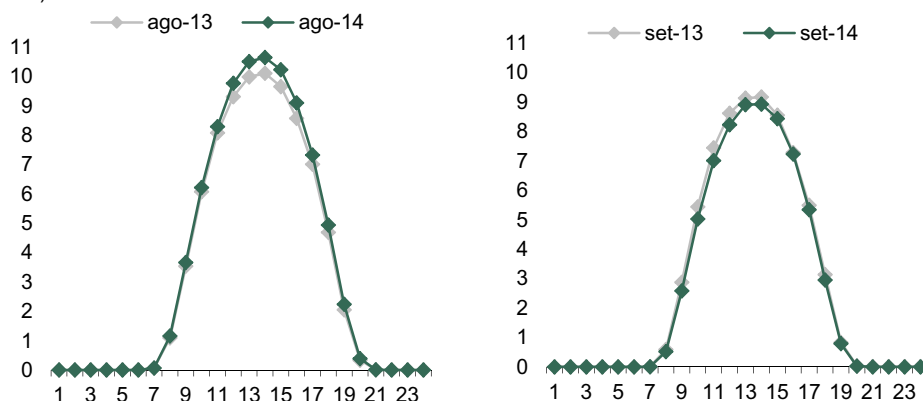
Figura 4. Eolico on-shore: profilo di produzione medio orario, agosto - settembre
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Nei mesi di agosto e settembre 2014 le campagne fotovoltaiche non hanno riportato variazioni di particolare rilievo rispetto a quelle degli stessi mesi del 2013: ad agosto il picco della campana è risultato lievemente più elevato per il 2014, mentre a settembre sembra essere avvenuto il contrario, anche se nel complesso, sulla base dei dati mensili di Terna, la produzione fotovoltaica di settembre 2014 dovrebbe essere stata poco più elevata di quella 2013 (**Figura 5**).

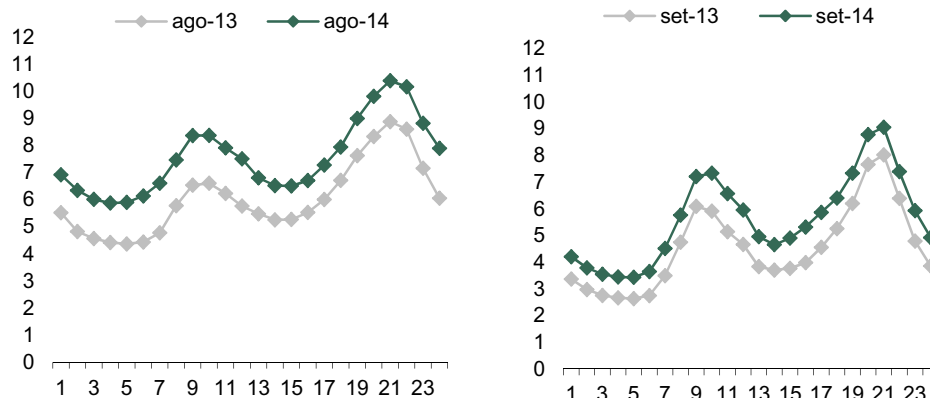
Figura 5. FV: profilo di produzione medio orario, agosto - settembre
(GWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

La produzione idroelettrica di agosto e settembre 2014 si è attestata su valori superiori a quelli di agosto e settembre 2013 in tutte le ore delle rispettive giornate medie mensili. Il maggior livello di produzione 2014 è stato particolarmente rilevante per il mese di agosto, con differenze superiori a 1 GW in tutte le ore (mediamente la differenza è risultata pari a oltre 1.5 GW), mentre a settembre la differenza minima è stata di quasi 0.8 GW, e quella media di oltre 1 GW. Anche agosto e settembre 2014 hanno quindi mantenuto dei livelli di idraulicità decisamente elevati legati a condizioni climatico/metereologiche favorevoli. La forma media giornaliera è rimasta invece quasi inalterata tra il 2013 e il 2014 (**Figura 6**).

Figura 6. Idroelettrico: profilo di produzione medio orario, agosto - settembre
(GWh)

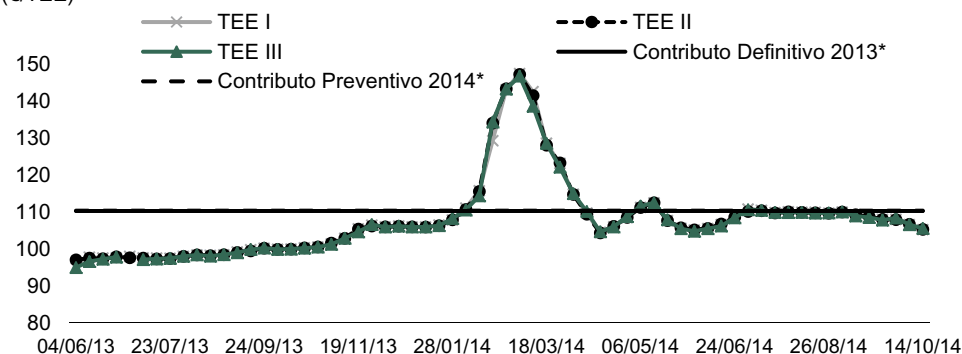


Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

Mercato TEE: prezzi in discesa

I prezzi di tutte le tipologie di TEE scambiati nelle ultime sessioni di borsa hanno registrato contrazioni, arrivando a metà ottobre a una media ponderata di 105.3 €/TEE, allontanandosi quindi dal valore del contributo tariffario preventivo fissato dall'Autorità³ per l'anno d'obbligo 2014⁴, pari a 110.39 €/TEE (**Figura 7**)⁵.

Figura 7. Prezzi di borsa TEE tipologia I, II e III e contributo tariffario*
(€/TEE)



* AEEGSI (prezzi dell'inizio dall'anno d'obbligo 2013)

Fonte: AEEGSI e elaborazioni REF-E su dati GME

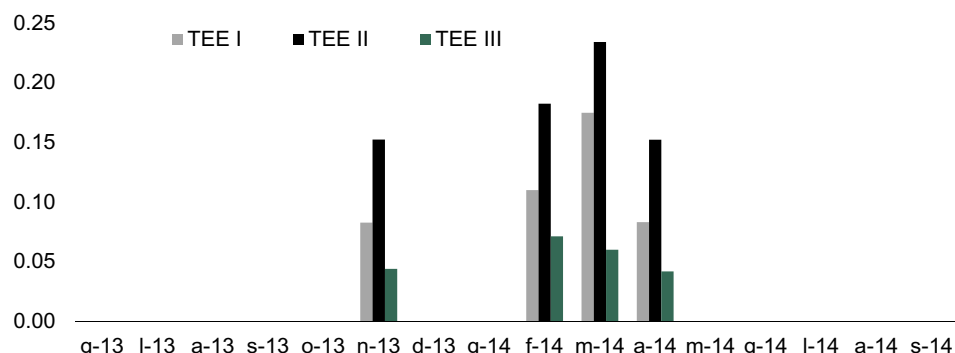
Come prevedibile, i volumi complessivi del mese di settembre sono risultati in deciso aumento su agosto, e nel complesso sono transitati 0.29 milioni di titoli, contro i 0.09 milioni di agosto, quando sono state condotte solo due sessioni rispetto alle cinque di settembre (**Figura 8**).

³ Determina 30 giugno 2014, DMEG/EFR/9/2014.

⁴ 1 giugno 2014 - 31 maggio 2015.

⁵ Per chiarezza grafica e semplificazione, nelle figure sono riportati solo gli andamenti dei prezzi e dei volumi dei TEE di tipologia I, II e III, che costituiscono la maggior parte dei titoli scambiati; tuttavia per completezza si evidenzia, che a partire da febbraio 2013 sono presenti anche scambi di titoli II-CAR, e da settembre 2013 sono scambiati, per quantità marginali, anche titoli di tipologia V. I prezzi dei titoli II-CAR e V sono del tutto in linea con i prezzi dei titoli I, II, III, e concorrono anch'essi alla definizione del contributo tariffario.

Figura 8. Volumi mensili in borsa TEE tipologia I, II e III
(Milioni di TEE)

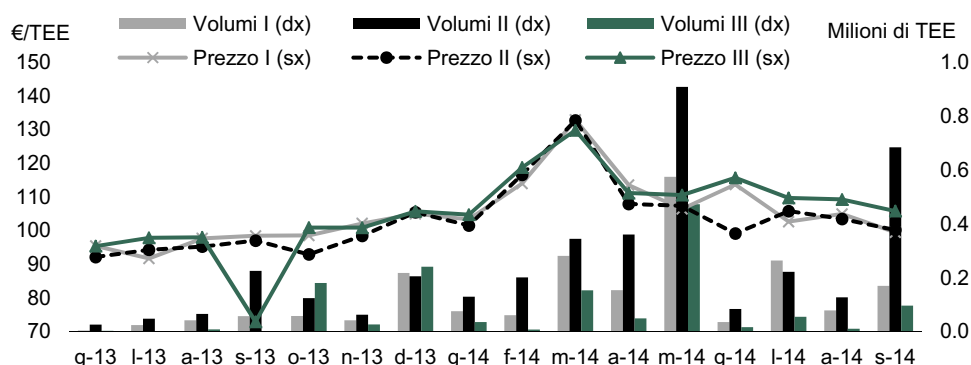


Volumi mensili dell'inizio dall'anno d'obbligo 2013

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sulla piattaforma OTC a settembre il prezzo medio ponderato degli scambi di tutti i titoli ha segnato un calo rispetto ai prezzi medi degli ultimi mesi, arrivando sotto i 101 €/TEE, mentre nei due mesi precedenti si era attestato sopra a 104 €/TEE. Nel corso del mese i TEE I sono stati mediamente scambiati a 99.4 €/TEE (contro una media di quasi 105 €/TEE di agosto), i TEE II a 100.1 €/TEE (103.4 €/TEE ad agosto) e i TEE III a 105.8 €/TEE (109.2 €/TEE ad agosto). Come in borsa, anche sul mercato bilaterale i volumi sono in ripresa dopo il calo di agosto: nel complesso a settembre sono stati scambiati 0.95 milioni di titoli, mentre nel mese precedente gli scambi hanno riguardato 0.21 milioni di titoli (Figura 9).

Figura 9. Prezzi e volumi mensili OTC TEE tipologia I, II e III



Prezzi e volumi mensili dell'inizio dall'anno d'obbligo 2013

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sulla base dei dati pubblicati dal GSE il 15 ottobre, tra febbraio 2013⁶ e settembre 2014 il gestore ha complessivamente rilasciato oltre 11.1 milioni di titoli, di cui: oltre 2.9 milioni di TEE I (attestanti risparmi di energia elettrica), 5.9 milioni di TEE II (attestanti risparmi di gas naturale), quasi 2.3 milioni di TEE III (attestanti risparmi diversi dall'energia elettrica e il gas naturale)⁷. Rispetto all'aggiornamento di fine agosto, nel corso del mese di settembre il GSE ha quindi rilasciato oltre quasi 0.74 milioni di titoli aggiuntivi.

Di questi 11.1 milioni di TEE complessivi, oltre 9.1 milioni (contro i 8.5 di fine agosto) sono relativi a progetti valutati a consuntivo, tipicamente complessi, di grandi dimensioni e di natura industriale e per i quali non sono disponibili schede tecniche di valutazione standardizzata o analitica. Infatti, più di 8.8 milioni di titoli emessi nel periodo considerato riguardano categorie di intervento di tipo industriale.

⁶ Cioè da quando è avvenuto il passaggio di consegne previsto dal DM 28 dicembre 2012 dall'AEEGSI al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo TEE.

⁷ I titoli di tipo V attestano invece risparmi nel settore dei trasporti diversi da quelli di cui al Decreto Legislativo 28/2011, mentre i TEE IV attestano i risparmi nel settore trasporti di cui al di cui al Dlgs 28/2011, e infine i titoli II-CAR sono relativi alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), incentivata sulla base delle prescrizioni del DM 5 settembre 2011. Queste tre tipologie di titoli sono stati finora emessi in quantità marginali.

GAS NATURALE

Bilanciamento “europeo”: si parte da 2015?

Il mercato di bilanciamento, dopo la sua recente apertura è divenuto uno dei punti di riferimento più importanti per il mercato del gas italiano. Mentre il suo disegno è in continua evoluzione, è stato da tempo avviato un processo di profonda revisione che dovrebbe avvicinarlo a quello previsto dal codice di rete europeo. Questo processo sembrerebbe adesso subire una notevole accelerazione: data la pubblicazione da parte di Snam di uno schema di organizzazione di questo mercato il sistema sarebbe pronto ad adeguarsi ai dettami europei nei tempi previsti, ossia entro ottobre 2015. I problemi da superare sono però molti, e l'impatto sull'operatività di shipper e trader sarà rilevante, tanto da gettare qualche dubbio sulla fattibilità effettiva delle tempistiche previste.

*Proposta per
l'implementazione NC BAL:
lunga attesa e tempistica
ottimistica*

La proposta di Snam Rete Gas (SRG) sull'implementazione di un mercato di bilanciamento gas coerente con la normativa europea¹ è stata resa nota di recente (delibera 485/2014/R/gas) attraverso un procedimento decisionale abbastanza originale. Questo argomento non è stato inserito tra quelli sottoposti a procedimento AIR (valutazione di impatto della regolazione), quindi non sono ritenuti necessari documenti di consultazione approfonditi. L'Autorità si è quindi limitata sinora a consultare gli operatori su singoli aspetti, mentre sul disegno complessivo del mercato ha dato solo la possibilità di commentare la proposta di Snam Rete Gas, ma senza attuare una ricognizione delle opzioni possibili e, soprattutto, una completa analisi dell'impatto sugli operatori delle diverse scelte.

Il procedimento nel complesso è piuttosto in ritardo rispetto alle tempistiche programmate: la proposta era già attesa dal 2012 (538/2012/R/gas), mentre l'Autorità aveva previsto per aprile 2014 la “migrazione di PB-GAS su M-GAS”, ossia che la sessione G-1 e la sessione G+1 fossero integrate in M-GAS passando ad avere il GME come controparte centrale (446/2013/R/gas).

Nonostante i ritardi cumulati, secondo SRG il sistema potrà essere pronto per implementare il nuovo disegno di mercato di bilanciamento, coerente con NC BAL, in tempi relativamente brevi, ossia dal prossimo ottobre.

Le differenze tra NC BAL e il sistema attuale sono molte (*Newsletter 161 e 171-172*). In particolare, l'attuale modello italiano si differenzia da quello europeo perché la maggior parte delle negoziazioni avviene ex-post invece che ex-ante, e perché, per il bilanciamento della rete, il disegno europeo prevede di ricorrere in prima istanza a prodotti *title* (contratti che prevedono il trasferimento della proprietà di gas non localizzato in un punto specifico ma genericamente presente all'interno della rete), e solo successivamente ad altri tipi di prodotto, inclusi quelli *locational*.

I passi più importanti da compiere sono dunque:

- la migrazione totale del mercato di bilanciamento al giorno G-1, ma con estensione della possibilità di negoziare fino al giorno G e di concludere scambi non solo tra utente e TSO ma anche tra utenti senza coinvolgimento del TSO
- la fusione della piattaforma attuale con il mercato del giorno prima, in modo che sia possibile per gli operatori svolgere anche transazioni regolate con il GME
- un avvicinamento del *gate closure*, ossia della possibilità di rinomina, al tempo reale, in modo che gli operatori possano in prima istanza bilanciarsi tra di loro, ricorrendo a interventi del gestore della rete solo in via residuale
- la sostituzione della modalità di *matching* dall'asta alla negoziazione continua
- il superamento della segmentazione del mercato per tipo di risorsa (impropriamente chiamata *locational* dall'Autorità, perché riferita in effetti a zone virtuali) a favore di scambi al PSV non differenziati (c.d. prodotti *title*).

Secondo il piano di SRG l'introduzione dei 3 cicli di rinomina infra-giornalieri potrebbe essere introdotta già da dicembre 2014, quindi ben prima che le negoziazioni per il bilanciamento si spingano anche nel corso del giorno stesso (ottobre 2015).

¹ Ci si riferisce al codice di rete europeo sul Bilanciamento (NC BAL): Regolamento (UE) N.312/2014 della Commissione Europea del 26 marzo 2014 che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto.

Modifiche a G-1 in caso di rinomina nel giorno gas

Fondamentale per capire la distanza del modello attuale, e i passi da compiere nel prossimo anno, è la ricostruzione del disegno attuale della piattaforma su G-1, verso cui dovrebbe convergere l'intero bilanciamento. Pur essendo relativamente giovane, questa piattaforma ha già una storia piuttosto travagliata e le modalità del suo funzionamento sono piuttosto complesse.

La sessione G-1 è a oggi attivata solamente in caso di emergenza. La possibilità di attivare G-1 avviene a valle dell'intero ciclo di nomina. Nel dettaglio, ogni giorno SRG deve determinare l'utilizzo previsto dello stoccaggio, verificando se questo sia o meno in linea con la sicurezza, anche prospettica, del sistema.

L'introduzione della rinomina del giorno gas implicherebbe che il TSO debba quantificare l'utilizzo previsto di stoccaggio del sistema nel giorno G senza avere la certezza di quali siano le nomine consuntive, proprio perché queste ultime potrebbero essere modificate nel giorno gas.

Nonostante siano necessari ulteriori approfondimenti, la conciliazione tra sessione G-1 e introduzione della rinomina infra-giornaliera verrà in prima istanza risolta chiedendo a SRG di contabilizzare anche la sua previsione di possibili quantitativi oggetto di rinomina, anche se non è del tutto escluso che, in alternativa, si possa posticipare la sessione G-1 dopo il termine della rinomina e quindi nel *within day* (giorno G).

Nel caso in cui la posticipazione della sessione G-1 non vada a buon fine, la necessità per SRG di prevedere l'entità delle nomine aumenterà la discrezionalità dell'intervento del gestore di trasporto, e quindi l'incertezza nell'attivazione di G-1 e anche la probabilità di attivare la sessione di emergenza senza reale motivo, che è uno dei motivi di maggior disappunto degli operatori. Se per un aspetto ci si avvicina al disegno europeo, per altri ci si allontana, perché gli operatori possono sì rinominare (avendo uno strumento in più per bilanciarsi) ma continueranno a non avere a disposizione il mercato su cui reperire risorse, e, anche qualora fosse attivato il G-1, questo sarebbe ancora più incerto per via della maggiore discrezionalità da parte di SRG. Questa situazione è anche aggravata dal fatto che, diversamente da quanto prospettato inizialmente, da questo ottobre l'intervento di SRG in G-1 potrà avvenire in vendita o in acquisto sulla base di criteri pubblicati dallo stesso TSO sul proprio sito internet.

Risorse di flessibilità a cui si può ricorrere in G-1

Le risorse di flessibilità oggi disponibili nelle sessioni di emergenza sono risorse ulteriori rispetto a quelle presenti nella sessione G+1 (stoccaggio conferito agli utenti presso i siti Stogit).

In particolare a oggi sono disponibili queste risorse, raggruppate per segmento di mercato *locational*, o zona virtuale:

- Variazione delle importazioni per punti di entrata: gli importatori offrono di aumentare o diminuire le importazioni rispetto all'ultima nomina
- variazione delle immissioni in rete dai terminali di rigassificazione: gli utenti dei terminali offrono variazioni in aumento o diminuzione della quantità programmata di riconsegna in rete
- capacità di stoccaggio presso *hub* di Edison Stoccaggio: gli operatori con capacità di stoccaggio presso i siti di Edison Stoccaggio possono offrirne la disponibilità per il bilanciamento, essendo questa risorsa esclusa dalla sessione G+1
- capacità per bilanciamento operativo: SRG possiede una parte della capacità di stoccaggio che utilizza per il bilanciamento fisico orario della rete; SRG ogni giorno deve pubblicare la parte di questa capacità che pensa di non utilizzare per il giorno successivo, questa capacità può essere utilizzata per accettare offerte da utenti dello stoccaggio Stogit (in immissione o erogazione) che vogliono offrire risorse ulteriori (a quelle che possono offrire su G+1) su G-1
- capacità aggiuntiva Stogit con reintegro: Stogit deve calcolare ogni giorno la capacità (solo in erogazione) non utilizzata che può essere messa a disposizione senza pregiudizio per la sicurezza del sistema a patto che il gas utilizzato venga reintegrato in breve tempo. In questo caso SRG come risorsa di flessibilità utilizza una capacità di Stogit, quello che chiede agli operatori (valorizzandone il costo nel prezzo di bilanciamento) è la disponibilità a riconsegnare (vendere a SRG) al PSV il gas utilizzato nei giorni G+1 e G+2
- capacità *line-pack* con reintegro: anche il *line-pack*, o svaso di rete, è una risorsa a disposizione di SRG normalmente utilizzata per il bilanciamento operativo della rete.

In questo caso SRG può decidere di utilizzare questa sua risorsa per il bilanciamento in G-1: agli operatori chiede di reintegrare in immissione o prelievo (ossia vendere o acquistare) il gas utilizzato con consegna al PSV nel giorno G+1, valorizzandone il costo sul mercato di bilanciamento.

Secondo l'NC BAL i prodotti *locational* dovrebbero essere utilizzati solamente in maniera residuale successivamente a quelli *title*, ossia ai prodotti che prevedono la consegna al PSV. Secondo SRG la maggior parte delle criticità oggi risolte dalla sessione G-1 dovrebbero essere in futuro risolte adeguatamente attraverso la possibilità di rinomina infragiornaliera. Nonostante questo, non sembra previsto l'abbandono dei prodotti *locational*, anzi da quanto (poco) scritto da SRG sembrerebbe ipotizzarsi un possibile passaggio a prodotti non per zona virtuale (quali quelle oggi disegnate) ma a zone fisiche, segnalate da SRG stessa.

Tuttavia ben difficilmente gli operatori saranno in grado di rinominare e auto-bilanciarsi se le risorse di flessibilità oggi messe a disposizione del sistema sulla sessione G-1 da trasportatori e stoccatrici non verranno ugualmente messe a disposizione degli operatori. La sede più adeguata sarebbe non quella di mercato gas come avviene oggi ma quella dei mercati delle capacità giornaliere, oggi non implementati e di cui non si fa menzione nella proposta.

I prezzi di bilanciamento

I prezzi di remunerazione delle negoziazioni chiuse sul mercato di bilanciamento (prezzi di bilanciamento) sono quelli marginali (prima offerta non accettata), e per la sessione G-1 possono essere differenziati per i diversi segmenti *locational* come risultanti dalle offerte dei partecipanti. Tuttavia per le risorse di flessibilità aggiuntive messe a disposizione si è dovuto ricorrere a complessi meccanismi di correzione delle offerte presentate dagli operatori. Queste offerte infatti valorizzano solamente il gas che viene riconsegnato ma non la flessibilità concessa per l'utilizzo delle capacità messe a disposizione da SRG e Stogit. Le offerte degli operatori vengono quindi integrate dal sistema in modo da incorporare anche il valore della flessibilità, ancorché in modo "amministrato". L'Autorità ha chiesto a SRG di definire una funzione di costo che consentisse un'integrazione proporzionale al livello di rischio connesso all'utilizzo degli strumenti. Nella pratica questa disposizione è stata tradotta sommando al prezzo di offerta:

- per l'utilizzo delle risorse dedicate al bilanciamento operativo un valore pari a 0.14 €/GJ (0.53 €cent/mc)
- per l'utilizzo del *line-pack* e delle prestazioni aggiuntive di stoccaggio soggette a reintegro, un valore costante pari a 0.33 €/GJ (1.26 €cent/mc).

Le offerte di acquisto di SRG sono invece presentate con un *bid* definito giornalmente, pari all'ultima quotazione disponibile dell'indice TTF *day ahead* (pubblicata da ICE-Endex) aumentata di 4 €/GJ, che pertanto rappresenta il valore massimo del prezzo di bilanciamento per la sessione G-1. Le offerte di vendita di SRG sono invece presentate con un *bid* nullo.

Nel nuovo mercato le offerte presentate dall'operatore del trasporto dovrebbero essere in tutto e per tutto uguali a quelle degli operatori, anonime e prive, in prima istanza, di vincoli, data anche la modalità di *matching* tramite negoziazione continua. Non dovrebbe quindi esistere un prezzo unico di bilanciamento (marginale) ma un insieme di prezzi a cui si sono chiuse le singole negoziazioni.

La valorizzazione delle capacità aggiuntive, oggi implicitamente gestite nelle sessioni "speciali" del G-1, dovrebbe in teoria essere lasciata ai mercati della capacità, che dovrebbero prevedere opportuni prodotti giornaliere o di flessibilità, lasciando agli operatori la decisione di come valorizzarli nelle offerte di gas sul mercato di bilanciamento o al PSV. Di tale questione non si fa tuttavia cenno, anche se sarebbe importante per gli operatori capire se le flessibilità oggi messe a disposizione del sistema attraverso le sessioni aggiuntive del G-1 siano messe o meno a disposizione degli operatori e in che modo.

I prezzi di sbilanciamento

Il prezzo di sbilanciamento in ogni giorno G, in caso di attivazione della sessione di emergenza in G-1, è pari:

- se la rete è stata effettivamente corta: al maggiore tra i prezzi di bilanciamento delle due sessioni G+1 e G-1
- se la rete è stata effettivamente lunga: al minore tra i prezzi di bilanciamento delle due sessioni G+1 e G-1.

La modalità di definizione del prezzo di sbilanciamento nel nuovo mercato proposto da SRG non è descritta, facendo genericamente riferimento da un lato alle previsioni del NC BAL², dall'altro alla necessità di verificare insieme al GME l'effettiva modalità di implementazione della piattaforma di scambio.

L'incentivo per SRG

Viene rimandata, ma ribadendo la necessità di una sua attivazione entro questo inverno, l'attivazione di un meccanismo di incentivazione per SRG alla corretta programmazione della domanda. Questo, insieme alle azioni intraprese per migliorare la trasparenza delle operazioni svolte da SRG, rappresenta un punto fondamentale per il corretto funzionamento del mercato. Con l'implementazione del codice europeo, infatti, è previsto che il gestore di rete abbia la massima flessibilità e discrezionalità sul mercato del bilanciamento, operandovi al pari degli altri soggetti con offerte che si adeguano in tempo reale in base all'andamento del mercato.

Tale disegno però può funzionare solo in un contesto di effettiva liquidità del mercato a pronti, che da solo è in grado di rendere molte informazioni sull'andamento del sistema, e di ampia e imparziale diffusione delle informazioni del gestore, nonché di un suo ruolo effettivamente residuale. In assenza di tali presupposti il mercato del bilanciamento "europeo" diviene uno strumento che difficilmente può portare al risultato atteso, ossia dare agli operatori i mezzi per auto bilanciarsi al minor costo possibile per il sistema.

² Secondo il NC BAL l'onere di sbilancio giornaliero è pari al prezzo marginale di vendita nel caso in cui lo sbilancio dell'utente sia positivo (immissioni dell'utente superiori ai prelievi), e pari al prezzo marginale di acquisto nel caso in cui lo sbilancio dell'utente sia negativo (immissioni dell'utente inferiori ai prelievi). Il prezzo marginale di vendita/acquisto è il minore/maggiore tra: 1) il prezzo più basso/alto registrato tra gli scambi di prodotti *title* per consegna in G in cui il TSO sia coinvolto 2) il prezzo medio ponderato del gas con consegna in G al punto di scambio virtuale, così come pubblicato da una piattaforma precedentemente selezionata, al quale viene detratto/sommato da uno *small adjustment*.

Componente QVD: si torna al variabile

Dal prossimo gennaio i costi di morosità saranno coperti dalla quota variabile, anche se la componente fissa non scompare del tutto: nonostante una riduzione dell'unpaid ratio quasi tutti i consumatori pagheranno di più, in linea con le richieste degli operatori.

La revisione della QVD nel 2013

La QVD fa parte delle componenti che concorrono a definire il prezzo finale del gas per i clienti tutelati. In particolare, tale componente si riferisce alla commercializzazione al dettaglio e il suo livello riflette i costi che un venditore efficiente deve sostenere per servire i clienti che non scelgono condizioni di libero mercato: i costi per la gestione dei clienti e i costi connessi agli oneri della morosità.

La QVD è stata rivista a fine 2013 (delibera 196/2013/R/gas) prevedendo un'articolazione in due parti: una quota fissa (euro/punto di riconsegna/anno), di maggiore peso, e una quota variabile (centesimi di euro/Smc) di entità minore. Nella quota fissa rientra la copertura dei costi relativi alla morosità, parametrata sull'*unpaid ratio*, il tasso di pagamenti arretrati dopo un periodo di 24 mesi. La copertura dei costi di gestione comprende invece i costi operativi (incluse le spese di *marketing* e pubblicità) e un'equa remunerazione sul capitale investito netto.

I valori in vigore dal 1 ottobre 2013 sono stati così stabiliti: il livello della QVD (in realtà solo la quota fissa) risulta differenziato per le due tipologie di clienti finali in tutela, ma la componente assume un unico valore a livello nazionale e indifferenziato per venditore. E' prevista una revisione biennale, ad eccezione della parte a copertura dei costi connessi alla morosità che ha revisione annuale.

La revisione della QVD nel 2013

Con l'ultimo aggiornamento (delibera 462/2014/R/gas) i criteri di determinazione della QVD sono stati parzialmente modificati ed entreranno in vigore dal 1 gennaio 2015.

Nell'ambito del procedimento preliminare all'aggiornamento, gli operatori hanno riportato all'Autorità un generale peggioramento della morosità dei clienti domestici e una notevole differenziazione del fenomeno a livello territoriale. Tuttavia, tali considerazioni non sono state pienamente accolte dall'Autorità, che non è venuta incontro alla richiesta di prevedere una differenziazione zonale o per più categorie di utenti.

Shift dei costi di morosità

Due le modifiche apportate alla QVD. La prima riguarda la struttura della componente: i costi relativi alla morosità dei clienti finali, non saranno più coperti dalla quota fissa della QVD, ma da quella variabile. Tale modifica secondo l'Autorità eviterebbe potenziali effetti distorsivi rendendo la componente maggiormente relativa agli affettivi costi. Tuttavia la componente fissa non è stata annullata.

Nuovi criteri per unpaid ratio

Inoltre le modalità di calcolo dell'*unpaid ratio* sono state riviste, e conseguentemente anche il livello:

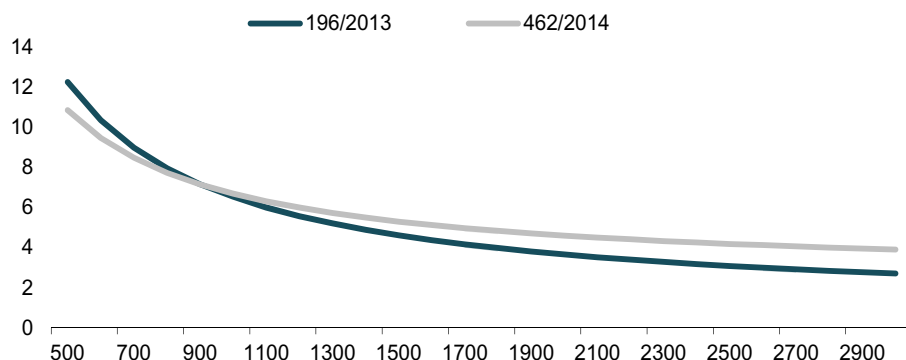
- per la sua determinazione si tiene conto delle informazioni di tutti i clienti finali che hanno diritto al servizio di tutela, a prescindere che ne facciano uso o meno
- il campione di riferimento esclude gli operatori che presentano livelli di morosità particolarmente bassi, mentre a quelli con livelli molto elevati saranno attribuiti valori in linea con quelli rilevati per operatori simili.

In seguito a tali modifiche, il livello di *unpaid ratio* è stato fissato all'1.89% del fatturato, più basso quindi del 1.94% considerato per lo scorso aggiornamento, anche se non è possibile fare un confronto diretto tra i due livelli poiché tra le due rilevazioni è stato ristretto il confine della tutela.

Quasi tutti i consumatori
pagheranno di più

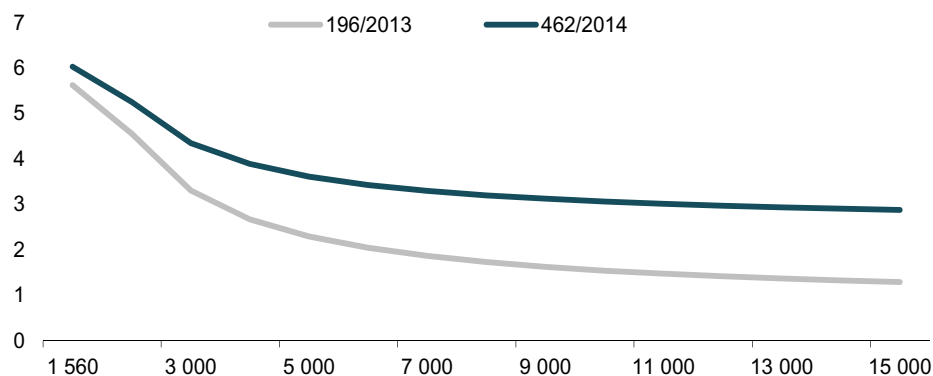
In conseguenza allo *shift* di costi la quota fissa sarà diminuita da gennaio 2015 del 27% per le due categorie di consumatori finali in tutela, mentre la quota variabile aumenterà di 1.7 €/cent/mc. Rimane comunque poco chiara l'esatta divisione dei costi tra le due quote, anche perché lo *shift* non sembra solo redistributivo. La riduzione della parte fissa beneficia normalmente i clienti con consumi minori, ma a valle del riproporzionamento, e nonostante la riduzione dell'*unpaid ratio* quasi tutti i consumatori vedranno un aumento dei costi: per i clienti domestici, il nuovo livello della QVD sarà più basso di quello in vigore solo per consumi fino a 900 mc/anno (**Figura 1**), mentre i condomini con uso domestico pagheranno una QVD più alta per tutti i consumi (**Figura 2**).

Figura 1. Confronto componente QVD relativa a un cliente domestico
(€/cent/mc asse y; mc asse x)



Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEG

Figura 2. Confronto componente QVD relativa a un condominio con uso domestico
(€/cent/mc asse y; mc asse x)



Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEG

Tale conformazione della QVD deve essere comunque considerata provvisoria. Dato che non c'è stato tempo per la consultazione per poter pubblicare il valore nei tempi promessi e con un adeguato anticipo rispetto alla sua entrata in vigore, l'Autorità è disposta ad accogliere osservazioni e potrà apportare modifiche nel corso dei prossimi mesi.

Analisi statistica e novità dal mercato

L'anno termico 2013 si chiude con la domanda in diminuzione. L'import si riduce, ma i flussi in entrata dalla Russia sono in ripresa dopo i picchi negativi di settembre. Salgono i prezzi di mercato. Il livello di stoccaggio a ottobre 2014 è il più alto degli ultimi anni.

Continua l'andamento negativo

L'anno termico 2013 si chiude con la domanda in discesa (-8.8%), allo stesso modo l'ultimo trimestre dell'anno solare è iniziato con un *trend* negativo (-11.7%). A guidare la discesa oltre alla perdurante crisi del settore termoelettrico, ci sono i prelievi delle reti di distribuzione, influenzati da temperature invernali particolarmente miti, mentre rimane costante il settore dell'industria *gas intensive*, che sembra essersi assestata. I *trend* che hanno caratterizzato l'ultimo anno termico sono confermati anche a settembre e inizio ottobre.

Riassetamento del mix delle importazioni

Il calo delle importazioni su base tendenziale si conferma per il mese di settembre (-7%) e prosegue in peggioramento nei primi 26 giorni di ottobre (-18%).

I dati di Snam Rete Gas per settembre mostrano che i livelli percentuali di *import* dalla Russia sono stati i più bassi dell'anno solare, con una media mensile sotto il 30% dei prelievi. Tuttavia a ottobre le percentuali di importazione da Tarvisio sembrano riassetarsi sui livelli osservati prima della stagione estiva (la media mensile è circa 37% fino al 26 ottobre).

Nuove dinamiche di prezzo

I prezzi *spot* in Europa salgono: il valore medio per la prima metà di ottobre è 21.83 €/MWh, che corrisponde a un aumento di circa 21% rispetto al mese precedente. La ripresa è iniziata ad agosto, dopo i bassi livelli che hanno caratterizzato il periodo estivo. Il prezzo più basso si riscontra al TTF (21.01 €/MWh).

Sul mercato *forward* tuttavia si osserva un andamento inverso, con una decisa svalutazione delle quotazioni al TTF e PSV rispetto al mese scorso, in particolare per il gas con consegna nei mesi invernali. I risultati degli *stress test* condotti per verificare l'effettiva dipendenza dal gas russo hanno probabilmente ridotto i timori di scarsità di gas per l'inverno, anche se i primi freddi e l'inizio dello svasso dai siti di stoccaggio sostengono i prezzi *spot*.

Per il gas con consegna a novembre 2014, lo *spread* tra PSV e TTF quotato questo mese è più ampio (3.28 €/MWh) di quello quotato il mese scorso (3.06 €/MWh), ma rimane più basso in valore assoluto rispetto allo *spread* sul mercato *spot* (5.08 €/MWh al 26 ottobre).

Passando all'analisi delle formule di riferimento per il mercato tutelato, il prezzo dei contratti di approvvigionamento a lungo termine rispetto a quelli di mercato si riduce, in aspettativa, nei prossimi mesi. Questo avvicinamento è spiegato dal prezzo del petrolio in continua discesa e dai prezzi *forward* che rimangono elevati nonostante la revisione in ribasso.

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Set 2014	Set 2013	Var. %	Ott 2014	Ott 2013	Var. %
Industriale	37	37	0.3%	35	37	-6.6%
Termoelettrico	54	64	-16.1%	51	60	-14.9%
Distribuzione	42	35	22.0%	47	54	-12.5%
Altro	4	4	10.8%	5	6	-3.2%
Totale prelevato	137	139	-1.6%	138	157	-11.7%
Temperature	21.0	21.3	-	19.6	17.4	-

Ultimo dato 26 ottobre 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 2013	AT 2012	Var. %
Industriale	11	11	0.2%	13	13	1.2%
Termoelettrico	14	17	-15.1%	18	21	-11.1%
Distribuzione	21	25	-15.0%	30	34	-11.5%
Altro	1	1	-6.6%	2	2	-4.5%
Totale prelevato	46	52	-11.8%	64	70	-8.8%

Valori cumulati fino al 26 ottobre 2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale
(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Set 2014	Set 2013	Var. %	Ott 2014	Ott 2013	Var. %
Importazioni	142	152	-7%	131	164	-18%
Prod. Nazionale	19	20	-6%	19	21	-11%
Stoccaggi	-24	-33	-28%	-11	-28	-62%
Capacità max	353	338	4%	348	338	4%
Load Factor	40%	45%		38%	48%	

Ultimo dato 26 ottobre

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

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

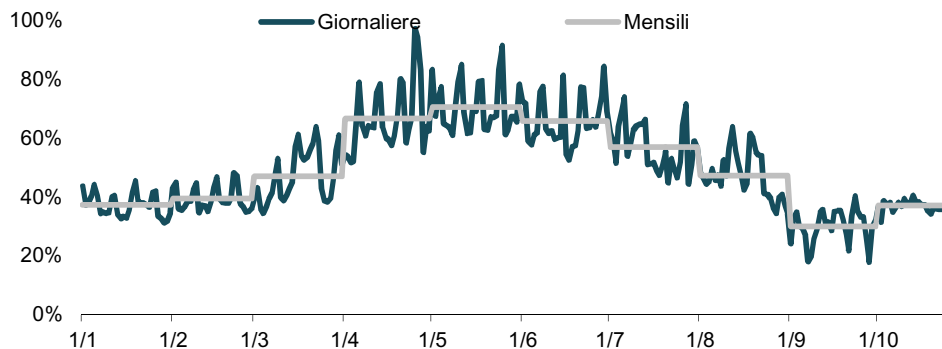
	AS 2014	AS 2013	Var. %	AT 2013	AT 2012	Var. %
Importazioni	45.4	49.0	-7.4%	58.8	61.0	-3.7%
Prod. Nazionale	5.7	6.1	-6.9%	7.1	7.6	-7.1%

Valori cumulati fino al 26 ottobre

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni dal Tarvisio in % dei prelievi totali nel 2014
(%)

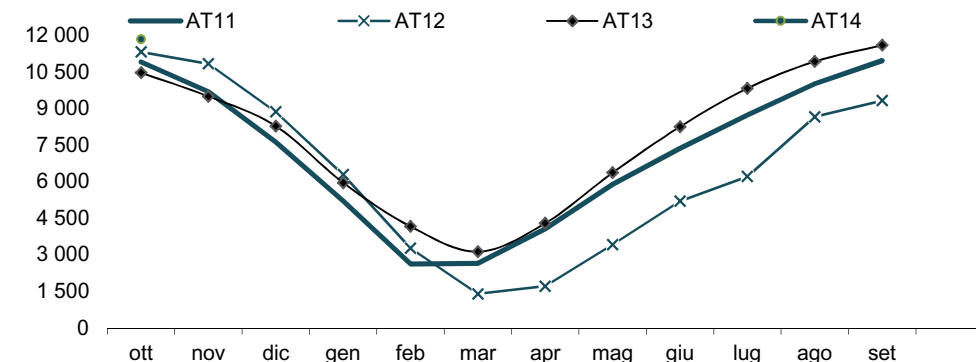


Ultimo dato 26 ottobre 2014.

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Snam Rete Gas

Stoccaggio

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

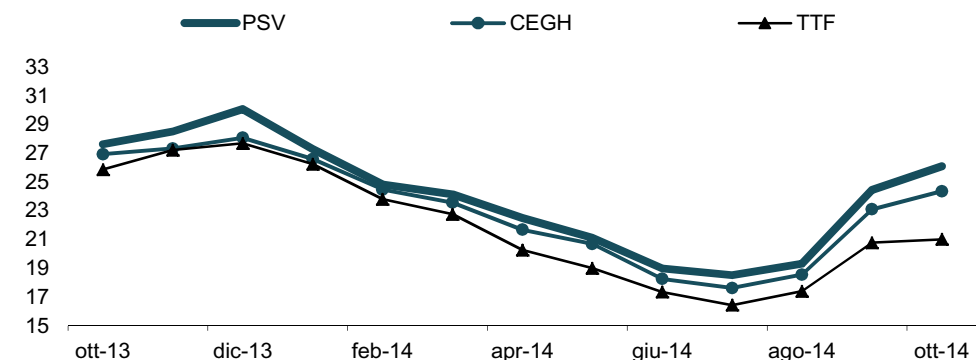


Ultimo dato 22/10/2014

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

Prezzi

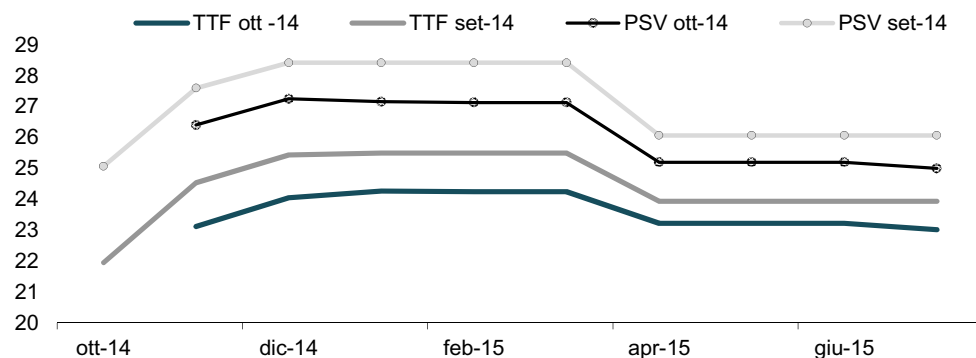
Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa
(€/MWh)



Ultimo dato 22/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

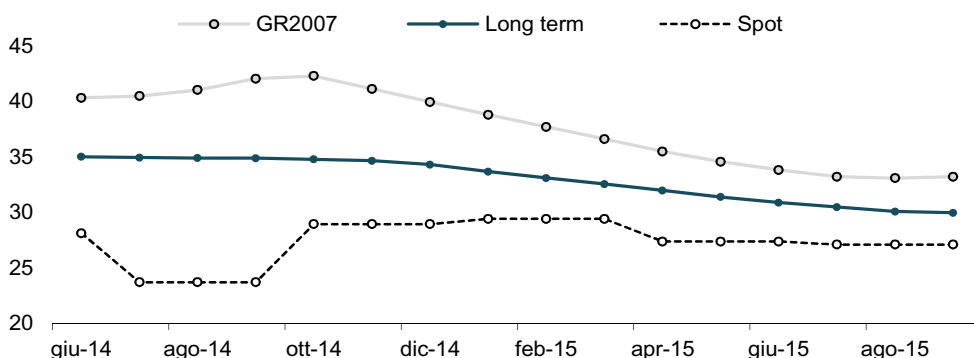
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 22/10/2014

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

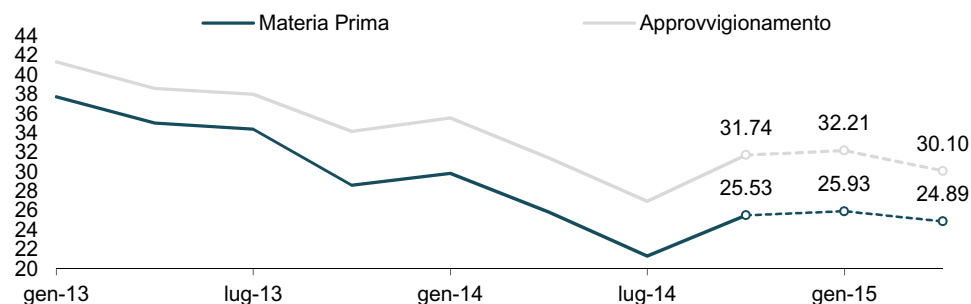
Figura 5. Gas release 2007, costo di approvvigionamento long term e spot
(€cent/mc)



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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts, AEEG e forward media di mercato al 22/10/2014

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 22/10/2014

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

Valori aggiornati con delibera 95/2014/R/gas e 162/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

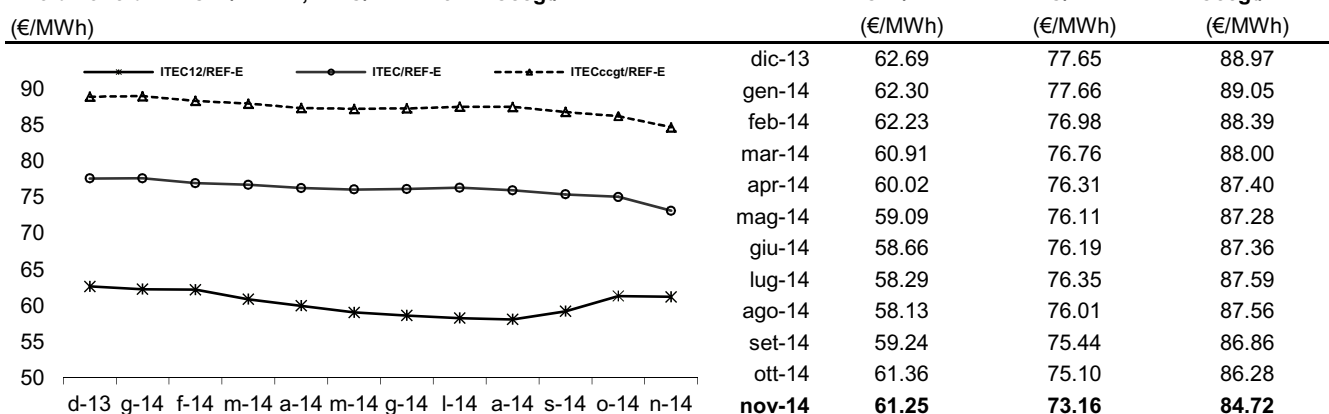
L'evoluzione di ITEC

L'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di ottobre è pari a 61.36 €/MWh, in crescita del 3.6% sul dato di settembre (pari a 59.24 €/MWh). L'andamento dell'indice è legato al forte aumento di prezzo registrato durante il mese di settembre dal TTF, pari al +19.4%, e al contestuale deprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (-3.1%), mentre il Brent ha segnato un calo del -4.2% e il carbone del -3.2%.

L'indice **ITEC/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 75.10 €/MWh, in calo dello 0.5% sul valore consuntivo di settembre (pari a 75.44 €/MWh), mentre **ITECccgt/REF-E** per il mese di ottobre risulta pari a 86.28 €/MWh, un valore in calo dello 0.7% sul consuntivo del mese precedente (il valore di settembre dell'indice era 86.86 €/MWh). L'andamento al ribasso degli indici è legato ai cali di prezzo registrati dai combustibili sottostanti durante il mese di settembre: Brent (-4.2%), gasolio (-4.3%), olio BTZ (-2.4%) e carbone (-3.2%), mentre l'euro ha riportato un netto calo di valore nei confronti della valuta americana (-3.1%).

Il valore *forward* per il mese di novembre di ITEC12/REF-E, basato sulle quotazioni di mercato del 23 ottobre, è pari a 61.25 €/MWh, in diminuzione dello 0.1% sul valore consuntivo di ottobre. I valori *forward* per il mese di novembre di ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E, anch'essi aggiornati al 23 ottobre, sono pari a 73.16 €/MWh e 84.72 €/MWh, entrambi in diminuzione, rispettivamente del -2.6% e -1.8%, sul valore consuntivo di ottobre.

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 23/10/2014.

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 il mese in corso è pari a 25.0503 €/MWh. Le quotazioni per il prodotto con consegna ottobre 2014 sono risalite di oltre il 25% rispetto al prodotto con consegna a settembre 2014. Il volume complessivo transato (2,955 MW) e il numero di operazioni registrate (109) sono aumentati, rispettivamente +20% e +40%, rispetto a quelli del prodotto con consegna nel mese precedente. Per il mese in corso il prezzo medio ponderato della componente transazioni è di 25.0407 €/MWh, valore leggermente inferiore rispetto alla media delle *survey* rilevate (25.0727 €/MWh).

Al 28 ottobre il valore del gas con consegna nel mese di novembre 2014 è di 26.3697 €/MWh, +5% rispetto all'ultimo dato consuntivo e calcolato su un campione di 86 operazioni registrate, per un volume totale scambiato di 2,150 MW.

Per il gas con consegna al PSV nella stagione invernale 2014/15 il mercato prezza valori vicini ai 27 €/MWh. Rispetto al mese scorso, c'è stata una discesa delle quotazioni su tutte le scadenze.

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