

Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Ticinese, Anigas, AXPO Italia SpA, Banca Imi SpA, CCSE Cassa Conguaglio Settore Elettrico, Cassa Depositi e Prestiti, Confindustria, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Eni SpA, Erg SpA, Federutility, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Italtrading SpA, Repower Italia SpA, RWE Innogy Italia SpA, Sorigenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, 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



ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Il nuovo decreto di incentivazione delle rinnovabili

Le tariffe e i contingenti rivisti al ribasso confermano la strada verso il phase-out degli incentivi, ancora margini nelle aste per gli eolici.

pag. 3

- Analisi statistica e novità dal mercato

I prezzi della CO2 rimangono stabili mentre prosegue il processo di negoziazione internazionale in vista della COP di Parigi di fine anno.

pag. 7

MERCATO ELETTRICO

- Le prospettive per il mercato *retail* dell'energia elettrica

L'analisi della struttura del mercato e delle offerte consente un cauto ottimismo sul funzionamento atteso del mercato, una volta che questo sarà pienamente liberalizzato, ma occorrerà vigilare sulla condotta commerciale.

pag. 9

- Codice di rete del trasporto elettrico: effetti su equilibrio finanziario e merito creditizio

L'approvazione del codice di rete-tipo non ferma il dibattito sulle condizioni contrattuali del servizio di trasporto. Le garanzie contrattuali restano l'aspetto più controverso della materia.

pag. 15

- Analisi statistica e novità dal mercato

La domanda elettrica ritorna in calo, ma la crescita del termoelettrico non si ferma grazie alla riduzione di import e idroelettrico. La saturazione della capacità di interconnessione con l'estero, ridotta per motivi di sicurezza, sostiene il premio rispetto ai mercati confinanti, nonostante in Francia e Germania gli aumenti del prezzo elettrico siano più consistenti che in Italia.

pag. 20

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Una revisione globale del WACC: quali possibili effetti?

Risk free sovranazionale, introduzione del rischio paese e tassi reali: le nuove regole saranno in grado di compensare gli effetti della caduta dei tassi?

pag. 29

GAS NATURALE

- Analisi statistica e novità dal mercato

I consumi frenano, non più sostenuti dall'effetto temperature, e le importazioni aumentano per sostenere abbondanti immissioni in stoccaggio, che portano la giacenza a maggio vicina ai livelli record del 2014. Il riempimento degli stoccaggi è incentivato dall'attesa stabilizzazione del costo di approvvigionamento, che riguarda sia i contratti indicizzati al petrolio sia quelli, sempre più rilevanti, indicizzati alle quotazioni spot.

pag. 12

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

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

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

Periodici

- **Newsletter Osservatorio Energia** è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- **Previsivo Osservatorio Energia** è il quadrimestrale di previsione del mercato elettrico sviluppato sulla base del modello Elfo++, *leader* in Italia in questo settore, ideato da **REF-E** per i suoi clienti. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori, alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.
- **Natural Gas Outlook** è il semestrale di previsione del mercato del gas sulla base dei modelli previsionali **REF-E**. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni sui prezzi delle principali formule di indicizzazione e sui prezzi al PSV, sull'utilizzo dello stoccaggio e delle altre infrastrutture, sull'evoluzione delle quote di mercato.

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS

Ultime pubblicazioni

- Previsivo Osservatorio Energia n. 35 - Luglio 2015
- Natural Gas Outlook n. 11 - Giugno 2014
- Working paper "Energia e competitività nell'industria italiana" - Giugno 2015

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Il nuovo decreto di incentivazione delle rinnovabili

Il settore delle rinnovabili è in attesa del decreto che dovrebbe regolare l'incentivazione ai nuovi impianti (diversi dai fotovoltaici), dopo l'esaurimento degli effetti del DM 6 luglio 2012. Il testo circolato a fine giugno sembra confermare la struttura del meccanismo esistente, ma rivede l'allocazione delle risorse tra le fonti e prevede una decurtazione delle tariffe differenziata tra fonti e taglie degli impianti. La decurtazione sembra in linea con l'obiettivo di accompagnare il settore verso la grid parity, coerentemente con le linee guida comunitarie. Il decreto dovrebbe regolare anche gli ammodernamenti degli impianti incentivati esistenti che, soprattutto nel caso dei fotovoltaici che godono di tariffe elevate, rischiano di fare levitare i costi a carico dei consumatori finali.

Gli incentivi per la nuova capacità *Struttura del meccanismo confermata, salvo aggiustamenti*

L'incentivazione dei nuovi impianti a fonti rinnovabili, diversi da quelli fotovoltaici, dovrebbe continuare a basarsi su una struttura simile a quella introdotta dal DM 6 luglio 2012 (Rapporto Energia Verde 2012) e in vigore dal 2013, con meccanismi competitivi (procedure d'asta o di iscrizione a registro) per l'ottenimento del diritto a ricevere incentivi che sono erogati sotto forma di contratti per differenza. Queste sono infatti le indicazioni che emergono dalla più recente bozza in circolazione del decreto ministeriale che dovrebbe prendere il posto del DM 6 luglio 2012, che fissava contingenti per l'allocazione degli incentivi solo fino al 2015 (ultimo bando pubblicato a marzo 2014).

Alcuni aggiustamenti al meccanismo si sono tuttavia resi necessari per adeguare gli incentivi ai criteri contenuti nelle linee guida 2014-2020 della Commissione Europea in materia di energia e ambiente¹ validi da gennaio 2016 (*Newsletter* 177). In particolare, è previsto l'abbassamento da 1 MW a 500 kW della soglia al di sotto della quale è possibile optare per la tariffa onnicomprensiva, al posto del contratto per differenza; le linee guida spingono infatti ad allargare il più possibile la partecipazione attiva degli operatori rinnovabili al mercato elettrico, attraverso l'erogazione di incentivi sotto forma di premio e lasciando quindi l'energia nella disponibilità del produttore, salvo i casi dei piccoli impianti.

Se lo schema del meccanismo sembra quindi sostanzialmente confermato, la revisione della ripartizione dei contingenti di capacità tra le fonti e dei livelli di remunerazione riconosciuti agli impianti rappresentano un segnale di discontinuità rispetto al DM 6 luglio 2012 e potrebbero mettere fuori mercato alcune tecnologie.

Ripartizione dei contingenti sulla base dei risultati precedenti

Per quanto riguarda i contingenti di capacità messi a disposizione nell'arco dei prossimi 2 bandi (di cui non è ancora stata resa nota la data)² si riscontra in generale una forte riduzione della capacità disponibile rispetto ai 3 bandi precedenti, da circa 1,240 MW a 570 MW in media d'anno³ (**Tabella 1**).

La definizione dei nuovi contingenti sembra essere definita in modo da rispecchiare, almeno in parte, lo sfruttamento dei contingenti 2013-2015. In particolare per gli impianti di maggiori dimensioni che accedono all'incentivo tramite asta tale scelta comporta l'esclusione dal meccanismo di alcune tecnologie. Sono infatti azzerati i contingenti ad asta per l'idroelettrico e le biomasse⁴ e il decreto non prevede esplicitamente la possibilità di sfruttare la quota dei contingenti 2013-2015 non allocata per assegnare nuovi incentivi tramite registri o aste, che consentirebbe a impianti di tutte le taglie e di tutte le fonti di sviluppare nuova capacità incentivata.

¹ Comunicazione della Commissione, Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (2014/C 200/01), pubblicata sulla GU dell'Unione Europea C200 del 28 giugno 2014.

² La prima bozza del decreto messa in circolazione a maggio fissava la pubblicazione dei bandi entro il 30 settembre 2015 il primo e entro il 30 settembre 2016 il secondo. Le tempistiche relative al primo bando sono tuttavia fin da subito apparse piuttosto strette, per cui il MiSE ha successivamente preferito optare per rimandare la definizione della *deadline* a quando il decreto sarà prossimo all'approvazione definitiva.

³ Esclusi i rifacimenti e i contingenti assegnati agli impianti solari termodinamici, per i quali il DM 6 luglio 2012 non fissava contingenti di capacità, dato che potevano accedere agli incentivi direttamente, senza passare attraverso procedure competitive.

⁴ Nella prima versione della bozza del decreto circolata a maggio erano confermati solo i contingenti per l'eolico *on-shore* (oltre ai nuovi contingenti per il solare termodinamico).

La nuova potenza soglia che determina la possibilità di accedere agli incentivi tramite aste o registri, inoltre, è fissata pari a 5 MW per tutte le fonti. Rispetto al DM 6 luglio 2012 è quindi ridotta per gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, per i quali era rispettivamente pari a 10 MW e 20 MW, limitando, per gli impianti idroelettrici, la platea dei nuovi impianti incentivabili a quelli fino a 5 MW.

Per quanto riguarda gli impianti alimentati a rifiuti, non sono più previsti contingenti né per le aste, né per i registri (compresi quelli relativi ai rifacimenti). Per gli impianti solari termodinamici, che precedentemente potevano accedere agli incentivi direttamente, è invece previsto l'accesso tramite procedure competitive; sono di conseguenza fissati contingenti di capacità sia per i registri, sia per le aste anche per questa tecnologia.

Tabella 1. Contingenti di capacità incentivabile (MW)

	DM 6 luglio 2012			Bozza DM giugno 2015	
	3 bandi	media/anno	grado di saturazione del contingente	2 bandi	media/anno
REGISTRO					
Eolico <i>on-shore</i>	180	60	100%	60	30
Idro	210	70	100%	80	40
Geotermico	105	35	6%	30	15
Biomasse, biogas, gas discarica e residuati	490	163	100%	112	56
Rifiuti con def. forfettaria della frazione biodegradabile	30	10	4%	0	0
Oceanica	3	1	0%	6	3
Solare termodinamico	-	-	-	10	5
ASTA					
Eolico <i>on-shore</i>	1 500	500	100%	800	400
Eolico <i>off-shore</i>	650	217	0%	30	15
Idro	50	17	0%	0	0
Geotermico	40	13	99%	20	10
Biomasse, biogas, gas discarica e residuati	120	40	46%	0	0
Rifiuti con def. forfettaria della frazione biodegradabile	350	117	34%	0	0
Solare termodinamico	-	-	-	110	55

Fonte: DM 6 luglio 2012 e bozza nuovo DM

Taglio alla remunerazione riconosciuta per quasi tutte le fonti

La revisione dei livelli delle tariffe (che rappresentano la remunerazione complessivamente riconosciuta per gli impianti a registro e la base delle offerte al ribasso per gli impianti ad asta) incide sulla remuneratività degli impianti e quindi sul grado di attrattività degli incentivi nel breve termine. Il livello delle tariffe è ridotto rispetto al DM 6 luglio 2012, coerentemente con la finalità di accompagnare il mercato delle rinnovabili nel percorso di transizione verso la *grid parity*, ma in misura molto variabile a seconda della fonte e della taglia dell'impianto (in **Figura 1** è rappresentato il taglio medio per fonte); il taglio maggiore (-50%) è previsto per i bioliquidi, per i quali già il livello di remunerazione garantito dal DM 6 luglio 2012 sembrava insufficiente a coprire i costi. Solo in alcuni casi il livello di incentivazione precedentemente riconosciuto è confermato; si tratta in particolare di tecnologie non ancora affermate in Italia⁵ e del gas da discarica e da residuati. In particolare, tra le biotecnologie, il gas da discarica e residuati, insieme al biogas, dovrebbe ricevere remunerazioni nel complesso sufficienti a coprire i costi, mentre per la biomassa solida (oltre che per i bioliquidi) la remuneratività dell'investimento potrebbe essere più a rischio, anche se molto dipende dalla variabilità del costo di combustibile. Il decreto fissa inoltre nuove tariffe anche per il solare termodinamico⁶.

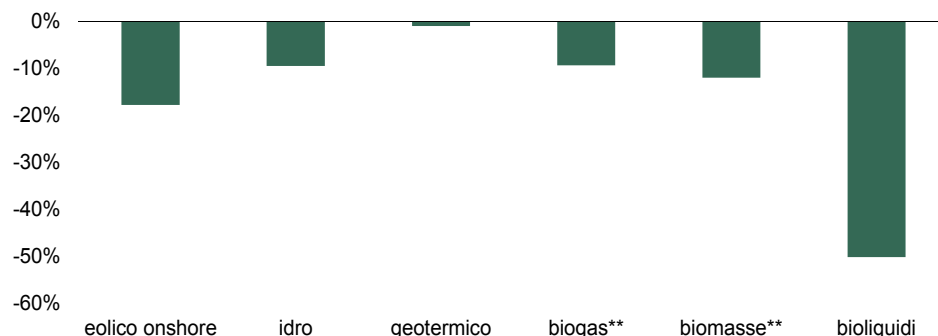
⁵ Eolico *off-shore* e moto ondoso e maremotrice.

⁶ La tariffa premio precedentemente riconosciuta alla generazione da impianti solari termodinamici era stata fissata dal DM 11 aprile 2008 e successivamente aggiornata dal DM 6 luglio 2012.

Rispettati i diritti acquisiti e tutelati i piccoli impianti

A fronte dei tagli previsti alla remunerazione, risulta particolarmente rilevante per gli operatori la regola secondo cui le tariffe previste dal nuovo decreto si dovrebbero applicare a tutti gli impianti che entrano in esercizio dopo l'entrata in vigore del decreto stesso, a eccezione degli impianti che hanno già ottenuto il diritto a ottenere gli incentivi partecipando alle aste e ai registri ex DM 6 luglio 2012 e agli impianti di minore dimensione (che accedono agli incentivi direttamente senza procedura competitiva o tramite registro), purché entrino in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del decreto. Da un lato, quindi, sono garantiti i diritti acquisiti sulla base del decreto precedente e, dall'altro, sono tutelati i produttori da impianti di minori dimensioni.

Figura 1. Taglio delle tariffe medio per fonte rispetto al DM 6 luglio 2012* (%)



* Per le fonti non indicate sono confermate le tariffe DM 6 luglio 2012

** Prodotti e sottoprodotti

Fonte: DM 6 luglio 2012 e bozza nuovo DM

L'incentivo all'eolico on-shore copre i costi

Con riferimento all'eolico on-shore è stato eseguito un esercizio volto a valutare se i tagli alle tariffe base d'asta sono in linea con i ribassi offerti in occasione dei 3 precedenti bandi e se il nuovo incentivo risulta in linea con l'evoluzione dei costi di questa tecnologia (**Figura 2**). Rispetto alla tariffa base d'asta fissata dal DM 6 luglio 2012 (127 €/MWh) i risultati della prima sessione d'asta avevano visto ribassi, relativi alle sole offerte accettate, tra il 2.5-24.4%, quindi distribuiti in un *range* molto ampio (si ricorda che i ribassi devono obbligatoriamente collocarsi entro un *cap* pari al 2% e un *floor* pari al 30%). In occasione delle aste successive, la competitività relativa a questa fonte aveva portato all'accettazione di offerte collocate entro un range più ristretto. Tenendo conto del fatto che la saturazione del contingente per l'eolico on-shore aveva comportato, nelle procedure d'asta successive alla prima, un abbassamento del 2% della tariffa base d'asta a ogni sessione, gli impianti che hanno ottenuto il diritto ad accedere all'incentivo possono ricevere una remunerazione⁷ che, rispetto al livello base fissato dal DM 6 luglio 2012, si colloca al di sotto dell'11.5 - 21% e del 30.4-34% rispettivamente nelle aste relative ai contingenti 2014 e 2015.

Il livello della tariffa base d'asta prevista dalla bozza del nuovo decreto per l'eolico on-shore (110 €/MWh) si colloca il 13% al di sotto del livello previsto nel DM 6 luglio 2012. Le offerte al ribasso che potranno essere effettuate a partire da questa nuova base sono coerenti con i ribassi offerti in occasione dell'ultima asta e dovrebbero consentire di coprire i costi di un nuovo impianto eolico (REF-E stima che il costo attuale di questa tecnologia sia intorno a 97 €/MWh⁸, quindi in linea con un ribasso del 12%).

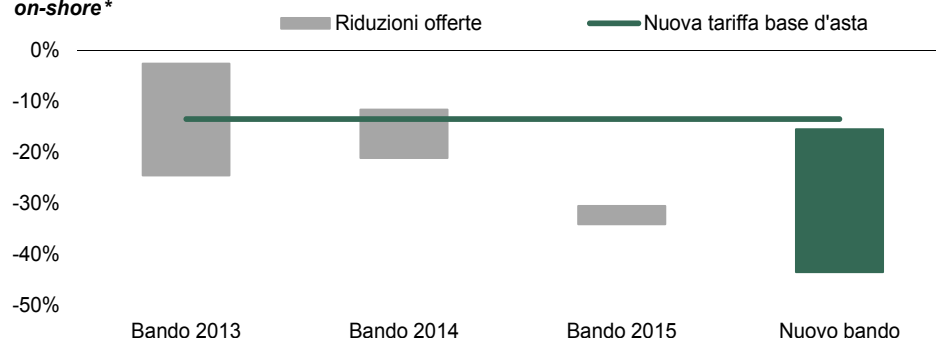
Norme fino al 2016, per il periodo successivo servirà eventualmente un nuovo decreto

Il nuovo decreto dovrebbe regolare l'accesso agli incentivi fino al raggiungimento del cap cumulato di costo annuo fissato dal DM 6 luglio 2012 per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico (5.8 miliardi di euro), ma comunque non oltre la fine del 2016. Non sono quindi allocate risorse ulteriori all'incentivazione della generazione rinnovabile rispetto a quelle previste nel 2012 e si conferma il criterio secondo cui il raggiungimento del *cap* di costo annuo di incentivazione determina la fine automatica dei meccanismi di sostegno. Il contatore GSE aggiornato al 30 aprile indica che è stato raggiunto un costo indicativo di 5,765 miliardi di euro,

⁷ La tariffa di riferimento per l'erogazione dell'incentivo (su cui sono applicati i ribassi offerti, nel caso degli impianti che accedono all'incentivo tramite asta) è quella in vigore al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto.

⁸ Con ipotesi di IRR nominale all'8%.

Figura 2. Riduzioni rispetto alla tariffa base d'asta DM 6 luglio 2012 per l'eolico on-shore*



* Le riduzioni relative ai bandi 2013-2015 corrispondono al min e al max effettivamente offerto (offerte accettate), per il nuovo bando sono riportati il *cap* e il *floor* delle offerte

Fonte: elaborazioni REF-E su DM 6 luglio 2012 e bozza nuovo DM

di cui però 467 milioni di euro relativi a impianti che hanno ottenuto il diritto all'incentivo tramite aste e registri, ma che non sono ancora entrati in esercizio e che, almeno in parte, potrebbero rinunciare all'incentivo. Inoltre occorre considerare che il livello di costo cumulato è variabile in relazione al livello effettivo di prezzo elettrico all'ingrosso e dovrebbe progressivamente ridursi per effetto del termine del periodo di incentivazione degli impianti in regime certificati verdi o CIP6. Non è chiaro cosa succederà nel caso il *cap* di costo non venga raggiunto entro la fine del 2016, tuttavia sembra necessaria la pubblicazione di un nuovo decreto che recepisca nel meccanismo italiano i criteri previsti dalle linee guida comunitarie a partire dal 2017, in particolare l'accesso agli incentivi tramite asta per tutti gli impianti ad eccezione di quelli entro 1 MW, al fine di allocare le risorse residue.

Transizione verso la grid parity

Al di là della data effettiva di raggiungimento del *cap* di costo, è evidente l'intenzione di portare gli incentivi alle fonti rinnovabili elettriche in *phase-out*, in concomitanza con il graduale raggiungimento della *grid parity* da parte delle fonti rinnovabili, per lo meno quelle relative alle tecnologie più mature, a partire dalle aree del paese che garantiscono *load factor* maggiori (soprattutto per fotovoltaico, eolico e idroelettrico) o dai siti in cui è disponibile materia prima a minor costo (ad esempio, scarti di attività agricola o industriale). Le scelte di *policy* per l'Italia anticipano le indicazioni delle linee guida comunitarie, che richiedono tra il 2020 e il 2030 il *phase-out* degli incentivi alle fonti rinnovabili, almeno per quanto riguarda le tecnologie mature.

Regole per l'ammodernamento degli impianti già incentivati

Limitato il rischio di aumento dei costi di incentivazione degli impianti esistenti

Il nuovo decreto, oltre a definire le regole per l'incentivazione dei nuovi impianti a fonte rinnovabile, interviene anche a disciplinare gli interventi di manutenzione e ammodernamento sugli impianti incentivati già esistenti, inclusi quelli fotovoltaici. Interventi volti a modificare in misura significativa la potenza installata, e quindi la generazione incentivabile, comportano infatti il rischio di un aumento del costo di incentivazione della capacità inclusa nei vecchi meccanismi di sostegno, riducendo le risorse a disposizione per gli impianti nuovi entranti (nel caso delle fonti diverse dal fotovoltaico) o aumentando il costo a carico dei consumatori finali (nel caso degli impianti fotovoltaici).

Al fine di salvaguardare i processi di efficientamento del parco di generazione, vengono quindi consentiti interventi di manutenzione che comportano incrementi della potenza nominale entro l'1% (5% per gli impianti fino a 20 kW). Nel caso di sostituzione dei componenti principali degli impianti (moduli e inverter nel caso degli impianti fotovoltaici), deve essere data comunicazione dell'intervento al GSE tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Sono tuttavia esenti da comunicazione gli impianti fino a 3 kW in regime di scambio sul posto. Se venissero effettuati incrementi di potenza del 5% su tutti gli impianti entro questa taglia inclusi nel Secondo Conto Energia, il costo di incentivazione residuo 2015-2031 potrebbe aumentare di oltre 40 milioni di euro (con ipotesi di IRR all'8%).

Analisi statistica e novità dal mercato

EU ETS

I negoziati tra le Parti guidano il mercato degli EUA

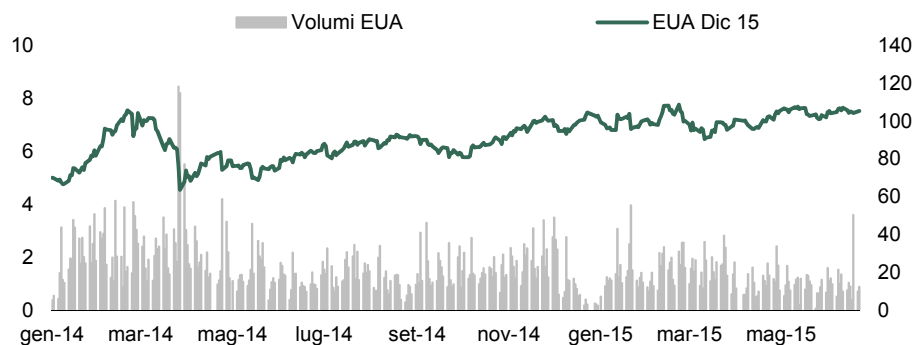
Come più volte segnalato in questa rubrica, le scelte di *policy* degli Stati in materia di lotta al cambiamento climatico e la dinamica dei negoziati tra le Parti in preparazione della COP di Parigi che si terrà a fine anno rappresentano i *driver* principali del mercato del carbonio europeo. In particolare, i passi in avanti verso il raggiungimento di una linea d'azione comune sostengono il prezzo degli EUA, ma il mercato rimane attendista, nella consapevolezza che solo a dicembre a Parigi si saprà se l'accordo globale di abbattimento delle emissioni sarà raggiunto e quanto questo sarà sfidante. Poco impatto sul prezzo sembra invece derivare dalla pubblicazione dei dati Eurostat sulle emissioni 2014 di CO₂ per usi energetici (-5% per l'Unione Europea, -6.9% per l'Italia rispetto al 2013) e dal rinvio al Consiglio dell'Ambiente di settembre del voto sulla *Market Stability Reserve*, che ormai dovrebbe costituire un passaggio puramente formale.

Prezzo EUA stabile sopra 7 €/tCO₂

Nel corso delle ultime 5 settimane, a dimostrazione dell'atteggiamento attendista, il prezzo dei permessi di emissione si è mantenuto sostanzialmente stabile collocandosi entro il *range* 7.2-7.6 €/tCO₂ (prezzo degli EUA *forward* con consegna a dicembre 2015 su ECX), di fatto in linea con il *trend* dei mesi precedenti. Lasciata alle spalle la *deadline* per la *compliance* 2014, i volumi di titoli scambiati a mercato si sono collocati su una media di 14.4 MtCO₂/giorno sulla piattaforma ECX, con un picco di scambi il 19 giugno (50.4 MtCO₂) (**Figura 1**). Risale l'interesse per il mercato primario degli EUA, con la *cover ratio* che in più di un'occasione raggiunge un livello di 4 sulla piattaforma comune e comunque non scende sotto 2 neanche sulle piattaforme nazionali (**Tabella 1**). Stabile invece il mercato dei crediti internazionali, con il prezzo dei CER che si mantiene intorno a 0.4 €/tCO₂ (**Figura 2**).

Figura 1. Prezzi future e volumi di scambio EUA*

(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)



* Volumi scambiati su borsa ECX per i prodotti Dec15, 16, 17 e 18

Fonte: ICE-ECX

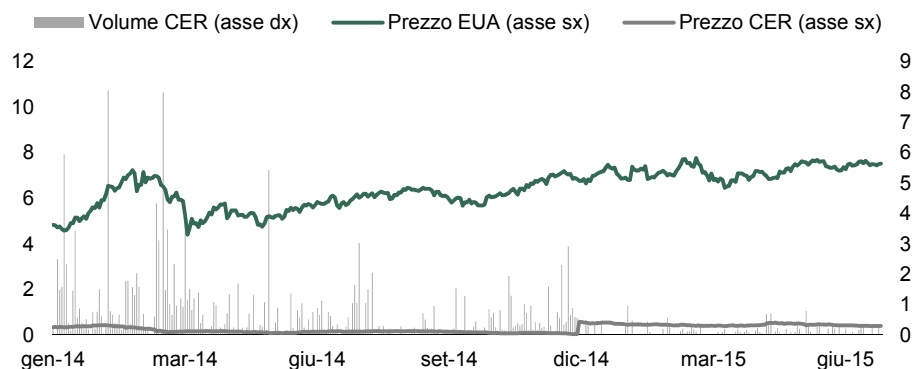
Tabella 1. Risultati delle aste dei permessi di emissione

Date	Clearing price* (€/tCO ₂)	Volume d'asta (MtCO ₂)	Cover ratio	Ricavo (M€)
Settimana dal 18/5 al 22/5	7.4	14.8	3.1	109.5
Settimana dal 25/5 al 29/5	7.2	12.2	2.5	87.7
Settimana dal 1/6 al 5/6	7.3	9.0	3.1	65.9
Settimana dal 8/6 al 12/6	7.5	15.1	2.7	113.0
Settimana dal 15/6 al 19/6	7.5	12.0	3.0	89.3
Settimana dal 22/6 al 26/6**	7.4	9.0	3.2	66.7

* Media ponderata sulla base dei volumi assegnati nelle diverse piattaforme

** Dati disponibili fino al 24/6

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEX e ICE

Figura 2. Prezzo e volumi di scambio CER(€/tCO₂ asse sx, MtCO₂ asse dx)

Fonte: ICE-ECX

I paesi industrializzati trovano una linea comune

A livello di negoziati internazionali, l'accordo raggiunto al G7 a inizio giugno di ridurre le emissioni di gas serra del 40-70% (rispetto al 2010) entro il 2050, al fine di contenere l'innalzamento delle temperature entro i 2 gradi centigradi rispetto all'era preindustriale, fornisce un segnale incoraggiante per il raggiungimento di un accordo globale, non tanto per la portata dell'impegno, che prevede una forchetta molto ampia, quanto per l'affermazione di una linea d'azione comune e chiara da parte dei paesi più industrializzati. Contemporaneamente, tuttavia, alla Conferenza sul Cambiamento Climatico di Bonn, che rappresenta uno dei luoghi d'incontro formale tra le Parti in preparazione della COP di Parigi, la definizione di un testo base comune da discutere a dicembre sembra procedere più lentamente del previsto.

Impegni eterogenei tra le Parti

Nel frattempo prosegue la presentazione all'UNFCCC degli *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC) che contengono gli impegni di abbattimento delle emissioni assunti dalle Parti per il periodo post-2020¹, orizzonte su cui dovrebbe essere raggiunto l'accordo globale vincolante. Molte Parti tuttavia hanno indicato nel proprio INDC gli impegni assunti unilateralmente anche per il periodo precedente. Gli INDC presentati finora dalle Parti con maggiore peso al tavolo dei negoziati (**Tabella 2**) risultano piuttosto eterogenei, con l'Unione Europea (UE) che ha posto l'obiettivo più sfidante (-40% al 2030), adottando come anno base il 1990, mentre Stati Uniti e Canada hanno scelto di porre livelli di abbattimento inferiori (-26-28% entro il 2025 nel primo caso e -30% entro il 2030 nel secondo) assumendo come anno base il 2005, quando le emissioni di questi paesi erano superiori rispetto al 1990 (+20% nel caso degli Stati Uniti). Sia per l'UE, sia per gli Stati Uniti gli obiettivi assunti dovrebbero consentire di mantenere la traiettoria per il conseguimento degli obiettivi di lunghissimo periodo (entro il 2050, abbattimento delle emissioni dell'80-95% rispetto al 1990 per l'UE e dell'80% rispetto al 2005 per gli Stati Uniti). Per quanto riguarda la Russia, il raggiungimento dell'obiettivo dipenderà in larga misura dalle azioni di gestione delle foreste. Per i paesi emergenti, come il Messico, il riferimento per l'abbattimento delle emissioni è uno scenario base (BAU) che si avrebbe in assenza di politiche per la lotta al cambiamento climatico.

Tabella 2. Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra fissati dalle Parti con gli INDC

Parti	Obiettivi entro 2020			Obiettivi post 2020		
	Ob. riduzione	Orizzonte	Anno base	Ob. riduzione	Orizzonte	Anno base
UE	20%	2020	1990	40%	2030	1990
USA	17%	2020	2005	26-28%	2025	2005
Russia	25%	2020	1990	25-30%	2030	1990
Svizzera	20%	2020	1990	50%*	2030	1990
Canada				30%	2030	2005
Messico				22%**	2030	Scenario BAU

* E' previsto l'utilizzo parziale di crediti internazionali

** L'obiettivo può salire al 36% in caso di accordo globale sfidante

Fonte: elaborazioni REF-E su dati UNFCCC

¹ Sulla base dell'accordo raggiunto a Lima gli INDC avrebbero dovuto essere presentati entro marzo 2015, al fine di favorire i negoziati nella parte restante dell'anno in vista della COP di Parigi.

*La Cina non ha ancora
presentato il proprio impegno
all'UNFCCC*

Non è ancora invece stato presentato l'INDC della Cina, il maggiore emettitore globale, che lo scorso novembre, in occasione del raggiungimento di uno storico accordo sul clima con gli Stati Uniti, aveva assunto l'impegno di raggiungere il picco delle proprie emissioni entro il 2030 (*Newsletter GME 77/2014*). Tale impegno è stato recentemente ribadito dal Governo cinese, in vista del raggiungimento di un impegno comune UE-Cina al *summit* di Bruxelles del 29 giugno.

Al di là degli impegni effettivi assunti dai singoli Stati, i segnali più incoraggianti in questi mesi sembrano quindi derivare dallo sforzo di creare assi tra le Parti al fine di presentare posizioni il più possibile comuni al tavolo dei negoziati. La recente pubblicazione dell'Enciclica "Laudato si' sulla cura della casa comune", con la quale il Papa invoca una sostituzione progressiva e senza indugio dei combustibili fossili, costituisce inoltre una spinta morale affinché le Parti raggiungano un accordo sul clima.

In Italia: Stati Generali e Green Act

A livello italiano, il percorso di avvicinamento a Parigi prevede confronti pubblici attraverso la convocazione degli Stati Generali sul cambiamento climatico. In occasione degli Stati Generali di giugno (il prossimo appuntamento è previsto a ottobre) il Governo ha affermato la centralità del gas e del petrolio nel processo di transizione verso un'economia decarbonizzata. Intanto si attende la pubblicazione del Green Act, che dovrebbe ridisegnare il quadro delle politiche ambientali nazionali di lungo termine e introdurre nuovi strumenti, come la *carbon tax* (*Newsletter 187*).

MERCATO ELETTRICO

Le prospettive per il mercato retail dell'energia elettrica

Contributo a cura di Alfredo Macchiati

La probabile fine del mercato della maggior tutela prevista per il 2018 (al momento il "DDL concorrenza" che la prevede non è ancora stato approvato¹) sta già animando il dibattito. Si pongono infatti interessanti questioni sia sul percorso che verrà seguito per arrivare alla piena liberalizzazione (l'art. 20 del DDL) sia su quale concorrenza si svilupperà una volta che la transizione sarà conclusa. In questo articolo si apre la discussione sul secondo aspetto, in quanto anche ai fini del disegno del periodo transitorio (strumenti e tempi) non è irrilevante avere in mente quale potrebbe essere lo scenario a regime. Per comodità espositiva gli argomenti sono raggruppati in quattro tematiche: le caratteristiche del servizio e il comportamento dei consumatori; l'attrattività del mercato retail; le possibili minacce alla concorrenza e la tutela dei consumatori; i possibili comportamenti strategici degli operatori.

Le caratteristiche del servizio e il comportamento dei consumatori

Le possibilità di sviluppo della concorrenza sono influenzate dalla caratteristica di omogeneità del servizio che viene scambiato sul mercato. L'elettricità è un servizio "relativamente" omogeneo: l'elettricità venduta non è perfettamente sostituibile da *retailer a retailer*, ma le possibilità di differenziazione sono limitate e non tutte sono nelle mani del venditore. Quella forse più rilevante, l'affidabilità del servizio (che è regolata), dipende dal distributore; le altre sono rappresentate dalla qualità commerciale (gestione della fatturazione e funzionamento del *call center*), dall'eventuale possibilità di offrire contratti su base oraria e dall'eventuale "premio" che il venditore può richiedere nel caso della fornitura di energia verde; una certa eterogeneità è infine rappresentata dal *brand*. La relativa omogeneità è indirettamente confermata dal fatto che i rivenditori cercano di differenziarsi offrendo una serie di prodotti/servizi che con il servizio elettrico hanno ben poco a che vedere (polizze assicurative contro i guasti della casa, premi con programmi di fidelizzazione a raccolta punti scelti fra una vasta gamma di prodotti, sconti su acquisti in grandi catene di negozi convenzionati). Il confronto con le telecomunicazioni è indicativo: qui la differenziazione del servizio in termini di qualità tecnica è maggiormente percepibile (ed è in larga parte direttamente attribuibile al fornitore), le caratteristiche tecniche del servizio e quindi del prezzo sono più numerose (voce, dati, sms) e vi è una terza dimensione, particolarmente sviluppatasi in questi ultimi anni, cioè il tipo di terminale telefonico e le modalità di finanziarlo. È possibile che l'innovazione tecnologica consenta in futuro una maggiore differenziazione anche per il servizio elettrico, ma oggi si dovrebbe convenire sul suo relativo grado di omogeneità.

I modelli di concorrenza classici (à la *Bertrand*) prevedono che, in presenza di omogeneità, se i prezzi differiscono i consumatori scelgono il fornitore più economico. Nell'esperienza inglese questa previsione non si è avverata (il *range* dei prezzi eccede abbondantemente il 20%) nonostante che la liberalizzazione abbia visto la luce 12 anni fa e l'elevata proporzione di clienti che hanno cambiato fornitore. In Italia il fenomeno dell'ampiezza dei prezzi possibili sembra per ora essere meno pronunciato (dalle evidenze disponibili risulterebbe un'ampiezza del *range* di prezzo contenuta al di sotto del 20%).

Una delle ragioni delle differenze di prezzo va ricercata negli *switching cost*. Secondo la definizione standard gli *switching costs* sono i costi, reali o percepiti, che sono sostenuti

¹ L'articolo 19 del Ddl Concorrenza abroga la disciplina transitoria di cui all'art. 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, relativa alla fornitura di gas per i clienti finali domestici, al fine di superare il regime di definizione amministrativa delle tariffe per la vendita finale di gas naturale (c.d. regime di maggior tutela) a partire dal 1 gennaio 2018. L'articolo 20 abroga la disciplina transitoria di cui all'art. 35 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, relativa alla fornitura di energia elettrica, con riferimento sia alle imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro, sia ai consumatori finali civili, sempre a partire dal 2018. L'articolo 21, invece, rinvia a un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, per l'adozione di tutte le disposizioni necessarie a garantire che il graduale superamento del regime c.d. di maggior tutela avvenga a condizioni favorevoli ai consumatori. L'articolo stabilisce il monitoraggio transitorio dei prezzi *retail* nelle fasi precedenti e immediatamente successive all'abolizione dei prezzi di riferimento insieme all'introduzione di obblighi informativi a favore dei piccoli consumatori interessati dal provvedimento. Inoltre, consente l'adozione di misure volte a eliminare gli elementi potenzialmente distortivi della concorrenza quali la separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese verticalmente integrate (*brand unbundling*), la piena operatività del Sistema Informativo Integrato e l'adozione delle conseguenti misure anti-morosità, e la garanzia dell'efficacia, efficienza, trasparenza e puntualità delle operazioni di *switching* e fatturazione.

esclusivamente quando si cambia il fornitore; si articolano nel *cost of search*, e nei costi di transazione (nuovo contratto, letture, cambio dell'eventuale addebito in banca). La loro presenza introduce un "disturbo" rispetto a un modo ideale dove l'informazione è perfetta e la concorrenza produce un prezzo unico. Se alcuni consumatori sono ben informati sulle diverse offerte mentre per altri il costo di acquisire l'informazione è relativamente elevato, o sono poco propensi a cambiare per meccanismi inerziali, e quindi preferiscono continuare a comprare dal solito fornitore, le imprese possono vendere anche un servizio relativamente omogeneo a prezzi diversi. Questa diversità di atteggiamento rispetto al cambiamento del fornitore crea la possibilità di un mercato "a due livelli" (*two-tiered retail market*).

L'attrattività dell'attività di vendita alla clientela *retail*

I comportamenti strategici degli operatori dipendono dai profitti attesi (e dalla struttura del mercato): come noto, margini elevati possono indicare bassi livelli di concorrenza e dovrebbero far scattare diffusi fenomeni di entrata su un mercato che non presenta barriere elevate. Per valutare come si svilupperà il processo concorrenziale è quindi utile avere un'idea dei margini in questo comparto della filiera elettrica.

Un calcolo puntuale dei margini per i diversi paesi si presenta piuttosto complesso; l'ACER ha offerto qualche evidenza, accompagnata da comprensibili cautele, basata sulla differenza tra prezzi all'ingrosso e prezzi al dettaglio (*mark-up*)²; le differenze tra paesi possono riflettere diversi livelli di efficienza nello svolgimento delle diverse attività come il *marketing*, la fatturazione, il *metering* e differenze nella capacità di coprirsi di fronte alla volatilità dei prezzi spot dell'energia. La stima dei *mark-up* nei diversi paesi dell'UE mostra come la Gran Bretagna sia il mercato con i margini (medi sul periodo 2008-2013) più elevati, mentre per l'Italia i valori sono relativamente contenuti. I dati della Gran Bretagna hanno sollevato più d'una preoccupazione in quel paese e la *Competition Authority* ha aperto un'istruttoria nel corso della quale ha pubblicato la struttura dei conti economici dei rivenditori inglesi che appare di un certo interesse. A fronte di un costo per l'utente domestico di 138 £/MWh (circa 162 €/MWh) nel 2013 l'EBIT per il fornitore è di quasi 5 £/MWh (5.9 €/MWh), e il margine lordo di 23 £/MWh (27 €/MWh)³.

Il dato di moderata profittabilità per l'Italia pubblicato da ACER trova conferma anche in un'indagine qualitativa, condotta sempre per conto dell'ACER, e basata su interviste con i principali 28 operatori nei mercati al dettaglio europei⁴, che vede gli operatori italiani indicare margini di redditività relativamente bassi. Una conferma indiretta dei bassi margini dell'attività *retail* si ha infine dall'elaborazione dell'ACER che presenta i risparmi annuali che potrebbero essere conseguiti dai consumatori attraverso il passaggio all'offerta più competitiva rispetto all'offerta standard dell'*incumbent* e da cui risulta un risparmio potenziale medio-basso per i consumatori italiani.

Pur in presenza di queste evidenze di moderata profittabilità, si è verificato un numero elevato di ingressi sul mercato italiano, anche se in moltissimi casi si tratta di operatori di piccola e media taglia alla ricerca probabilmente di posizionamenti marginali nel mercato. In particolare, nel 2013 hanno operato sul mercato della vendita al dettaglio 260 operatori - un numero più che doppio rispetto ai distributori - circa la metà dei quali presenti in almeno 6 regioni. Il numero di venditori è in costante espansione dal 2007, anno di completa apertura del mercato, anche per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas). Il *trend* di crescita non si è interrotto nemmeno negli anni più recenti, nonostante sia ormai dal 2008 che i volumi complessivamente venduti sono invece in calo (-7.4 TWh tra il 2011 e il 2013), con una diminuzione del volume medio unitario delle vendite di quasi 17 punti percentuali. Il continuo accrescersi del numero di operatori e la riduzione dei volumi di vendita degli ultimi anni ha portato il livello medio unitario delle vendite a circa la metà di quello del 2000 (1,580 GWh). Il calo delle vendite non ha interessato in misura uniforme tutte le classi di venditori: sono infatti cresciute le vendite degli operatori di dimensione media (da 1 a 5 TWh) e piccola (meno di 0.1 TWh).

Resta il dato saliente che il mercato italiano non sembra attrattivo per i grandi operatori internazionali, a meno che non siano già presenti nella generazione.

² ACER/CEER, "Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2013", October 2014.

³ CMA, "Energy market investigation - Profitability of retail energy supply: profit margin analysis", 16 March 2015.

⁴ E- bridge, Study On "Barriers To Cross-Border Entry Into Retail Energy Markets".

La concorrenza e la tutela dei consumatori

L'Autorità si trova nella non semplice situazione di dover a un tempo promuovere i meccanismi concorrenziali e tutelare i consumatori (art. 1 della legge istitutiva). Come noto se il fine risulta il medesimo, le normative di riferimento e i paradigmi applicativi sono diversi: la disciplina a tutela della concorrenza comporta benefici per i consumatori, ma in via indiretta; l'obiettivo di tutela dei consumatori è invece diretto, e attraverso una normativa specifica, sanziona le pratiche che tramite l'inganno, la coercizione o comunque in contrasto con la diligenza professionale, alterano le decisioni di natura commerciale del consumatore normalmente informato e ragionevolmente avveduto.

Le possibilità di uno sviluppo deludente della concorrenza discende da eventuali deboli incentivi a competere nel mercato al dettaglio a causa di consumatori inattivi, di comportamenti anticoncorrenziali degli offerenti, di possibili interventi regolatori eccessivamente protettivi.

A proposito dei consumatori inattivi l'Autorità per l'energia ha sottolineato la scarsa capacità del cliente domestico di valutare il valore intrinseco delle diverse offerte⁵. Si tratta di un convincimento dell'Autorità, non privo di venature di tipo paternalistico, che emerge anche dai termini utilizzati: sia "maggior tutela", sia "salvaguardia" evocano l'idea che il mercato non tuteli e non salvaguardi, e che ci debba pensare il Regolatore.

D'altra parte, la preoccupazione per un'eventuale scarsa capacità non è del tutto infondata se si guarda alle precedenti esperienze di liberalizzazione del mercato *retail*. Da questo punto di vista l'esperienza inglese indica che l'offerta di un elevato numero di tariffe, anche non semplici nella loro struttura e non del tutto chiare, può rendere complessa la scelta ed elevato il costo di *switching*. Il tema non è nuovo per i mercati che si aprono alla concorrenza: anche l'AGCM ha in precedenza osservato, con riferimento ad altri settori (ad esempio le assicurazioni), come la complessità informativa possa limitare i benefici conseguibili da un aumento del numero dei concorrenti. Inoltre perché i consumatori si impegnino - e quindi facciano funzionare i meccanismi concorrenziali - è importante che nutrano fiducia nei processi di mercato; diversamente sarà difficile farli uscire attivamente dal loro disimpegno. E questo spiega anche l'introduzione in alcuni paesi, in caso di mancata scelta del fornitore per i clienti che non hanno più diritto alla tutela, di tariffe penalizzanti (come ad esempio in Francia).

Ma qual è la fiducia dei consumatori italiani nei processi di mercato nell'energia? Non elevatissima, a giudicare dalle indagini condotte dalla Commissione Europea: il settore dell'elettricità è, secondo queste indagini, un *poor performing market* in tutta Europa, ma l'Italia è addirittura nelle posizioni di coda, anche per la scarsa fiducia nei comportamenti dei fornitori (tra le domande vi è anche quella sul grado di fiducia che i fornitori rispettino le regole che proteggono i consumatori)⁶. È possibile che in futuro, con la riforma della tariffa domestica, i segnali di prezzo che arrivano al consumatore siano meno distorti e questo lo aiuti nella scelta del fornitore e aumenti la sua fiducia verso il mercato.

La considerazione del mercato come un "territorio imprevedibile" sembra trovare conferma nell'elevato numero di reclami che su base annua si aggira, stando all'Autorità, attorno al mezzo milione di casi, di cui circa un decimo di questi arriva poi all'attenzione dello Sportello del consumatore: circa 3,000 di questi reclami avrebbero riguardato la condotta commerciale⁷. In realtà questo numero è di relativa significatività, dal momento che non precisa a quante fattispecie si riferisce (se, per ipotesi, la condotta commerciale scorretta fosse stata messa in atto solo da un'impresa non sarebbe il termometro di un mercato inaffidabile). Il fatto che l'Autorità della Concorrenza e del Mercato (a cui, secondo il decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206 spetta la competenza sanzionatoria) non abbia aperto che un caso, nella vendita di energia al dettaglio, per pratiche commerciali scorrette negli ultimi due anni lascia l'osservatore nel dubbio se si trova di fronte a "tanto rumore per nulla" o ad un'azione di controllo poco incisiva o, come è più verosimile, in un punto intermedio tra questi due estremi. In ogni caso potrebbe essere valutato e discusso un presidio della regolazione specifico per condotte commerciali scorrette in un mercato di 20 milioni di consumatori per un servizio insostituibile come quello dell'energia che si apre alla concorrenza.

La possibilità che prevalgano comportamenti inerziali dà credito all'ipotesi che l'*incumbent* (l'operatore che esercita la maggior tutela) possa rimanere l'operatore dominante nei diversi mercati geografici. L'AEEGSI sembra implicitamente ritenere questa preoccupazione fondata

⁵ AEEGSI, "Monitoraggio *retail* - Rapporto annuale 2012 e 2013", Rapporto 42/2015/I/COM.

⁶ European Commission, "Consumer Market Monitoring".

⁷ Memoria per l'Audizione presso le Commissioni riunite, VI Finanze X Attività produttive della Camera, per il Disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza presentata in occasione della Audizione della Società Acquirente Unico SpA, 19 giugno 2015.

quando afferma che l'attuale struttura di mercato è informativa circa le condizioni concorrenziali che prevarranno nell'intero mercato qualora i futuri clienti del mercato libero si distribuiscano tra i fornitori concorrenti nella stessa proporzione dei clienti che si approvvigionano già oggi sul mercato libero (il che è peraltro ovvio). Preoccupazione che appare relativamente motivata: è infatti possibile anche una lettura "non negativa" dell'attuale struttura del mercato libero domestico. ENEL arrivava al 49.8% alla fine del 2013, che è una quota certo elevata, ma notevolmente inferiore a quella sulla maggior tutela, dove raggiunge circa l'80%. Si conferma quindi che la scelta di un nuovo fornitore ha buone probabilità di verificarsi (circa il 40% dei casi): nel 2013 ben 535,000 consumatori domestici hanno optato, passando al mercato libero, per un fornitore non collegato al precedente esercente la maggior tutela. Se questo comportamento fosse "rappresentativo" delle tendenze future, negli anni a venire si assisterebbe a mutamenti di una certa entità nelle quote di mercato (e nei conti economici) dei gruppi che oggi offrono il servizio di maggior tutela.

Un secondo ordine di preoccupazioni sugli effettivi sviluppi concorrenziali ha a che vedere con la possibilità che si affermino comportamenti collusivi. Questi comportamenti per essere sostenibili richiedono un mercato concentrato - così che le imprese possano facilmente "controllarsi" reciprocamente - interazioni ripetute, capacità di risposta pronta nei prezzi in caso di "comportamenti devianti" da parte dei concorrenti e deboli pressioni concorrenziali da parte dei nuovi entranti⁸. I numerosi ingressi sul mercato, anche se di operatori marginali, rende, a differenza del mercato inglese dove è presente un numero ridotto di imprese, le preoccupazioni per comportamenti collusivi non particolarmente fondate.

Un terzo, e ultimo, motivo di un insufficiente sviluppo concorrenziale può essere individuato nei possibili comportamenti escludenti da parte dei distributori verticalmente integrati nella vendita. In altri termini, si potrebbero realizzare delle strategie di gruppo finalizzate a danneggiare la posizione delle imprese non integrate verticalmente a danno dei consumatori. Tale comportamento causerebbe un aumento dei costi degli operatori non integrati (o una riduzione delle loro vendite) mettendo a disposizione dei venditori entranti informazioni incomplete, creando così uno svantaggio informativo rispetto all'*incumbent* che normalmente condivide lo stesso *database* con il distributore. L'esperienza dell'apertura del mercato ha dimostrato che tale preoccupazione non è meramente astratta. In un caso di Antitrust (A411, apertura 2009 - decisione 2010), il denunciante Sorgenia lamentava che le inefficienze dei distributori (più d'uno) configuravano discriminazioni a danno degli entranti nei mercati locali, utilizzando metodi di comunicazione obsoleti e letture comunicate tardi e con errori. L'AGCM, nella sua decisione di apertura del caso aveva sottolineato come "Tali comportamenti, sia che si risolvano in una discriminazione dei venditori non integrati con il distributore locale, sia che non comportino alcuna discriminazione rispetto al venditore integrato, danneggiano in particolare modo i concorrenti di quest'ultimo, a causa degli svantaggi informativi e reputazionali che questi deve fronteggiare e, quindi, della maggiore sensibilità ad ogni possibile peggioramento del livello di servizio che i suoi potenziali clienti hanno rispetto al livello di servizio già sperimentato con il venditore *incumbent*."⁹ In altri termini il monopolista a monte potrebbe avere un incentivo a "sabotare" i rivali (cioè ad aumentare i loro costi attraverso una cattiva qualità degli input necessari alla loro attività retail), anche a costo di produrre qualche danno al proprio rivenditore (cosiddetto "autosabotaggio") se l'elasticità della domanda è bassa e i servizi del distributore (i servizi di rete) sono una frazione contenuta del prezzo alla vendita, se la domanda è molto sensibile alla qualità commerciale del servizio ricevuto, se alcuni dei servizi offerti dal distributore (come la lettura tempestiva dei contatori) sono maggiormente necessari ai concorrenti che al venditore integrato. Lo sviluppo della concorrenza richiede dunque che i distributori predispongano delle interfacce che consentano ai venditori di avere facile accesso alle informazioni sui consumatori finali. Questo è un aspetto che è oggetto di attenzione da parte del legislatore che nel Ddl competitività menziona l'opportunità di introdurre misure idonee a garantire una piena funzionalità del Sistema Informativo Integrato: la disponibilità delle informazioni sui profili di consumo della clientela sarà un aspetto da regolamentare decisivo per uno sviluppo ordinato della concorrenza.

⁸ In questo quadro le imprese si comportano in modo meno aggressivo rinunciando anche a opportunità di profitto nel breve termine nell'aspettativa che ciò condurrà a più elevati profitti nel lungo termine, con una conseguente convergenza nei margini delle imprese venditrici.

⁹ Il caso si chiuse con degli impegni tra cui la predisposizione di un portale per gestire lo scambio di informazioni con i *retailer*.

I possibili comportamenti strategici degli operatori

Non è immediato dedurre dalle tendenze in atto fino ad oggi quali saranno i comportamenti degli operatori che operano nella maggior tutela quando cesserà la fornitura a prezzo regolamentato e dovranno resistere alla concorrenza degli altri operatori. Si possono ipotizzare tre scenari.

Nel primo, le imprese *incumbent* scelgono la strategia di prezzo che massimizza i loro profitti e come nel modello “*Tourists/Natives*” di Salop e Stiglitz¹⁰, ci si potrebbe aspettare che il prezzo sul mercato risenta del peso dei consumatori informati: tanto maggiore questo peso tanto più basso il prezzo. Ma quanto pesano i consumatori informati nel settore elettrico? Relativamente poco. Possiamo infatti attenderci che quelli che sono rimasti per 7 anni sul mercato della maggior tutela lo hanno fatto in quanto per loro il costo di informarsi era considerato troppo elevato. Se di conseguenza si costituisce un *two-tiered market*, i consumatori più attivi potrebbero beneficiare dalla concorrenza mentre i consumatori inattivi si potrebbero ritrovare, almeno inizialmente, con prezzi più elevati se le imprese sono abili nello sfruttare la riluttanza di questa categoria ad informarsi. È possibile che anche vi sia qualche spazio per fenomeni di tipo “*cheating consumers*”, come si potrebbe ricavare implicitamente dall’analisi delle differenze positive tra il prezzo di alcune offerte sul mercato libero e il prezzo della maggior tutela (anche se sarebbe necessario approfondire quante di quelle più elevate sono a prezzo fisso). L’evidenza empirica dal mercato inglese e norvegese sembra confermare che questo è un rischio concreto. Nel caso inglese il 30% delle famiglie che ha cambiato fornitore si è ritrovato con un fornitore più caro o comunque con un guadagno inferiore a quello teoricamente conseguibile.

Il secondo scenario è più “roseo”: si sviluppa una sana dinamica competitiva dal momento che una parte degli entranti, non avendo una base consistente di consumatori a cui poi dover estendere condizioni favorevoli, potrebbe presentare offerte piuttosto aggressive per attrarre anche i consumatori per i quali il costo dello *switching* è elevato. I consumatori dormienti, in questo schema, prima o poi si destano. Si potrebbe quindi generare un circolo virtuoso con prezzi bassi, dal momento che anche l’*incumbent* dovrebbe prima o poi rendere i suoi prezzi competitivi, e una accentuata ridistribuzione delle quote di mercato.

Nel terzo scenario, l’*incumbent*, considerata anche la sua forza nella generazione, offre prezzi bassi, per escludere l’ingresso di nuovi entranti: il mercato resta relativamente concentrato ma i consumatori beneficiano da questa strategia di *limit pricing* dell’*incumbent*.

A oggi le evidenze sulle differenze di prezzo tra mercato libero e maggior tutela non sembrano essere del tutto omogenee: da un lato l’Autorità afferma che vi sono evidenze che in media i clienti domestici che si approvvigionano sul mercato libero pagano un prezzo di fornitura maggiore di quello che pagherebbero nell’ambito del servizio di maggior tutela: nel 2013 i prezzi medi rilevati nel mercato libero, con riferimento alla sola quota relativa ai costi di approvvigionamento, vendita e margine di commercializzazione, sarebbero stati superiori a quelli del servizio di maggior tutela di un intervallo compreso tra il 15% e il 20%¹¹. Dall’altro lato lo stesso servizio dell’Autorità disponibile on-line, “Trova Offerte”, evidenzia che sul mercato libero le proposte a prezzo più basso del tutelato sono numerose; a marzo 2015 ne sono state censite 13 su 21: riesce difficile ipotizzare che i clienti scelgano sistematicamente le offerte più alte tra quelle disponibili; inoltre Eurostat (e l’Autorità) non distinguono tra offerte a prezzo fisso e a prezzo variabile. Insomma ci vorrebbe forse maggiore chiarezza su come questi prezzi rilevati dall’Eurostat sono stati computati. È interessante osservare che l’attuale offerta di ENEL, particolarmente aggressiva (e che da una prima analisi non è diversa rispetto tra zone dove esercita la maggior tutela da quelle dove non la esercita), è coerente con il secondo e il terzo scenario dove il principale operatore è disposto a rinunciare a una parte dei margini unitari che gli rivengono dal disporre di un costo dell’energia particolarmente competitivo, stante anche il suo *mix* produttivo, pur di mantenere elevata la sua quota di mercato.

In conclusione, sembrano esserci le premesse per costruire un mercato concorrenziale a beneficio dei consumatori. È necessario però che l’occhio sulle pratiche commerciali che verranno messe in atto sia particolarmente vigile e severo.

¹⁰ Salop e Stiglitz, 1977.

¹¹ AEEGSI, “Monitoraggio *retail* - Rapporto annuale 2012 e 2013”, Rapporto 42/2015/I/COM. I dati citati nel testo sono di fonte Eurostat.

Codice di rete del trasporto elettrico: effetti su equilibrio finanziario e merito creditizio

Il superamento dell'approccio negoziato nei rapporti tra distributori e fornitori di energia elettrica, almeno sugli aspetti relativi alle garanzie contrattuali e a quelli di fatturazione e pagamento, è stato oggetto di una lunga e partecipata discussione, caratterizzata da posizioni spesso distanti tra loro. La deliberazione che introduce il codice di rete tipo dovrebbe costituire un passaggio non irrilevante nella promozione della concorrenza nel mercato retail. Essa potrà avere riflessi differenziati sui diversi attori, in particolare sui fabbisogni finanziari e sulla possibilità di attrarre credito da parte delle imprese di vendita, in relazione alla situazione economica del settore energetico e di quello creditizio e in ragione delle condizioni di servizio che gli operatori si erano assicurati prima dell'intervento del Regolatore.

I contenuti dell'intervento dell'Autorità e gli interessi da comporre Servizio di trasporto e codice tipo

Il servizio di trasporto dell'energia elettrica oggetto di contratto tra distributore e venditore è costituito dall'insieme dei servizi di distribuzione, misura e trasmissione, i primi due erogati dallo stesso distributore, il terzo fatturato dal distributore per conto del gestore del sistema di trasmissione.

È questo l'oggetto del codice di rete tipo (delibera 268/2015)¹, o meglio lo sono due aspetti del rapporto distributore-utente del servizio² emersi come prioritari durante il processo di formazione del provvedimento, ossia la presentazione di garanzie contrattuali e gli aspetti amministrativi di fatturazione e pagamento, che divengono materie regolate al pari degli aspetti tariffari, di quelli relativi alla connessione alle reti di distribuzione, e di quelli che riguardano la misura. Si tratta, in altre parole, di un tassello aggiuntivo alla disciplina delle relazioni distributore-utente nel mercato dell'elettricità che giunge, tra l'altro, con un certo ritardo rispetto al mercato del gas, per cui il codice di rete è stato approvato nel 2006³ sotto la spinta del Decreto Legislativo 164/00.

Dati di misura e pagamento oneri generali

Nell'ambito dello stesso processo, l'AEEGSI è intervenuta anche sulle norme per la messa a disposizione dei dati di misura da parte dei distributori, introducendo un sistema di indennizzi automatici in caso di mancato raggiungimento di obiettivi generali di qualità, e su quelle di pagamento, da parte dei distributori, degli oneri generali sui conti aperti presso la CCSE.

Iter controverso e interessi divergenti

Il procedimento che ha condotto all'approvazione del codice tipo è di lungo corso: avviato nel 2007, è stato ripreso nel 2013⁴ e portato a termine all'inizio del mese di giugno. L'obiettivo è quello di uniformare le condizioni generali e molte delle condizioni specifiche che ciascuna impresa distributrice pratica agli utenti del trasporto: in ultima analisi, la disciplina è mirata a garantire una maggiore accessibilità del servizio e una maggiore uniformità di trattamento degli utenti. A dispetto delle finalità appena richiamate, sul provvedimento che ha (ri)dato avvio al processo di realizzazione del codice tipo si è subito aperto un contenzioso, risolto temporaneamente da una sentenza del TAR Lombardia⁵.

L'accesso confronto sui contenuti del provvedimento si spiega con gli interessi che convergono sulla materia, e con il delicato lavoro di composizione degli stessi che il Regolatore ha dovuto intraprendere. Innanzitutto, la tutela del consumatore. In secondo luogo, la promozione della concorrenza nel mercato al dettaglio, prevedendo da un lato l'imposizione di regole uniformi di accesso al servizio di distribuzione, e dall'altro garantendo che tali regole non si trasformino in ostacoli alla partecipazione al mercato stesso, anche alla luce di altri problemi che gli operatori si trovano a fronteggiare, morosità *in primis*. Infine, la protezione delle imprese di distribuzione rispetto all'esposizione finanziaria nei confronti dei fornitori e degli altri utenti del trasporto.

¹ Deliberazione AEEGSI 4 giugno 2015 n.268/2015/R/EEL, "Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica: disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio".

² Oltre ai fornitori e *trader*, può trattarsi di clienti finali che stipulino contratti direttamente con il distributore.

³ Delibera n. 108/06, "Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni 29 luglio 2004, n. 138/04 e 29 settembre 2004, n. 168/04 e approvazione del codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas".

⁴ Deliberazione AEEGSI 19 dicembre n.612/2013/R/EEL, "Disposizioni in merito alla definizione del codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica nonché all'introduzione di misure urgenti in merito alla risoluzione del contratto di trasporto".

⁵ Sentenza del 27 marzo 2015, n. 854.

La disciplina appena approvata contribuisce a segnare l'evoluzione da una fase iniziale della liberalizzazione, che puntava sulla massimizzazione del numero di partecipanti al mercato, in favore di una nuova fase, in cui viene data maggiore attenzione alla selezione degli operatori più virtuosi.

Garanzie contrattuali

Degli aspetti toccati dalla delibera, la disciplina delle garanzie è quella più articolata e controversa, anche in ragione della congiuntura economica e creditizia.

In sintesi, gli aspetti affrontati nel corso del processo e definiti con l'approvazione del provvedimento sono i seguenti:

- i tipi di garanzie ammesse e i requisiti per l'emissione delle stesse
- l'entità delle garanzie, il monitoraggio e gli eventuali aggiustamenti collegati ad adempimento o inadempienza.

Quattro strumenti ammessi

Ai fini del provvedimento, e secondo la forza della tutela che queste realizzano, le garanzie sono classificate in "forti" e "deboli". In particolare, accanto alle forme "più forti" di garanzia, ossia fideiussioni e depositi cauzionali, sarà possibile per gli utenti del trasporto che risultino adempienti da almeno sei mesi presentare giudizi di *rating* e garanzie emesse dalla società controllante. In abbinamento a questi ultimi due strumenti, è previsto il versamento di un corrispettivo (non recuperabile nel caso si decide o si è costretti a passare alle forme di garanzia più forti) che alimenta uno specifico conto aperto presso la CCSE per la copertura dei distributori dai rischi di credito: il Regolatore ha voluto affiancare agli strumenti di tutela più deboli una forma di garanzia di natura mutualistica, le cui modalità di utilizzo devono ancora essere definite.

Fideiussioni da istituti virtuosi

Per quanto riguarda le fideiussioni bancarie e assicurative, queste devono prevedere la clausola a prima richiesta e senza eccezione, e devono essere emesse da istituti che rispettino un livello minimo di merito creditizio pari al livello BBB- di *Standard&Poor's Corporation* e *Fitch Ratings* o Baa3 di *Moody's Investor Services*. Possono avere durata determinata, ma in tale caso l'utente è chiamato a rinnovare la garanzia entro termini tassativi.

Rating pubblico

Rispetto alla prassi e alle regole attualmente applicate negli altri servizi di rete dell'energia, che ammettono le maggiori due o tre agenzie, il perimetro delle società abilitate a fornire il giudizio di *rating* coincide con le agenzie registrate o certificate presso la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) ai sensi del Regolamento Europeo di riferimento (Regolamento 1060/2009)⁶. Il *rating* dev'essere divulgato al pubblico, e le agenzie che lo emettono devono rispettare tutti gli obblighi e i requisiti stabiliti dal suddetto Regolamento. Il valore minimo fissato è pari al livello BBB- di *Standard&Poor's Corporation* e *Fitch Ratings* o Baa3 di *Moody's Investor Services*, o livello equivalente (sarà il distributore ad accertarlo) se il giudizio è effettuato da un'agenzia diversa. Infine, il corrispettivo per l'accesso al giudizio di *rating* come forma di garanzia è quantificato nel 1% dell'ammontare della garanzia (si veda sotto).

Parent company guarantee forte

La *parent company guarantee* è ammessa unicamente nella sua forma più forte, ossia di fideiussione a prima richiesta (rilasciata però dalla società controllante dell'utente del trasporto). La società controllante emittente deve soddisfare gli stessi requisiti previsti nel caso di ottenimento, da parte dell'utente, del giudizio di *rating*. La fideiussione potrà avere durata determinata, ma in tale caso l'utente è chiamato a rinnovare la garanzia entro termini tassativi. Infine, il corrispettivo per l'accesso alla *parent company guarantee* come forma di garanzia è quantificato nel 0.2% dell'ammontare della garanzia (si veda sotto), in ragione della maggior forza dello strumento rispetto al mero giudizio di *rating*.

⁶ Regolamento (CE) N. 1060/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 settembre 2009, relativo alle agenzie di *rating* del credito.

Inclusione degli oneri generali

Sull'entità delle garanzie si è concentrato molto dibattito, i cui aspetti chiave sono stati l'esposizione delle imprese di distribuzione e soprattutto le voci da includere nella base su cui calcolare gli importi.

Gli importi offerti in garanzia (ovviamente è escluso il caso di ricorso al *rating*) dovranno coprire 3 mesi di erogazione del servizio, e dovranno includere tutti i corrispettivi fatturati, inclusi gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti (oltre alle imposte). E' proprio questa base di calcolo a costituire oggetto del contendere tra fornitori e AEEGSI. Rispetto alla suddetta previsione, alcuni utenti del trasporto hanno fornito una valutazione negativa durante tutto il processo di consultazione, appellandosi al fatto che i fornitori svolgano, rispetto agli oneri generali e le UC, una mera attività di riscossione, e che i soggetti obbligati ai pagamenti siano i consumatori finali. Almeno per il momento, però, la già richiamata sentenza del TAR Lombardia dello scorso marzo riconosce al Regolatore il potere di imporre garanzie anche sugli importi relativi agli oneri di sistema. La partita potrebbe non essere chiusa: gli operatori hanno infatti proposto un ricorso al Consiglio di Stato, insistendo sull'interpretazione del Decreto Bersani che suggerirebbe un mero ruolo di collettore del fornitore rispetto a oneri che gravano direttamente sul consumatore finale⁷.

Adeguamenti delle garanzie

In ragione del fatto che l'ammontare delle garanzie non coprirà l'intera esposizione finanziaria del distributore, stimata dall'AEEGSI come pari a 6 mesi di erogazione del servizio, a tutela della sicurezza del sistema il codice di rete tipo introduce regole per il monitoraggio del livello delle garanzie rispetto all'attività del fornitore e la modifica/adequamento delle stesse in base al comportamento dei debitori.

Il controllo del distributore dovrà avvenire su base trimestrale⁸, e l'adequamento dovrà essere richiesto (potrà essere ottenuto) nel caso in cui il livello corrispondente a tre mesi di erogazione del servizio sia più alto (più basso) del 20% rispetto alla garanzia. Inoltre, il distributore potrà chiedere adeguamenti anche in presenza di aumenti significativi del numero di punti di prelievo di un utente del trasporto.

Con cadenza semestrale⁹, invece, il distributore verificherà la puntualità dei pagamenti dell'utente del trasporto e potrà richiedere l'adequamento (al rialzo) della garanzia (unicamente per i ritardi imputabili all'utente), fino ad arrivare al corrispondente di cinque mesi di erogazione del servizio.

Modifica del tipo di garanzia richiesto

Infine, nei casi di variazione del *rating* dell'utente o della società controllante al di sotto della soglia minima, o al venir meno dei requisiti di pubblicità del *rating* e rispondenza alla disciplina del Regolamento 1060/2009, oltre che nel caso di ritardo nei pagamenti di almeno una fattura, l'utente sarà tenuto a presentare garanzia nella forma di fideiussione o deposito cauzionale, salvo essere riammesso alle forme di garanzia più deboli dopo essere risultato adempiente per 12 mesi.

Dati di misura, fatturazione e pagamenti

La questione fatturazione è strettamente connessa con la messa a disposizione dei dati di misura. Il principio generale adottato dall'AEEGSI sulla fatturazione è, infatti, quello secondo cui i documenti relativi alle prestazioni essenziali del servizio di trasporto (cosiddette fatture di ciclo e fatture di rettifiche) siano emessi dopo la messa a disposizione da parte del distributore di dati di misura validati dallo stesso.

I termini temporali per comunicare le misure diventano piuttosto stretti: per i punti di prelievo

⁷ Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 1999. Si tratta del comma 11 dell'articolo 3 del Decreto, che recita "Entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, con uno o più decreti del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, sono altresì individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di cui all'articolo 13, comma 2, lettera e). L'Autorità provvede al conseguente adeguamento del corrispettivo di cui al comma 10. La quota parte del corrispettivo a copertura dei suddetti oneri a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, è definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

⁸ Semestrale per i piccoli distributori.

⁹ Annuale per i piccoli distributori.

trattati su base oraria (tutti quelli con potenza contrattuale maggiore di 50 kW) i distributori dovranno mettere a disposizione i dati validati entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello di erogazione del servizio. Precedentemente, la scadenza era fissata al giorno 20 del suddetto mese¹⁰.

Al nuovo obbligo è affiancato un meccanismo di indennizzi automatici, che riguarda:

- la qualità dei dati fatturati, associando indennizzi unitari (€/punto di prelievo) stabiliti in misura differente tra punti di prelievo trattati orari e per fasce nel caso di messa a disposizione di dati validati stimati anziché effettivi, con una franchigia del 10%;
- la puntualità nella messa a disposizione, associando indennizzi unitari stabiliti in misura differente tra punti di prelievo trattati orari e per fasce ai giorni di ritardo, con un *cap* per punto di prelievo.

A prescindere dal tipo di punto di prelievo, le fatture di ciclo devono essere emesse entro 4 giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati. Il termine per il pagamento è uniformato in 30 giorni¹¹: l'AEEGSI sottolinea nei considerati della delibera 268/2015 come l'attuale prassi preveda tempi di pagamento più brevi, pari a circa 20 giorni. In media, perciò, la regola dovrebbe incidere positivamente sul fabbisogno finanziario delle imprese di vendita, e al contrario rallentare i flussi di cassa in entrata per i distributori.

I contenuti delle fatture saranno standard, secondo quanto indicato in appendice al codice di rete tipo, ed entreranno in vigore regole precise relativamente al formato dei documenti e alla trasmissione degli stessi.

Disposizioni relative al versamento degli oneri generali

Il regolatore velocizza i termini di versamento degli oneri generali di sistema e delle UC alla CCSE: il versamento avverrà con cadenza mensile anziché bimestrale. Inoltre, i distributori non potranno più trattenere una quota pari allo 0.5% degli oneri per tenere conto degli importi inesigibili, cosicché verrà evitata, secondo il Regolatore, una duplicazione nelle forme di garanzia, già previste anche con riferimento agli oneri generali, secondo quanto illustrato in precedenza.

Tempi per l'adempimento

Le scadenze per uniformarsi alla nuova disciplina sono differenziate per tema e si pensa riflettano un tentativo di concedere, agli operatori interessati dal provvedimento, margini di tempo sufficienti per l'adeguamento alla nuova regolazione.

Per quanto concerne le garanzie, le regole su tipo e quantificazione saranno in vigore dal 1 ottobre 2015, mentre quelle sui controlli e gli adeguamenti, che potrebbero richiedere la realizzazione di procedure differenti dalle attuali, saranno efficaci dal 2016.

Per quanto concerne invece fatturazioni, dati di misura e termini di pagamento, tutte le regole entreranno in vigore dal 1 ottobre 2015, a eccezione del termine per l'emissione delle fatture, la cui efficacia è rimandata di un trimestre.

Infine, anche le modifiche ai tempi di versamento degli oneri generali di sistema e delle UC diverranno operative a partire da gennaio 2016.

¹⁰ Allegato B alla Delibera ARG/elt 199/11, "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione". Non cambiano le regole per i punti trattati per fasce, per cui il Testo Integrato della Misura (TIME) continua a prevedere una scadenza al giorno 20 del mese successivo a quello di erogazione del servizio.

¹¹ I 30 giorni decorrono dal nono giorno lavorativo del mese, per le fatture emesse dal primo giorno al nono giorno lavorativo del mese e, per le fatture emesse successivamente, dal quarto giorno lavorativo successivo alla messa a disposizione dei dati di misura.

I dubbi sugli impatti

La nuova regolazione avrà impatti differenziati sugli operatori interessati, in ragione delle condizioni che gli stessi avevano negoziato prima dell'approvazione del codice tipo.

In generale, o meglio in media, per i distributori aumenterà la pressione sui flussi di cassa e sul fabbisogno finanziario, a causa del prolungamento dei termini di pagamento delle fatture (rispetto alla prassi) e a causa dell'accorciamento dei termini per versare alla CCSE gli oneri generali di sistema. Sui distributori, inoltre, graverà una serie di adempimenti procedurali che potranno creare qualche difficoltà operativa, prima dell'arrivo a regime, oltre a un meccanismo di obiettivi-indennizzi la cui calibrazione sembra essere tutta da verificare.

Per i venditori il nodo cruciale dovrebbe essere quello delle garanzie da prestare, data la congiuntura di mercato e quella del sistema creditizio. Il *rating* minimo richiesto è esattamente in linea con quello dello Stato Italiano, almeno se si fa riferimento a due delle tre principali agenzie. Oltre al merito creditizio degli operatori del mercato elettrico e delle proprie controllanti, conterà quello degli istituti di credito, che sarà perciò da monitorare: occorrerà capire quanto sarà ampio e accessibile il "mercato" delle garanzie bancarie. In media, i venditori avranno esborsi meno veloci per quanto concerne le partite che regolano con i distributori, ma d'altra parte l'entità delle garanzie dovrebbe essere più alta di quanto richiesto per prassi. Se tutte queste nuove regole si dimostrassero eccessivamente stringenti potrebbero realizzarsi effetti negativi sulla concorrenza, anche a danno del consumatore, che vanificherebbero gli impatti positivi di regole uniformi e tese a garantire l'affidabilità degli operatori della vendita.

Analisi statistica e novità dal mercato

Si conferma la dipendenza della domanda elettrica dai fattori climatici e di calendario. In maggio i dati grezzi riportano un calo tendenziale, dopo due mesi di crescita, ma il valore depurato è in linea con quello dello scorso anno. Diminuisce l'import e così la produzione nazionale registra una flessione più leggera rispetto alla richiesta. Idroelettrico sempre in forte calo, mentre le altre produzioni riportano tutte un aumento tendenziale. Il PUN continua a rimanere superiore rispetto ai valori dello scorso anno in particolare grazie all'aumento dei prezzi nelle zone dell'Italia continentale. Gli scambi attraverso il Market Coupling sono di fatto esclusivamente in import e con una saturazione della capacità (e quindi un differenziale di prezzo tra zona Nord e paese confinante) nella quasi totalità delle ore, nonostante in Francia e Germania si stia registrando un aumento più consistente del prezzo elettrico dovuto soprattutto alla manutenzione degli impianti nucleari. I mercati a termine sono in aumento per l'Italia e in diminuzione negli altri paesi europei.

In calo la domanda elettrica, ma per l'effetto calendario

Si arresta la ripresa della domanda che si era registrata tra febbraio e aprile. In maggio la richiesta riporta un calo tendenziale dovuto quasi esclusivamente all'effetto di calendario: mese che ha registrato un giorno lavorativo in più rispetto a dodici mesi fa. I dati depurati da quest'effetto e da quello delle temperature (+1.5 °C rispetto a un anno fa) indicano un calo del -0.1%. A livello zonale il calo maggiore è quello registrato nelle isole, mentre il Sud registra un lieve aumento.

Confrontando i dati sul carico pubblicati da Terna, nelle prime tre settimane di giugno, a parità di giorni lavorati, l'*actual load* risulta sostanzialmente invariato rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Leggera diminuzione della produzione nazionale, negativo l'idroelettrico, in aumento le altre fonti

La produzione nazionale riporta un calo più contenuto rispetto a quello della richiesta elettrica grazie alla diminuzione dell'import netto (-10%): le importazioni registrano un calo di quasi il 2% mentre le esportazioni sono raddoppiate rispetto all'anno scorso, confermando il *trend* in atto da inizio anno.

A livello di tecnologia rimane in calo la produzione degli impianti idroelettrici (-16% rispetto a maggio e -25% nei primi cinque mesi). In aumento invece le restanti produzioni: quella eolica registra il maggior aumento (+10%), mentre il termoelettrico segna un +5% (+ 3 TWh da inizio 2015). Continua anche la crescita del fotovoltaico che da gennaio ha prodotto 10 TWh.

PUN in continuo rialzo sostenuto dalle zone continentali

A maggio il PUN ha registrato un valor medio di 47.27 €/MWh con un aumento tendenziale (+1.3%) sostenuto dalla crescita nelle ore di picco. A livello zonale invece si registra un aumento generalizzato a esclusione della Sicilia che continua a riportare un calo tendenziale dovuto al nuovo regime di offerte amministrate. Le altre zone registrano aumenti simili tra loro intorno ai 2.5 €/MWh, solo la Sardegna è sostanzialmente in linea con maggio 2014.

Nelle prime settimane di giugno il PUN è salito di 2.19 €/MWh arrivando a 49.46 €/MWh e continuando il *trend* rialzista in atto da inizio anno (**Figura 1**). Prosegue il calo tendenziale della Sicilia mentre il prezzo della Sardegna presenta un calo tendenziale di 14 punti percentuali in controtendenza con la dinamica seguita fino a maggio. Questo è dovuto alla dinamica registrata nel giugno 2014: infatti l'abbassamento dell'NTC tra Sardegna e Centro Sud e la contemporanea manutenzione di alcuni siti aveva fatto schizzare il prezzo zonale durante le ore *off-peak*.

L'aumento del PUN si è concentrato soprattutto nelle ore fuori picco, dove l'aumento è stato del +8% contro quelle di picco che registrano un rialzo tendenziale del +1%.

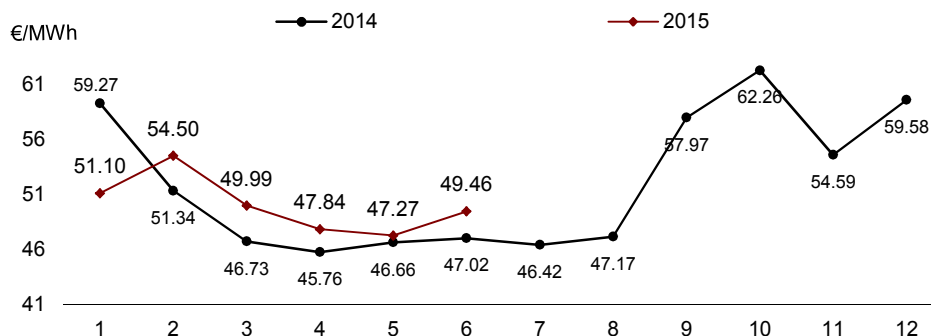
L'aumento del PUN da febbraio a oggi, rispetto al 2014, si è riflesso anche nella diminuzione delle ore in cui il prezzo zonale è stato di 0 €/MWh che sono passate da oltre 180 nei primi sei mesi del 2014 a meno di 50 ore da inizio anno. La diminuzione è stata pressoché omogenea in tutte le zone. La zona Sud e la Sicilia rimangono quelle con il maggior numero di ore con prezzo zero, ma, a differenza dell'anno scorso, questo fenomeno si è verificato solo nei mesi primaverili; sono comunque le uniche due zone ad aver registrato un prezzo uguale a zero

anche durante le ore di picco, mentre nelle altre zone, a eccezione della zona Nord, il prezzo zero si realizza solo nelle ore di basso carico.

Per quanto riguarda il *Market Coupling* (MC), si osserva che da maggio i flussi sono di fatto esclusivamente in import e saturati per oltre il 90% delle ore. Il limite medio è in linea con i valori di maggio, notevolmente ridotti rispetto al periodo invernale per i ben noti motivi di sicurezza imposti da Terna: -25% per quanto riguarda Francia e Austria e -40% per la Slovenia.

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: GME

Aumenti consistenti dei prezzi europei per manutenzioni e calo eolico

Forte rialzo per i prezzi delle principali borse europee nelle prime settimane di giugno. Rispetto al mese di maggio l'aumento è del 15% per Germania e Francia e del 18% per il prezzo spagnolo (53 €/MWh) che torna a superare il PUN come avvenne anche lo scorso anno.

La ripresa dei prezzi tedeschi e francesi è legata alle manutenzioni degli impianti nucleari e alla disponibilità ridotta del sito di Grafenrheinfeld che verrà definitivamente chiuso alla fine del mese. Inoltre un calo della produzione eolica (che ha iniziato la stagione di minor produttività, ha ulteriormente ridotto l'offerta facendo risalire i prezzi intorno ai 30 €/MWh.

Parte il Flow-based Market Coupling nella zona CWE

La zona CWE¹ ha avviato il 20 maggio la nuova metodologia *Flow-based* per la risoluzione del MC. Questo metodo permette una migliore e più accurata rappresentazione della rete nell'algoritmo che risolve il MC. In questo modo i flussi determinati sul *day-ahead* possono sfruttare appieno la configurazione della rete, aumentando le possibilità di convergenza dei prezzi zionali e la gestione della volatilità delle rinnovabili. La metodologia *Flow-Based* verrà gradualmente estesa anche alle altre borse europee, l'ostacolo principale è la necessità di aumentare il coordinamento e di l'armonizzazione dei sistemi e dell'organizzazione dei gestori delle reti europee (TSO).

Un altro passo verso l'integrazione dei mercati elettrici è stato compiuto a inizio giugno con la sottoscrizione da parte delle borse europee e dei TSO di un contratto con Deutsche Borse AG per lo sviluppo del sistema di gestione del mercato *intraday* transfrontaliero in Europa (soluzione XBID).

La soluzione prevede che gli ordini che i partecipanti al mercato inseriscono con riferimento a una specifica zona possano essere abbinati, tramite un meccanismo di negoziazione continua, con gli ordini inoltrati in maniera simile da altri partecipanti al mercato in altre zone coperte dalla soluzione XBID, sempre che vi sia una capacità transfrontaliera disponibile. La tempistica annunciata prevede la fine della fase di progettazione e sviluppo entro metà 2016 e l'introduzione sul mercato a partire dal 2017.

¹ Francia, Germania e Benelux.

*Mercati a lungo termine in
aumento in Italia, scendono in
Francia e Germania*

Il numero ridotto di scambi registrati su IDEX e la contemporanea esplosione delle contrattazioni scambiate su EEX hanno di fatto reso più significativo monitorare l'andamento dei *future* su quest'ultima borsa, come accade per i titoli francesi e tedeschi.

Le quotazioni tra le due borse si discostano per un massimo di 0.25 €/MWh per il titolo riferito al prossimo trimestre, mentre la quotazione del *Calendar '16* è di 48.11 €/MWh su EEX contro i 47.94 €/MWh di IDEX, anche se per quest'ultima borsa si tratta solo di un prezzo di controllo dato che non ci sono stati scambi in giugno.

Rispetto al mese precedente le quotazioni sono in crescita per il trimestre estivo (+2%, a una media di 51 €/MWh) e, in modo più contenuto, per l'ultimo trimestre 2015 (51.5 €/MWh) e per il *Cal'16* (+1.3% rispetto a maggio). In leggero calo le quotazioni per il I° trimestre 2016 che si attestano poco sotto i 51 €/MWh.

Mercati in calo per Germania e Francia. I titoli tedeschi registrano una diminuzione generalizzata anche se contenuta, con la flessione massima riportata dal trimestre estivo (-0.9%) che al momento è quotato a sotto i 30 €/MWh. L'ultimo trimestre 2015 e il I° trimestre 2016 sono entrambi scambiati intorno ai 34 €/MWh. Il *Calendar 16* rimane pressoché stabile a 31.54 €/MWh.

In Francia l'unico *future* a riportare un aumento è quello per il prossimo trimestre che arriva a 30 €/MWh, mentre scendono a 44.13 e 46.58 €/MWh rispettivamente il IV° e il I° trimestre 2016. Il titolo annuale è in calo del -0.7% a 38.34 €/MWh.

Domanda e offerta

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

	mag-15	mag-14	Var. %
Domanda	24 855	25 189	-1.3%
- Nord	11 517	11 770	-2.1%
- Centro	7 463	7 502	-0.5%
- Sud	3 638	3 600	1.1%
- Isole	2 237	2 317	-3.5%
Produzione netta	22 385	22 432	-0.2%
- Idroelettrico	5 074	6 025	-15.8%
- Termoelettrico	12 742	12 083	5.5%
- Geotermoelettrico	495	474	4.4%
- Eolico	1 273	1 165	9.3%
- Fotovoltaico	2 801	2 685	4.3%
Saldo estero	2 663	2 978	-10.6%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

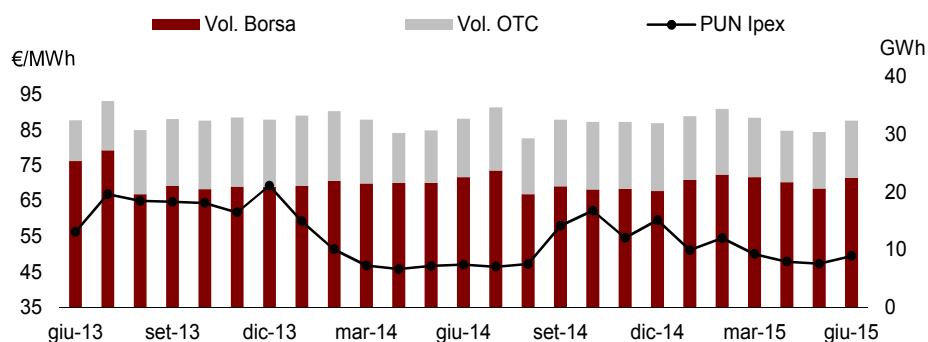
	2015*	2014*	Var. %
Domanda	126 979	127 385	-0.3%
- Nord	58 559	59 041	-0.8%
- Centro	37 882	38 234	-0.9%
- Sud	18 898	18 401	2.7%
- Isole	11 640	11 709	-0.6%
Produzione netta	108 193	109 371	-1.1%
- Idroelettrico	18 186	24 142	-24.7%
- Termoelettrico	69 698	66 751	4.4%
- Geotermoelettrico	2 415	2 263	6.7%
- Eolico	7 951	7 254	9.6%
- Fotovoltaico	9 943	8 961	11.0%
Saldo estero	19 616	19 220	2.1%

* Gennaio-Giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili
(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria

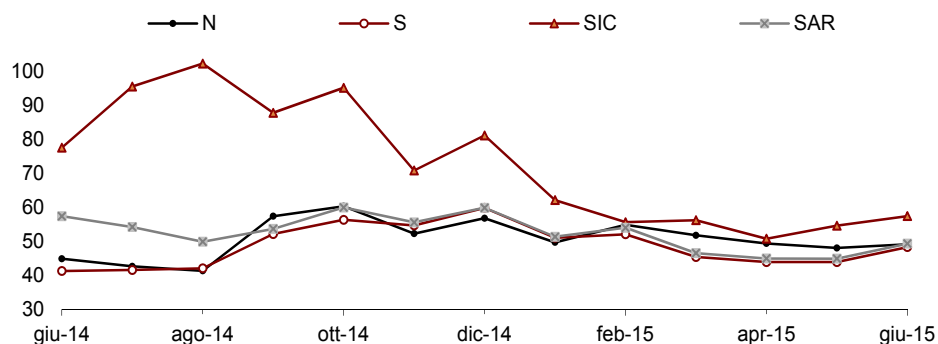


Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

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

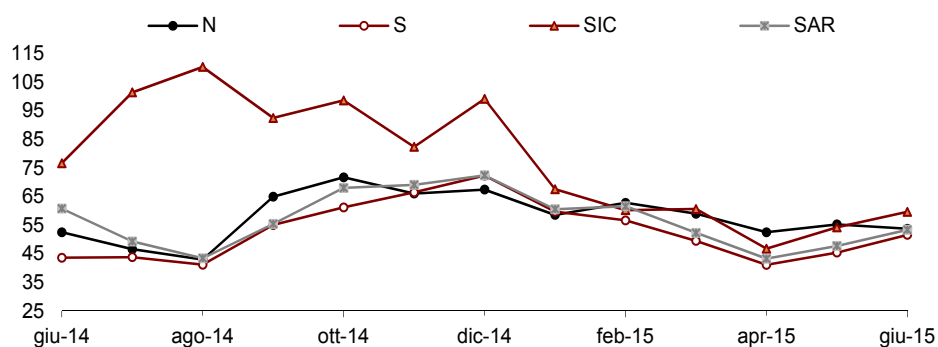


Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 4. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

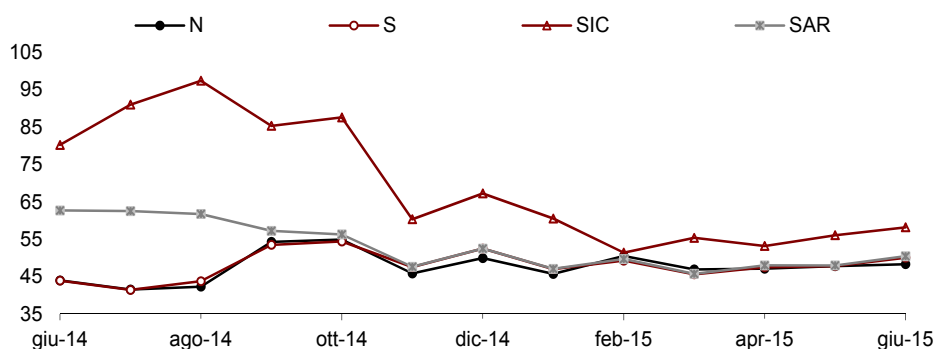


Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 5. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: GME

Market coupling

Tabella 3. Principali statistiche sui flussi con l'Austria attraverso il Market Coupling

	Austria -> Italia				Italia -> Austria			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	176	176	100%	100%	247	0	0%	0%
mar-15	200	200	100%	100%	186	0	0%	0%
apr-15	210	210	93%	93%	141	1	1%	0%
mag-15	171	170	100%	100%	111	0	0%	0%
giu-15	134	133	99%	99%	119	1	1%	1%

Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 4. Principali statistiche sui flussi con la Francia attraverso il Market Coupling

	Francia -> Italia				Italia -> Francia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	2 118	1 939	100%	77%	2 031	0	0%	0%
mar-15	2 288	2 036	99%	70%	1 448	2	1%	0%
apr-15	2 003	1 599	90%	61%	1 376	20	5%	0%
mag-15	1 471	1 468	100%	98%	1 358	2	0%	0%
giu-15	1 581	1 558	98%	96%	1 355	2	1%	0%

Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 5. Principali statistiche sui flussi con la Slovenia attraverso il Market Coupling

	Slovenia -> Italia				Italia -> Slovenia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	665	614	99%	98%	681	1	1%	0%
mar-15	601	573	100%	96%	663	0	0%	0%
apr-15	514	479	93%	95%	675	0	1%	0%
mag-15	357	344	98%	95%	637	1	2%	0%
giu-15	382	345	97%	91%	637	8	2%	0%

Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

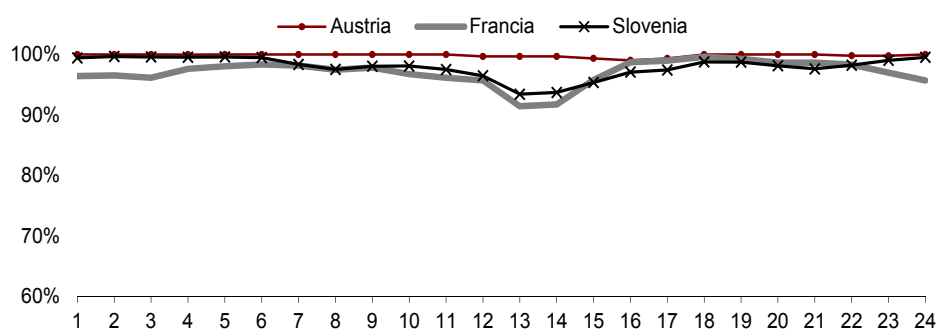
Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con interconnessione satura (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	22	-1	15	-5	20	
mag-15	23		22		21	
giu-15	20	-2	19		19	

Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 6. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione in import (%) Media aritmetica

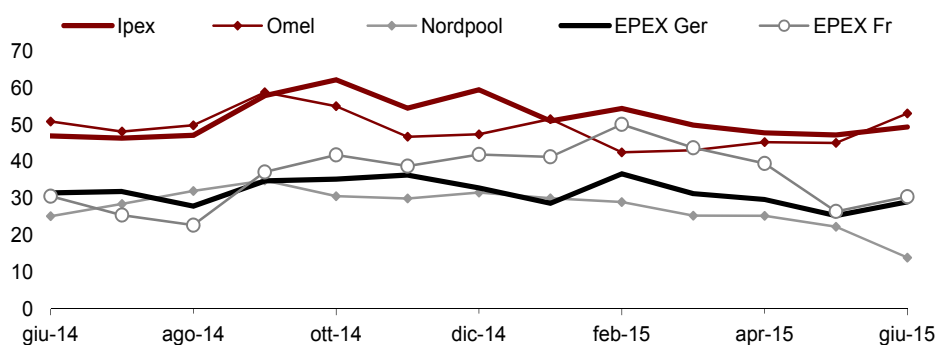


Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

Figura 7. Borse europee: prezzi baseload (€/MWh) Media aritmetica

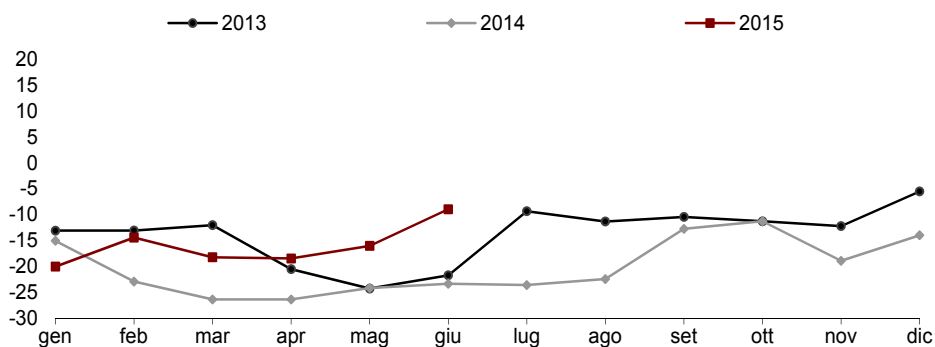


Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

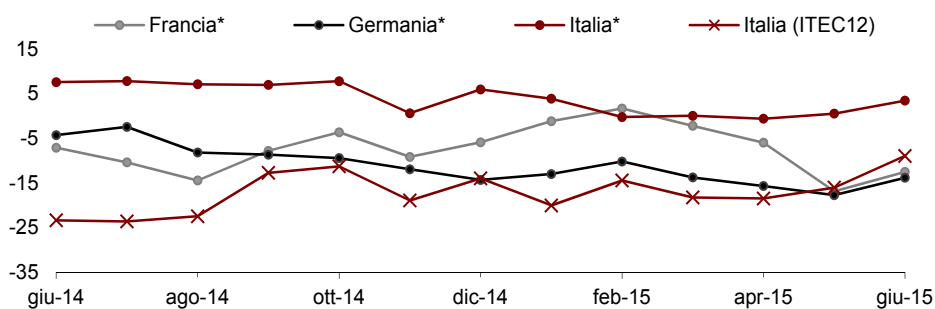
Figura 8. MGP: *spark spread* in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 9. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



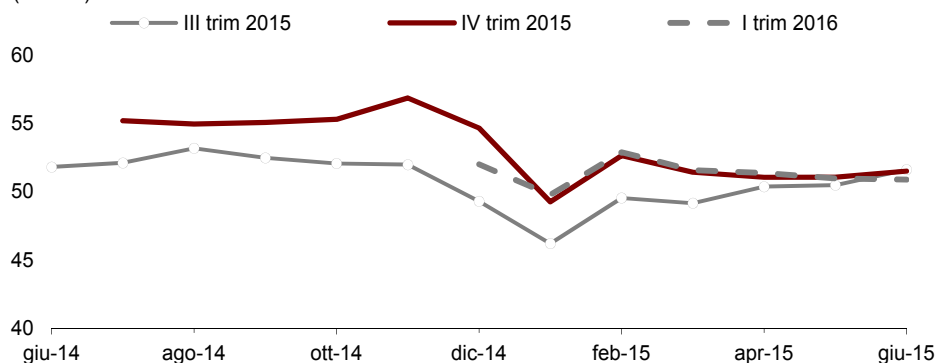
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

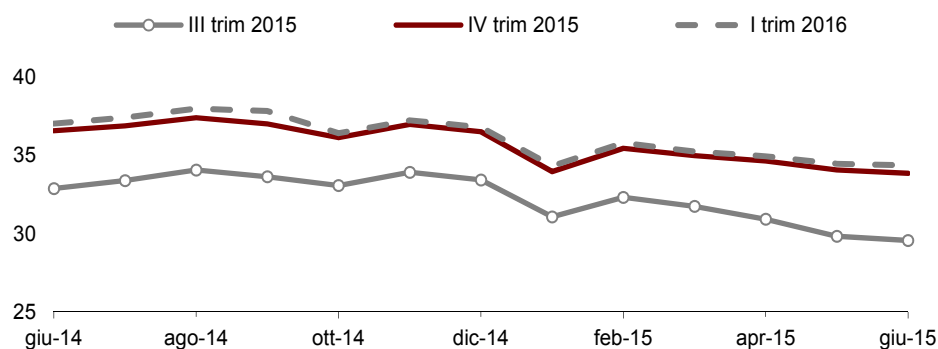
Figura 10. IDEX Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

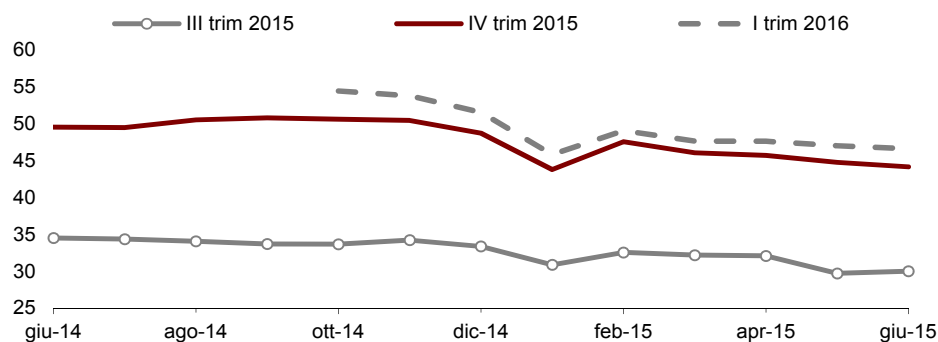
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

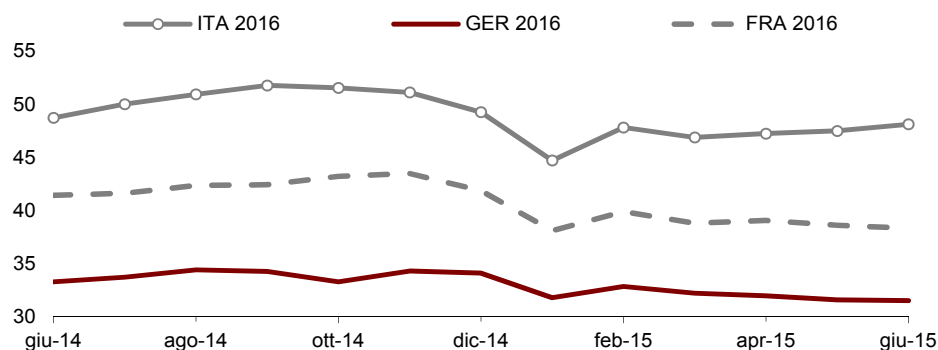
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

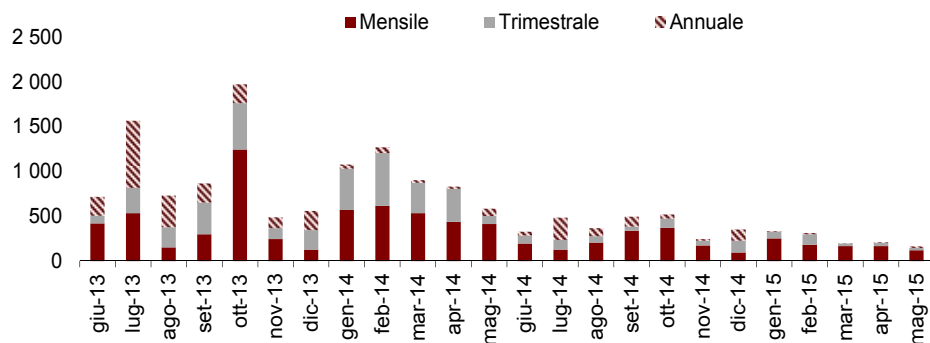
Figura 13. Future annuali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 14. Quantità acquistata per tipo di Future IDEX
(MW) Somma mensile

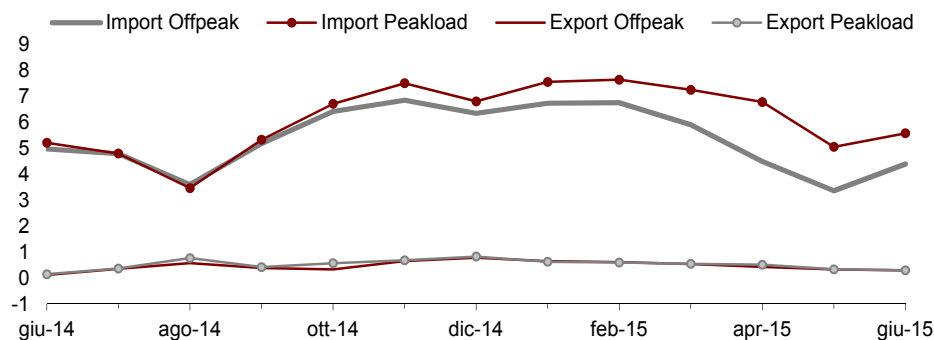


Ultimo dato 22/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borsa Italiana

Import-export

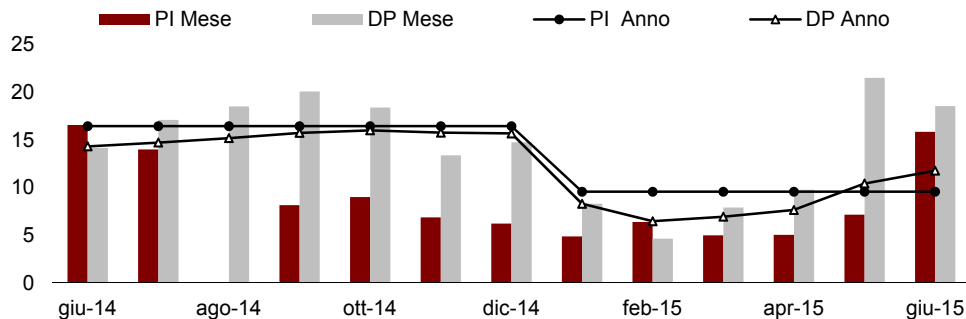
Figura 15. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 21/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 16. 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 21/06/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

IMPRESE E ISTITUZIONI

Una revisione globale del WACC: quali possibili effetti?

La revisione del WACC sembra voler riformare in modo profondo la metodologia di stima delle diverse componenti. Accanto alla volontà di ridisegnare completamente il metodo e superare le attuali criticità, si osservano potenziali incongruenze e complessità, forse eccessive, che rischiano di generare incertezza. Ancora troppi elementi rimangono però aperti per poter valutare gli impatti sulle aziende regolate e sui clienti finali.

I principi guida della riforma del WACC

Con il documento di consultazione 275/2015 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Servizio Idrico ha posto le basi per l'iter di una riforma complessiva della metodologia di determinazione del tasso di rendimento del capitale investito per i settori regolati energia elettrica e gas. Tale documento si inserisce nel percorso iniziato fra dicembre 2014 e gennaio 2015 quando l'Autorità aveva indicato i principi generali di riferimento circa le metodologie utilizzate per il calcolo del WACC regolato.

Riprendendo la delibera 597/2014, vengono fissati innanzitutto una serie di principi cardine che verranno seguiti nella definizione di metodologie e parametri:

- determinazione della remunerazione sulla base del costo medio ponderato del capitale (WACC) reale e pre-tasse e utilizzo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) per la stima del costo del capitale proprio
- omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione fra i diversi servizi regolati
- differenziazioni nella remunerazione possibili solo in caso di profili di rischio differenti e non frutto di semplici sfasamenti temporali nell'aggiornamento dei parametri per i diversi servizi
- unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC ad eccezione del rischio di settore (*beta levered*) e del livello di indebitamento *target* (D/E).

All'interno di questa cornice l'Autorità ha inserito una serie di proposte di modifica delle componenti del WACC con l'obiettivo di far fronte alla maggior volatilità osservata sui mercati finanziari a partire dal 2008. L'Autorità si pone infatti l'obiettivo di definire una metodologia che porti a un quadro regolatorio il più certo e stabile possibile nell'interesse di tutti gli *stakeholder*: operatori e clienti finali.

Nelle proposte di definizione dei parametri, diversi sono gli elementi che potrebbero avere un impatto determinante sia in termini di metodologia sia di risultato finale:

- calcolo di costo del capitale proprio e del costo di capitale di debito in termini reali, superando quindi il concetto di valori nominali deflazionati
- introduzione di una componente di *country risk premium* (CRP) da sommare a un tasso *risk free* sovranazionale basato su paesi *investment grade*, per determinare un *risk free* "regolato" che inglobi il rischio paese osservabile sui mercati dei titoli di debito pubblico.
- calcolo dell'*equity risk premium* (ERP) come differenza fra il rendimento reale di mercato sulla base di serie storiche di lunghissimo termine (1900-2014), prendendo a riferimento paesi *investment grade* e un tasso *risk free*.
- revisione del beta dei diversi settori sulla base dell'andamento di aziende comparabili relative a paesi *investment grade* nell'ultimo biennio
- calcolo del costo del debito includendo il CRP e basato su una analisi della struttura del debito e del reale costo di indebitamento delle aziende regolate.

La portata della revisione sembra quindi potenzialmente molto rilevante, andando anche oltre il superamento della sola criticità legata all'aumento della volatilità del BTP riferimento per il tasso privo di rischio. Tale revisione mira a definire delle regole che possano divenire un *framework* stabile nel lungo termine garantendo al contempo l'equa remunerazione del capitale investito e allo stesso tempo la stabilità. Il superamento dell'aggiornamento infra-periodo automatico e del riferimento alla media del rendimento degli ultimi 12 mesi del BTP decennale è un elemento sicuramente positivo in quanto a regole attuali il WACC avrebbe

registrato un calo molto elevato per tutti i servizi dando un segnale negativo in termini di stabilità regolatoria.

Tuttavia l'Autorità, pur definendo i principi che verranno seguiti, per ora non stabilisce metodologie univoche per il calcolo delle diverse componenti, ma lascia aperte differenti opzioni.

Il tasso privo di rischio “sovranaazionale”

Il *risk free* reale, base per il calcolo del costo dell'*equity* e del debito, sarà stimato sulla base dei rendimenti dei titoli di stato di paesi *investment grade* all'interno dell'area Euro (Germania, Francia, Belgio, Olanda). Due i possibili approcci ipotizzati:

- metodologia *forward looking* che assume che i rendimenti attuali siano la miglior *proxy* dei rendimenti futuri
- definizione di un rendimento “normale” calcolato su un periodo pre 2008.

Applicando la prima metodologia l'Autorità rileva che i rendimenti attuali dei paesi presi a riferimento, scontando un'inflazione programmata dell'1.7%, sono negativi. Tale risultato non sarebbe compatibile con gli obiettivi di garantire un'equa remunerazione del capitale, per tale ragione l'Autorità fissa un valore soglia pari a 0.5%.

La seconda ipotesi è di utilizzare una media dei rendimenti reali osservabili in una situazione di mercato più stabile o “normale” utilizzando i dati fino al 2008; in questo secondo caso il *risk free* si posizionerebbe intorno all'1.5%.

Entrambe le alternative arrivano a due valori non pienamente giustificati: nel primo caso il parametro 0.5% sembra definito in modo autonomo, senza essere ancorato a valori osservati sul mercato, mentre nel secondo rimane vago l'orizzonte temporale utilizzato.

Dal punto di vista metodologico, la prima opzione sembra presentare una potenziale criticità: su quale base si assume che l'inflazione attesa stimata sia quella realmente incorporata negli attuali rendimenti dei mercati dei Titoli di Stato? Dal punto di vista teorico, se i mercati fossero efficienti e tutti gli agenti economici perfettamente razionali, il rendimento a scadenza di un'obbligazione con cedola non agganciata all'inflazione dovrebbe scontare le aspettative di lungo termine circa l'inflazione. Tuttavia, in situazione di estrema incertezza circa l'andamento di questa variabile, è possibile che i mercati sovrappesino il livello attuale di inflazione (vicina allo zero in molti paesi), anche alla luce del fatto che gli interventi straordinari espansivi messi in campo dalla Banca Centrale Europea non hanno, per ora, determinato un incremento significativo dell'inflazione. Peraltro, anche dal punto di vista teorico, valori di tassi reali negativi non sono sostenibili in quanto determinerebbero un totale blocco di investimenti e consumi che verrebbero scontati in un crollo dell'inflazione e il ritorno dei tassi reali su valori maggiori o al più uguali a zero.

Il *country risk premium*

Il secondo componente del *risk free* “regolato” è il *country risk premium* che, sommato al tasso privo di rischio, mira a incorporare differenziali di rischio fra i paesi osservabili sui mercati (*rating, spread btp-bund*) e a influenzare sia il rendimento del capitale proprio, attraverso la formula del CAPM, sia il rendimento del capitale di debito. Il CRP non è un dato direttamente osservabile sul mercato quindi, come per il Beta, è necessario fare una stima sulla base di una metodologia definita ex-ante. L'Autorità propone anche in questo caso due possibili approcci:

- differenziale di rendimento fra le obbligazioni emesse da *utility* italiane ed estere appartenenti a paesi *investment grade*
- differenziale di volatilità dei mercati azionari: Italia versus paesi area Euro *investment grade* a esclusione della Germania.

Anche per questa componente l'Autorità indica dei valori con riferimenti generici: nel primo caso si afferma che tale valore è almeno pari a 0.5%, mentre nel secondo che il CRP è potenzialmente superiore a 1.5%, senza però indicare quanto più elevati possono essere i due valori.

Partendo dall'assunzione che il CRP è un parametro soggettivo che può essere stimato secondo molteplici metodologie, alcuni elementi delle opzioni proposte appaiono non chiari. In entrambi i casi nel documento non vi sono riferimenti specifici alla metodologia utilizzata per la stima dei due valori, rendendo quindi impossibile replicare il calcolo e analizzare le serie storiche utilizzate.

Inoltre, nel caso della prima opzione, utilizzare il differenziale di rendimento fra *utility* di paesi differenti può ingenerare un errore di stima, sia in eccesso sia in difetto. Il differenziale di rendimento di obbligazioni *corporate* incorpora non solo il differente rischio paese, ma anche il differente profilo di rischio specifico delle aziende, la differente leva finanziaria, il differenziale di inflazione e, nel caso in cui tali aziende siano multinazionali, anche il differente profilo di rischio del portafoglio complessivo delle attività. Le aziende infatti si finanziano generalmente a livello di capogruppo, negoziando le condizioni per l'intero gruppo; il rendimento a scadenza prezzato dal mercato si basa quindi oltre che sulla rischioosità del paese della casa madre anche sul profilo di rischio complessivo di gruppo.

L'equity risk premium

Il premio per il rischio di mercato è calcolato come differenziale fra il rendimento dei mercati azionari (globali o locali a seconda della prospettiva di valutazione utilizzata) e il rendimento privo di rischio. Tale componente insieme al Beta e al tasso *risk free* determina la remunerazione attesa dei portatori di capitale proprio. L'Autorità nel corso degli ultimi aggiornamenti tariffari non ha mai modificato l'ERP sotto l'assunzione che il premio del mercato azionario nel lungo termine sia stabile. Tuttavia l'esigenza di garantire un'equa remunerazione del capitale proprio in condizioni di mercato mutate a partire dalla crisi 2008 hanno portato il regolatore a valutare possibili modifiche. Anche in questo caso due opzioni prese in considerazione, entrambe basate sul medesimo rendimento del mercato azionario: il rendimento reale di lunghissimo termine (1900-2014) di paesi europei *investment grade* a esclusione della Germania a causa dell'estrema volatilità legata all'iperinflazione post bellica (prima e seconda guerra mondiale). Le due opzioni per il calcolo dell'ERP delineate sono:

- differenziale tra il rendimento di mercato e un tasso *risk free* calcolato sui medesimi paesi nel medesimo orizzonte temporale e possibile aggiornamento infra-periodo
- differenziale fra il rendimento di mercato e il tasso *risk free* "regolatorio" ed esclusione di aggiornamento dell'ERP infra-periodo.

La scelta di utilizzare rendimenti di lunghissimo termine appare in linea con la teoria economica. Tale scelta è legata alla variabilità del mercato azionario: l'elevata volatilità rende necessario utilizzare una serie storica di rendimenti annuali molto lunga al fine di avere un valore non influenzato dai singoli cicli economici e robusto anche dal punto di vista statistico. Meno chiara la motivazione per cui il tasso privo di rischio utilizzato nel calcolo dell'ERP dovrebbe differire dal *risk free* primo componente del CAPM. Il modello per la stima del rendimento atteso dell'*equity* non presuppone due differenti tassi privi di rischio in quanto tale componente dovrebbe semplicemente approssimare il valore finanziario del tempo, unico nella formulazione del modello. Non risulta pienamente chiaro anche la motivazione sottostante la scelta di non modificare infra-periodo l'ERP nel caso in cui si scelga di utilizzare il *risk free* regolato.

Il beta di settore

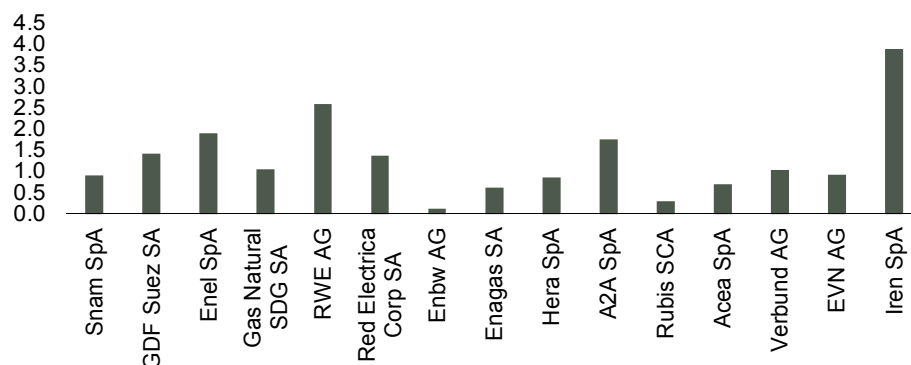
Nel documento di consultazione l'Autorità indica solo i criteri generali che verranno seguiti per la stima del Beta che rimarrà distinto per settori. Viene ipotizzato l'utilizzo di dati dell'ultimo biennio relativamente a un paniere di aziende europee comparabili. Tuttavia, data l'estrema difficoltà nell'identificare aziende attive solo in singoli *business* regolati, l'Autorità specifica che il parametro, seppur valutato sulla base di evidenze empiriche, sarà determinato anche sulla base di valutazioni di coerenza rispetto al contesto generale di revisione del WACC.

Così come l'ERP anche il Beta è stato rivisto solo in modo marginale nel corso dei diversi periodi regolatori e una revisione complessiva appare utile al fine di tenere in considerazione il contesto di mercato attuale. Analizzando un paniere di aziende potenzialmente comparabili che operano nei diversi *business* regolati emerge un'estrema volatilità dei beta delle attività¹: a fronte di un valore mediano di 0.9 il mercato mostra beta da 0.3 a oltre 3.0 (**Figura 1**)

La definizione di tale componente e l'esplicitazione di una metodologia trasparente di aggiornamento risulta cruciale al fine di includere nella remunerazione del capitale proprio il reale rischio di mercato non diversificabile prezzato dal mercato per i servizi regolati.

¹ Beta della attività calcolato sulla base dei beta *equity* rilevati sul mercato e depurati per l'effetto della leva finanziaria specifica di ogni azienda e della tassazione del paese della casa madre

Figura 1. Beta unlevered di un campione di utility europee
(Numero indice)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Il periodo regolatorio del WACC e gli aggiornamenti infra-periodo

Il documento di consultazione prevede anche un'importante novità in termini di aggiornamento del WACC. È intenzione dell'Autorità definire un periodo regolatorio del tasso di remunerazione in cui i livelli dei parametri base non legati al singolo settore (beta e D/E) rimangano stabili. Tale periodo avrà durata di 6 anni e si sovrapporrà ai periodi regolatori tariffari che dovranno tenere in considerazione aggiornamenti del WACC anche all'interno del medesimo periodo regolatorio tariffario. L'Autorità non esclude possibili aggiornamenti infra-periodo delle componenti base, in particolare vengono presentate due possibili metodologie di aggiornamento del CRP:

- aggiornamento nel caso in cui il livello del rendimento del BTP decennale *benchmark* superi un livello prefissato (c.d. "trigger")
- indicizzazione al differenziale BTP-Bund.

L'aggiornamento del CRP dovrebbe essere basato sulle medesime grandezze utilizzate per il calcolo della componente stessa. La proposta dell'Autorità invece ipotizza di ancorare l'aggiornamento infra-periodo all'andamento dei rendimenti a scadenza dei Titoli di Stato. La prima opzione sembra peraltro presentare criticità: ancorare il CRP al livello assoluto di rendimento dei BTP può determinare una modifica del premio anche in assenza di reale variazione del rischio paese. Ogni qual volta variano i tassi ufficiali di sconto di breve o il mercato percepisce una virazione del livello atteso di inflazione i rendimenti a scadenza variano sensibilmente, a parità di rischio paese.

Dove potrebbe "cadere" il WACC?

Il documento di consultazione lascia aperte molteplici opzioni e per molti elementi sono definite solo le linee generali che ne guideranno la stima. È possibile tuttavia fare alcune simulazioni, utilizzando per i parametri ancora completamente ignoti i valori attuali definiti nei precedenti periodi regolatori. Sono stati disegnati in particolare due scenari alternativi, per certi versi "estremi" in quanto dividono le alternative sopra descritte fra scelte che potrebbero spingere al ribasso il WACC regolato e scelte che viceversa potrebbero determinare un rialzo della remunerazione.

In entrambi gli scenari alcuni elementi sono mantenuti costanti: il beta di settore, il rapporto di indebitamento e il *debt risk premium* sono pari ai valori registrati negli ultimi periodi regolatori di ogni settore. I due scenari si differenziano per l'ERP ipotizzato e per il *risk free* regolato.

Scenario 1: ERP calcolato come differenziale fra la media geometrica dei rendimenti reali di mercato di lunghissimo termine (1900-2010²) di Francia Belgio e Olanda e la media geometrica dei rendimenti reali dei titoli di stato di Germania, Francia, Olanda e Belgio. *risk free* regolato pari a 1% (*risk free* sovranazionale pari a 0.5% e CRP pari a 0.5%)

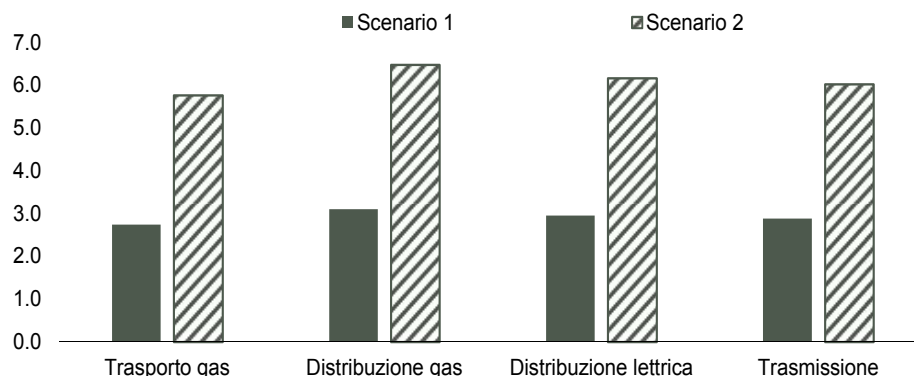
Scenario 2: ERP calcolato come differenziale fra la media aritmetica dei rendimenti reali di mercato di lunghissimo termine (1900-2010³) di Francia Belgio e Olanda e il *risk free* "regolato" assunto pari pari al 2.5% (*risk free* sovranazionale pari a 1.5% e CRP pari a 1%), anche nella formula del CAPM.

² Valori basati sul paper: Elroy Dimson, Paul Marsh, and Mike Staunton, *Triumph of the Optimists*, Princeton University Press, 2002, e ricerche seguenti.

³ Valori basati sul paper: Elroy Dimson, Paul Marsh, and Mike Staunton, *Triumph of the Optimists*, Princeton University Press, 2002, e ricerche seguenti.

Il *range* di possibili valori è molto ampio e si muove fra un minimo inferiore al 2.8% a un massimo vicino al 6.5% (**Figura 2**). L'ampiezza del risultato nei due scenari è segno di quanto, pur utilizzando componenti di mercato si possa arrivare a WACC completamente diversi e quanto la soggettività nella scelta dei diversi componenti sia elemento determinante.

Figura 2. Simulazioni valore WACC per i servizi regolati (%)



Fonte: elaborazione REF-E su dati Datastream e di letteratura

Media aritmetica o media geometrica?

Nei due scenari proposti è stata utilizzata alternativamente la media geometrica e quella aritmetica in quanto l'Autorità apre a una possibile revisione della metodologia utilizzata per calcolare il rendimento di mercato. L'utilizzo della media aritmetica o di quella geometrica per stimare rendimenti "corretti" è funzione della serie storica che si sta analizzando: in presenza di forte autocorrelazione fra i dati la media geometrica porta a risultati più corretti, mentre in assenza di autocorrelazione la media aritmetica è preferibile. La presenza di autocorrelazione è nuovamente funzione del dato analizzato e dell'orizzonte temporale, ma su serie storiche così lunghe tale assunzione sembra essere rigettata. La scelta del metodo risulta determinante in quanto i dati dei rendimenti di mercati reali a livello europeo mostrano valori molto diversi e differenziali di rendimento non costanti fra i diversi paesi (**Tabella 1**).

Tabella 1. Rendimenti reali dei mercati azionari dal 1900 al 2010 (Var. %)

	Media Geometrica	Media Aritmetica
Belgio	2.5	5.1
Francia	3.1	5.7
Germania	3.1	8.1
Italia	2.0	6.1
Olanda	5.0	7.1
Stati Uniti	6.3	8.3
Europa	4.8	6.9
Mondo	5.5	7.0

Fonte: Elroy Dimson, Paul Marsh, and Mike Staunton,

Esiste un rischio paese? Quanto può pesare?

Uno delle assunzioni base del documento di consultazione è la presenza di un rischio paese che debba essere prezzato nel tasso privo di rischio regolato. Analizzando i dati dei rendimenti reali dei Titoli di Stato decennali di Italia e Germania non appare una evidenza chiara di un sistematico premio per il rischio paese (**Figura 3**), ma l'esistenza di un differenziale positivo solo nel corso dell'ultimo triennio (1.39%).

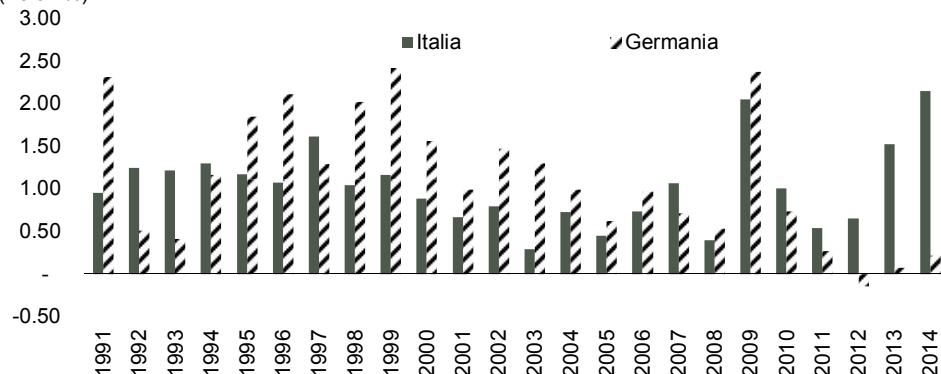
Basare l'assunzione dell'esistenza del CRP sull'osservazione degli ultimi anni sembra in contrasto con la volontà di definire metodologie robuste nel medio termine in quanto analizzando i dati dal 1991 a oggi i rendimenti reali dei Titoli di Stato dei due paesi sono pressoché uguali.

Supponendo che quanto osservato nel mercato negli ultimi anni sia dovuto a un *break* strutturale e che quindi l'Italia anche nel medio lungo termine paghi un premio per la maggior rischiosità del sistema paese, i valori di CRP ipotizzati nel documento di consultazione non

sembrano in linea con i dati di mercato. Il valore attuale del CRP oscilla fra 1.9% e 3% in funzione della *proxy* utilizzata per stimarlo: basato sul *rating* dell'Italia nel primo caso e CRP basato sul *credit default swap* sul debito pubblico italiano negoziati sul mercato⁴

Figura 3. Rendimenti reali dei titoli di Stato a dieci anni di Italia e Germania

(Valori %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Datastream

Possibili approcci alternativi

In ottica di creare una metodologia semplice e trasparente vengono proposti due possibili approcci alternativi che hanno anche lo scopo di mostrare come la variabilità, anche di una sola variabile, in questo il caso il beta, porti a risultati molto differenti. In entrambi si assume un solo *risk free* nella formula del CAPM, un rapporto di indebitamento pari a 0.8 e un *debt risk premium* pari al valore attuale (0.45%).

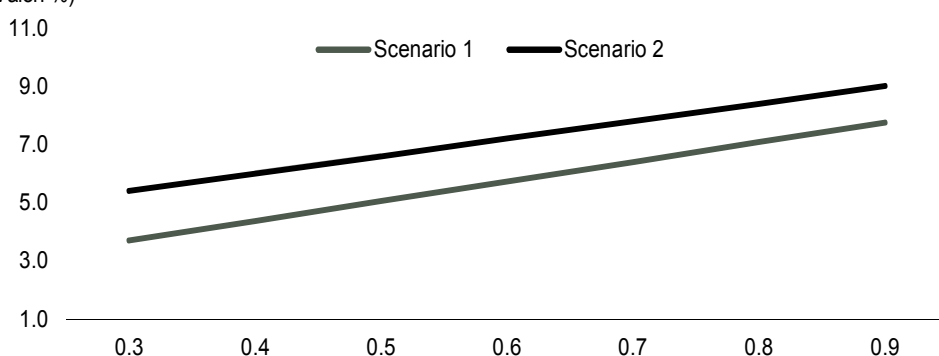
Nel primo scenario si ipotizza che il rendimento reale di lungo termine del BTP italiano sia una buona *proxy* del rendimento privo di rischio e che di conseguenza l'ERP si basi sulla media aritmetica dei rendimenti reali di mercato del mercato azionario italiano di lungo termine.

Nel secondo scenario il *risk free* è calcolato come sommatoria di un tasso sovranazionale (0.5%) e di un premio per il rischio pari a 1.9%, mentre l'*equity risk premium* è basato sulla media aritmetica dei rendimenti reale di lungo termine dei mercati azionari europei

L'unico componente che è assunto variabile è il beta: è ipotizzata una forchetta fra 0.3 e 0.9 (Figura 4).

Figura 4. simulazioni andamento WACC in base a beta di settore

(Valori %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters, Datastream e di letteratura

Il WACC regolato, nella simulazione, si muove fra valori inferiori al 4% a valori oltre il 9% a seconda della rischiosità specifica assunta. L'elemento che accumuna però le due metodologie è un differenziale, a parità di beta, relativamente ridotto rispetto al possibile differenziale applicando le metodologie proposte dall'autorità. A prescindere dalle singole variabili, la metodologia deve avere una sua coerenza interna, riducendo, per quanto possibile gli elementi di soggettività e applicando nel modo più neutrale possibile i dati di mercato.

⁴ I valori sono stati calcolati dal prof. Aswath Damodaran (NYU Stern University) e pubblicati sul suo sito internet.

Ancora molte incertezze sul risultato finale della riforma

Il documento di consultazione, pur superando le criticità dell'attuale calcolo del WACC e cercando di sistematizzare e creare una metodologia uniforme, sembra presentare elementi di incoerenza, in particolare nella scelta dei dati utilizzati per la stima dei diversi parametri.

A un tasso privo di rischio reale basato sui dati di Germania, Olanda, Francia e Belgio si contrappone un rendimento di mercato che esclude la Germania per troppa volatilità. Il CRP calcolato sui mercati azionari viene poi aggiornato con i rendimenti dei BTP o alternativamente con lo *spread* BTP-Bund. Il moltiplicarsi di variabili e fattori rischia di ingenerare difficoltà nel prevedere l'andamento delle singole componenti che invece dovrebbero essere guidate da poche variabili ben identificate e facilmente stimabili. Peraltro molte questioni non sono affrontate nel DCO, a partire dal calcolo dell'aliquota fiscale. Se il WACC si basa su rendimenti reali anche l'aliquota fiscale dovrebbe in qualche modo tener conto di questo cambio di metodologia. L'aliquota si basa però su imponibili nominali e la sua stima direttamente in termini reali appare molto complessa.

Lo sforzo fatto finora lascia aperte molte opzioni che, se non valutate attentamente, possono portare a una metodologia equa per tutti gli *stakeholder* nel breve termine ma che nel lungo rischia di generare nuova incertezza e volatilità nel calcolo del rendimento concesso alle aziende regolate.

GAS NATURALE

Analisi statistica e novità dal mercato

I consumi frenano, non più sostenuti dall'effetto temperature, tuttavia le importazioni aumentano per consentire l'accumulo delle scorte, che portano la giacenza a maggio vicina ai livelli record del 2014. L'incentivo al riempimento degli stoccaggi è la conseguenza dell'attesa stabilizzazione del costo di approvvigionamento, che riguarda sia i contratti indicizzati al petrolio sia quelli, sempre più rilevanti, indicizzati alle quotazioni spot.

Si sgonfia già la ripresa con il civile che torna a scendere

La ripresa dei consumi osservata nella prima parte dell'anno (+2.6 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2014), sostanzialmente trainata dalle temperature e riconducibile al settore civile (+1.7 Gmc rispetto allo stesso periodo del 2014), si è già fermata: a maggio la domanda è tornata a scendere, seppur lievemente (-0.4%), rispetto allo stesso mese dello scorso anno. Infatti, il nuovo aumento del termoelettrico (+9.4%) non è stato sufficiente a controbilanciare il calo del settore industriale (-3.2%) e soprattutto del settore civile (-7%). I quattro mesi di crescita consecutivi a inizio 2015 si confermano dunque non essere il risultato di una tendenza strutturale di ripresa, ma piuttosto conseguenza di temperature più in linea con la media storica rispetto a un inverno 2014/2015 eccezionalmente mite. I consumi totali delle centrali a gas a maggio, nonostante la buona *performance* rispetto al 2014, rimangono tuttavia solo leggermente superiori a quelli registrati nel 2013 e inferiori di oltre il 10% rispetto alla media degli ultimi cinque anni.

Import in crescita per sostenere il veloce riempimento degli stoccaggi

Nonostante la frenata della domanda, le importazioni mostrano un lieve aumento su base tendenziale a maggio (+0.5%), confermato anche nei primi 17 giorni di giugno (+0.2%). Le maggiori importazioni compensano il calo della produzione nazionale rispetto allo scorso anno (-1.2% sia a maggio che nei primi 17 giorni di giugno) e sostengono le maggiori immissioni in stoccaggio (+1.4% a maggio rispetto allo stesso mese del 2014, un risultato notevole dati i ritmi di riempimento già particolarmente sostenuti di maggio 2014). Nel mese scorso, rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, è aumentato il contributo del gas proveniente dalla Libia (+43%) e da Tarvisio (+5%), mentre si è ridotto il peso sul totale delle importazioni dall'Algeria (-19%), dal Nord Europa via Gries (-22%). A maggio rimangono sostanzialmente stabili le importazioni via nave (-1%) rispetto allo stesso mese del 2014, con un totale rigassificato nel mese di maggio superiore ai livelli record negativi del 2013, ma tuttavia ancora molto inferiori a quelli registrati nel triennio 2010-12.

Stoccaggi: giacenza vicina al record storico

Le abbondanti immissioni in stoccaggio a maggio hanno fatto registrare una giacenza vicina al livello dello scorso anno termico, anno record per i volumi stoccati nei siti di tutta Europa, nonostante a fine inverno le scorte fossero vicine ai livelli più bassi storicamente osservati. Nei primi 17 giorni di giugno, nonostante il ritmo medio delle immissioni sia più lento rispetto all'anno scorso (sono stati immessi giornalmente in stoccaggio mediamente il 2% in meno dei volumi immessi nello stesso periodo del 2014), le giacenze nei siti italiani rimangono superiori all'AT12 (5.4 Gmc contro i 4.5 del AT12), ma comunque inferiori a quelli del record dell'AT 2014 (oltre 7 Gmc). Al 17 giugno la percentuale di riempimento delle scorte commerciali è pari al 33%, percentuale che sale al 60% se si considerano anche le riserve di stoccaggio strategico, per un totale di gas presente nei siti di circa 9.9¹ Gmc. Rispetto a un mese prima, la percentuale di riempimento delle scorte commerciali è più che raddoppiata (al 17 maggio era pari al 14%).

I prezzi di importazione si stabilizzano e incentivano l'accumulazione di scorte

La tendenza degli operatori sembra quella di aver massimizzato i riempimenti degli stoccaggi, senza attendere ulteriori cali dei prezzi dei contratti pluriennali di importazione. Infatti, le riduzioni che potranno aver luogo nei prossimi mesi estivi dovrebbero essere di modesta entità visto che il prezzo del petrolio, a cui poco meno di due terzi del gas commercializzato nell'Europa mediterranea è tuttora indicizzato², sembra ormai essersi stabilizzato, come

¹ Fonte: dati Gas Storage Europe.

² Stime riportate nell'edizione 2015 del "Wholesale Gas Price Survey: a global review of price formation mechanisms 2005-2014" dell'International Gas Union.

mostra l'andamento atteso della formula *Gas release* 2007 e del prezzo di importazione per i contratti *take-or-pay* stimato dall'Autorità (delibera 549/2014/R/gas). Detto questo, è possibile che il legame tra costo di approvvigionamento di lungo periodo e prezzo del petrolio si stia indebolendo: le stime di *intelligence* dei prezzi medi alla frontiera italiana (**Figura 5**) a partire dallo scorso autunno ricalcano l'andamento e il livello dei prezzi *spot*. Questa evoluzione dà conferma del fatto che il *pricing* indicizzato alle quotazioni *spot* sta assumendo sempre più importanza, come rilevato nelle recenti stime dell'IGU³, infatti, nei paesi dell'Europa mediterranea⁴ nel 2014 la quota di gas indicizzato al petrolio si è attestata al 64% (100% nel 2005), mentre la *gas-on-gas competition* è arrivata a toccare quota 27% (contributo pressoché nullo nel 2005).

Il costo di approvvigionamento medio alla frontiera italiana è stabile negli ultimi tre mesi, dopo la netta diminuzione rispetto all'inizio dell'anno: nei primi tre mesi dell'anno si è attestato a intorno ai 29 €cent/mc, per scendere nel secondo trimestre intorno ai 25 €cent/mc e poi riportare a giugno (di poco inferiore a 24 €cent/mc) una flessione del 20% rispetto a quello di gennaio (vicino ai 30 €cent/mc).

Prezzi agli hub ancora in flessione

Continuano a scendere i prezzi *spot* su tutti gli hub. Il prezzo medio dei primi 18 giorni di giugno è inferiore del 1% rispetto a quello di maggio sul TTF e sul CEGH, mentre la flessione del PSV è più marcata (-2%). Questi andamenti hanno determinato un deciso calo (-16%) del differenziale PSV-TTF che è passato da 1.82 €/MWh di maggio a 1.54 €/MWh nei primi 18 giorni di giugno. Nonostante la riduzione dello *spread* sui prezzi *spot*, le dinamiche dei prezzi dei prodotti in consegna fino a fine anno, in ribasso rispetto al mese scorso, indicano che il mercato si aspetta una riapertura graduale del premio del gas approvvigionato sul mercato italiano: il differenziale PSV-TTF medio atteso per il III trimestre è di 1.76 €/MWh (in rialzo rispetto ai 1.67 attesi €/MWh a maggio e a quello implicito nelle consegne *spot* più recenti), mentre per l'ultimo trimestre di quest'anno è di 1.82 €/MWh (in rialzo rispetto ai 1.64 €/MWh attesi a maggio).

Domanda

Tabella 1. Domanda di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Mag 2015	Mag 2014	Var. %	Giu 2015	Giu 2014	Var. %
Industriale	34.1	35.2	-3.2%	33.5	34.7	-3.6%
Termoelettrico	41.7	38.1	9.4%	47.5	47.4	0.2%
Distribuzione	38.0	40.9	-7.0%	34.0	33.1	2.7%
Altro	3.6	3.7	-1.0%	5.7	4.0	42.4%
Totale prelevato	117.4	117.9	-0.4%	120.6	119.2	1.2%
Temperature	19.2	17.6	9.1%	23.6	22.6	4.1%

Ultimo dato 17 Giugno 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 2. Domanda cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Industriale	5.6	5.6	-1.5%	8.9	9.1	-2.7%
Termoelettrico	7.7	7.0	10.4%	12.5	12.5	-0.1%
Distribuzione	17.4	15.7	10.4%	26.5	26.1	1.5%
Altro	1.1	0.8	40.8%	1.7	1.4	20.4%
Totale prelevato	31.7	29.1	8.9%	49.6	49.1	0.9%

Valori cumulati fino al 31 Maggio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

³ Vedi nota precedente.

⁴ Grecia, Italia, Portogallo, Spagna, Turchia.

Offerta

Tabella 3. Offerta di gas naturale

(Mmc/g e variazioni tendenziali)

	Mag 2015	Mag 2014	Var. %	Giu 2015	Giu 2014	Var. %
Importazioni	167.5	166.7	0.5%	158.9	158.6	0.2%
Prod. Nazionale	18.8	19.1	-1.2%	18.3	18.5	-1.2%
Stoccaggi	-68.9	-67.9	1.4%	-56.6	-58.0	-2.4%
Capacità max	348.2	353.0	-1.4%	348.2	353.0	-1.4%
Load Factor	48%	47%		46%	45%	

Ultimo dato 17 Giugno 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Tabella 4. Offerta cumulata di gas naturale

(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2014	AT 2013	Var. %
Importazioni	24.7	24.4	1.0%	38.1	41.3	-7.7%
Prod. Nazionale	2.7	2.9	-5.2%	4.5	4.7	-5.6%

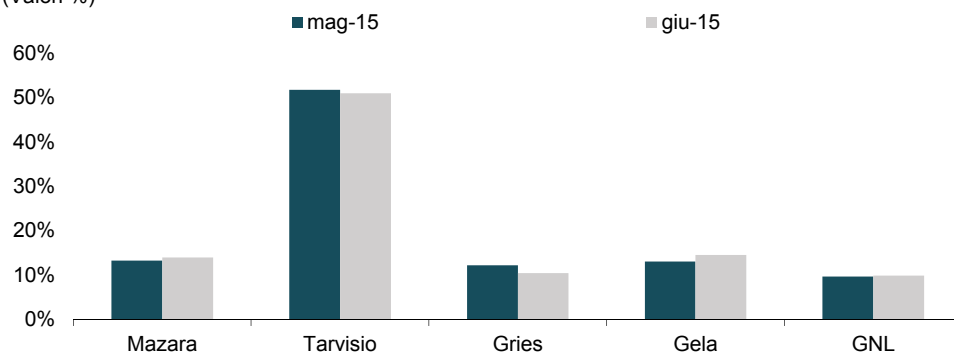
Valori cumulati fino al 31 Maggio 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata sul totale a maggio 2015 e giugno 2015

(Valori %)



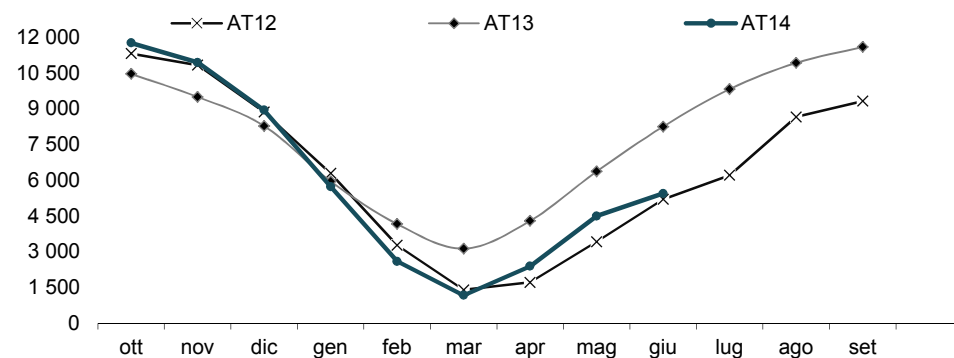
Valori al 17 Giugno 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

Figura 2. Giacenza in stoccaggio a fine mese in Italia

(Mmc) Ultimi Valori Mensili

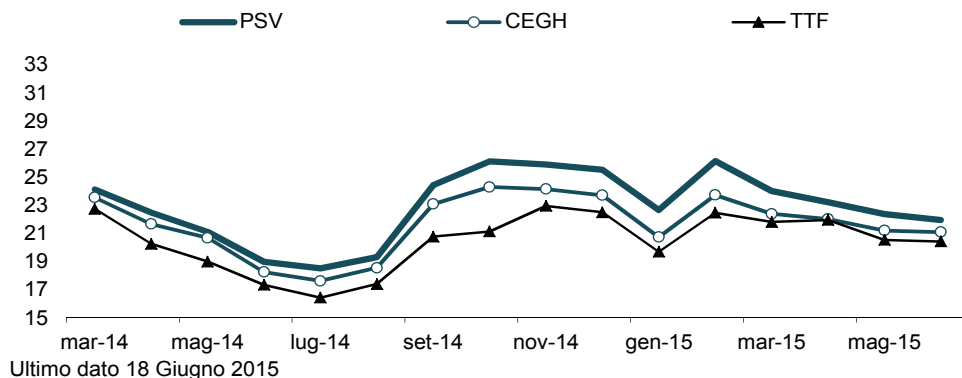


Ultimo dato 17 Giugno 2015

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

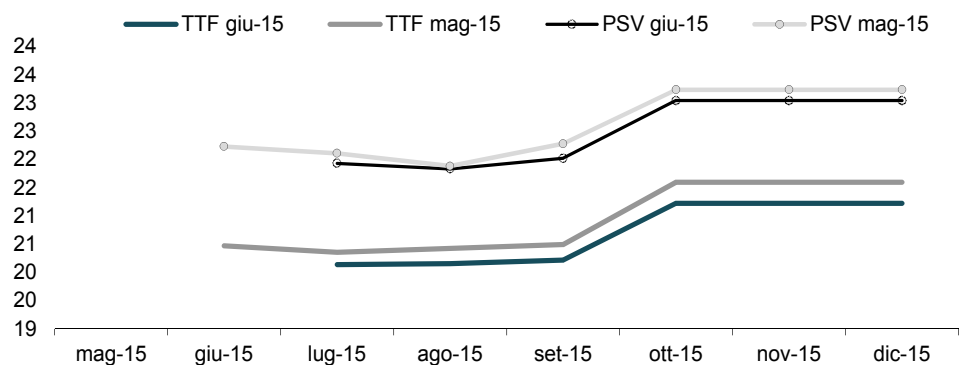
Prezzi

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



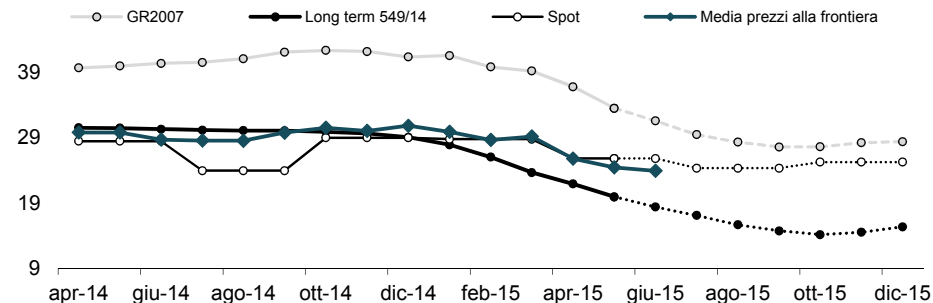
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

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



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

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

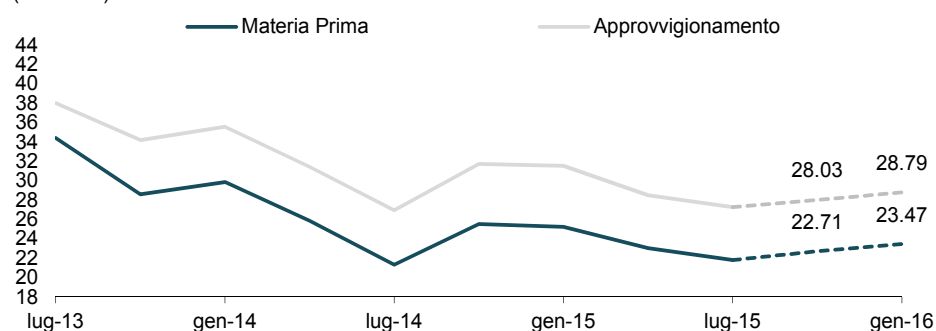


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; *Spot*: C_{MEM},

Long term: PTOP 196/2013/R/gas e PTOP 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI, Platts, AEEG e forward media di mercato al 18 Giugno 2015

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 18/06/2015

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Autorità

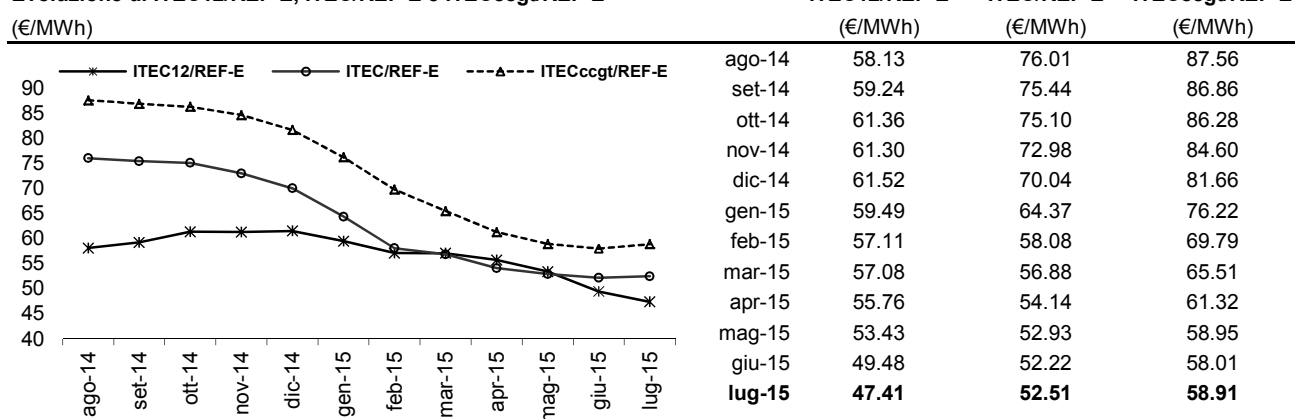
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 49.48 €/MWh, in calo -7.4% sul dato di maggio (53.43 €/MWh). La diminuzione dell'indice è legata all'andamento al ribasso registrato dal TTF (-6.5%) e dal carbone (-2.0%), combinato con il significativo apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (+3.4%). Il Brent ha registrato un incremento pari al +7.6%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 52.22 €/MWh, in calo del -1.3% sul valore consuntivo di maggio (pari a 52.93 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di giugno risulta pari a 58.01 €/MWh, un valore in diminuzione del -1.6% sul consuntivo del mese precedente (58.95 €/MWh). Nonostante che nel mese di maggio si sia registrato un aumento della maggior parte dei combustibili sottostanti (gasolio +7.8%, Brent +7.6%, olio BTZ +6.9%, carbone -2.0%), l'indice principale ha risentito del forte apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3.4%).

Il valore forward per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 25 giugno, è pari a 47.41 €/MWh, in calo del -4.2% rispetto al consuntivo di giugno. I valori forward per il mese di luglio di ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E, anch'essi aggiornati al 25 giugno, sono pari a 52.51 €/MWh e 58.91 €/MWh, entrambi in aumento, rispettivamente del +0.6% e del +1.6% sul consuntivo di giugno.

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 25/06/2015.

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 2015.



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

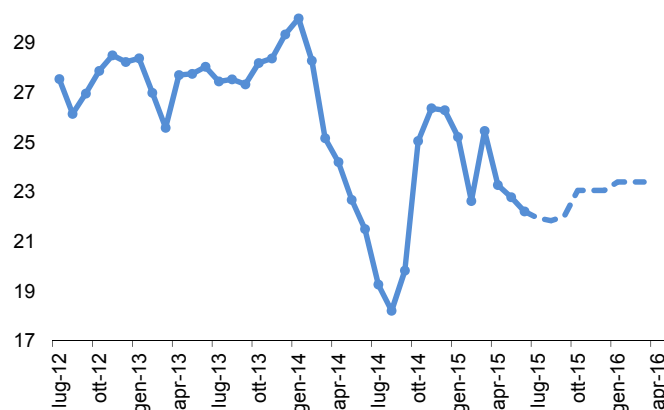
Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto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

Evoluzione di MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per giugno 2015 è pari a 22.2162 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 22.2112 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (22.2278 €/MWh).

La quotazione di giugno 2015 è leggermente in discesa (-2.5%) rispetto al prodotto con consegna a maggio 2015, quotato 22.79 €/MWh. La quotazione del gas in consegna a giugno 2015 è invece superiore a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (21.50 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,600 MW) e il numero di operazioni registrate (350) sono inferiori rispetto a quelli dei prodotti con consegna nel mese precedente: il volume di scambi sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di maggio è stato infatti il valore più elevato mai registrato dall'inizio della pubblicazione dell'indice.

I primi scambi del prodotto con consegna a luglio 2015, relativi a un campione di 132 operazioni e un volume totale scambiato di 2,465 MW, indicano un prezzo leggermente inferiore rispetto al prodotto con consegna ad giugno. Al 18 giugno, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 21.9495, -1% rispetto all'ultimo dato consuntivo. Le quotazioni per il gas in consegna nella prossima stagione estiva hanno subito in media un ribasso rispetto alle aspettative del mese scorso con una quotazione media di 22.01 €/MWh rispetto ad un valore medio di 22.11 €/MWh registrato nel mese di maggio. Anche le quotazioni per il prossimo inverno hanno subito in media un lieve ribasso (-1%) rispetto al mese precedente.

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