



Soci Sostenitori

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

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

Responsabile della Newsletter

Claudia Checchi

Tel. 02 43441044

e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

MERCATO ELETTRICO

- Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici

In vista del passaggio alla nuova logica incentivante di tipo output-based, il PDS tenta di superare i limiti e le arbitrarietà delle metodologie attuali per la valutazione della profittabilità degli interventi di sviluppo, pur deviando in diversi punti dalle linee guida di ENTSO-E.

pag. 3

- Finalmente una disciplina organica per le RIU, con qualche punto ancora aperto

Condizioni peggiorative, e retroattive, per le imprese energivore ed esclusione di altri settori dalle esenzioni: l'entità degli oneri di rete e di sistema previene lo sviluppo di nuove e vecchie configurazioni efficienti.

pag. 15

- Analisi statistica e novità dal mercato

Prezzi in ripresa a novembre grazie alla maggiore produzione termoelettrica e spread che rientrano sui livelli medi annuali. La ripresa del prezzo sembra però essere solo temporanea, come suggeriscono i ribassi sulle quotazioni a più lunga scadenza.

pag. 20

IMPRESE E ISTITUZIONI

- Stabilità e promozione degli investimenti alla base della revisione della remunerazione per i servizi regolati

Scongiorato il crollo dei tassi di rendimento, la nuova formula garantisce maggiore stabilità delle regole, ma rimane esposta a possibili incrementi di volatilità nel caso di variazioni estreme delle condizioni di mercato.

pag. 29

GAS NATURALE

- Gare gas: al via la pubblicazione dei bandi

A quattro anni dalla definizione del regolamento sui criteri di gara per la distribuzione del gas per ATEM, quest'autunno, con la pubblicazione di due bandi e con l'invio da parte di cinque ATEM della documentazione di gara all'Autorità, si è messa in moto la macchina delle gare che dovrebbe portare a una totale riorganizzazione del settore.

pag. 33

- Analisi statistica e novità dal mercato

L'aumento della domanda, sostenuto dalle condizioni climatiche, è soddisfatto con importazioni dal Nord Europa. Continua la flessione dei prezzi su tutti gli hub, con un prezzo spot medio europeo che scende sotto i 18 €/MWh, ma aumenta il premio del mercato italiano sul TTF.

pag. 37

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- Accordo di Parigi: una frattura col passato, ma di quale portata?

Tutte le Parti hanno per la prima volta presentato propri impegni sulle emissioni, ma solo attraverso un processo di progressivo innalzamento degli sforzi si potrà centrare l'obiettivo globale di contenimento delle temperature.

pag. 41

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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 previsivi **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

- Energia Verde 2015 - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Novembre 2015
- Working paper "Natural gas consumption in the household sector: the impact of energy efficiency and fuel switching" - n. 13 / Ottobre 2015
- Working paper "La filiera degli usi finali del GNL" - n. 12 / Luglio 2015

MERCATO ELETTRICO

Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici

La principale novità del Piano 2015 di Terna è la proposta di una nuova metodologia di analisi costi benefici da adottare a partire dai futuri Piani. Questa metodologia consente di superare alcuni limiti e arbitrarietà della metodologia attualmente adottata per valutare la profittabilità degli interventi di sviluppo, pur non essendo sempre perfettamente allineata alle Guideline in materia di ENTSO-E. Una novità secondaria è invece l'aggiornamento degli scenari di riferimento, in modo particolare di domanda elettrica, adottati da Terna per la pianificazione: da tale aggiornamento non derivano infatti sostanziali modifiche nelle esigenze e priorità di sviluppo e dei risultati attesi a valle dei potenziamenti di rete.

A fine mese scorso l'Autorità ha finalmente avviato la consultazione pubblica (che si concluderà il 31 gennaio prossimo) sullo schema di Piano di Sviluppo decennale della rete per il 2015 (Piano 2015), che come ogni anno Terna ha predisposto alla luce di quanto stabilito dal Dlgs 93/2011¹. Il documento principale del Piano 2015, fatta eccezione per l'aggiornamento degli scenari di riferimento e per alcune limitate revisioni sia delle esigenze e priorità di sviluppo, che dei risultati attesi a valle degli interventi pianificati, non presenta grossi cambiamenti nei suoi contenuti rispetto al Piano 2014. La principale novità sembra infatti essere rappresentata dall'Allegato 3, da Terna dedicato a un'ampia descrizione dell'evoluzione della metodologia di Analisi Costi Benefici (metodologia ACB) da essa adottata nel processo di valutazione dei principali interventi di sviluppo della rete. La nuova metodologia ACB proposta da Terna va nel complesso accolta positivamente. Anche se in alcuni aspetti si differenzia dall'approccio elaborato da ENTSO-E di cui Terna stessa è parte, in numerosi punti supera gli elementi di arbitrarietà dell'attuale metodologia ACB spesso al centro delle critiche degli operatori. Il dibattito è in ogni caso ancora aperto: solo a valle della consultazione pubblica e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità, il Piano 2015 potrà infatti essere approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE).

Gli scenari di riferimento

Domanda elettrica rivista al ribasso soprattutto nello scenario base

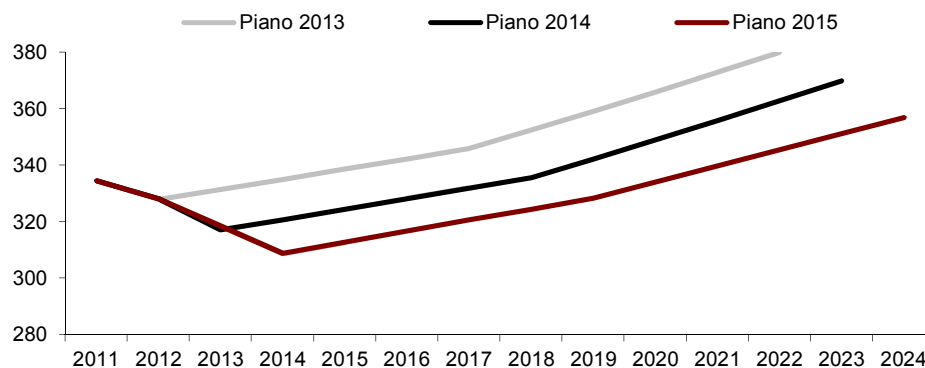
Alla luce della riduzione della domanda elettrica di circa il 3% registrata tra il 2013 e il 2014, le previsioni di domanda elettrica incluse nel Piano 2015 sono state da Terna riviste al ribasso rispetto a quelle del Piano 2014 sia nello scenario base, che nello scenario di sviluppo. Se tuttavia nello scenario di sviluppo il Piano 2015 assume di fatto una traslazione verso il basso della corrispondente traiettoria di evoluzione della domanda del Piano 2014, nello scenario base la traiettoria di evoluzione della domanda del Piano 2015 diverge progressivamente da quella del Piano 2014 quanto più ci si proietta nel lungo periodo². In particolare, nello scenario di sviluppo Terna prevede una domanda elettrica di circa 329 TWh al 2019 e di circa 357 TWh al 2024 (contro i circa 336 TWh al 2018 e 370 TWh al 2023 del Piano 2014), con tassi di crescita medi annui dello 0.5% nel periodo 2013-2019 e dell'1.7% nel periodo 2019-2024 (quindi complessivamente dell'1.1% nel periodo 2013-2024) (**Figura 1**).

Nello scenario base la domanda elettrica è invece prevista attorno a 306 TWh al 2019 e a 302 TWh al 2024 (contro i circa 323 TWh al 2018 e 339 TWh al 2023 del Piano 2014), con tassi di decrescita medi annui del -0.7% nel periodo 2013-2019 e del -0.2% nel periodo 2019-2024 (quindi complessivamente del -0.5% nel periodo 2013-2024) (**Figura 2**).

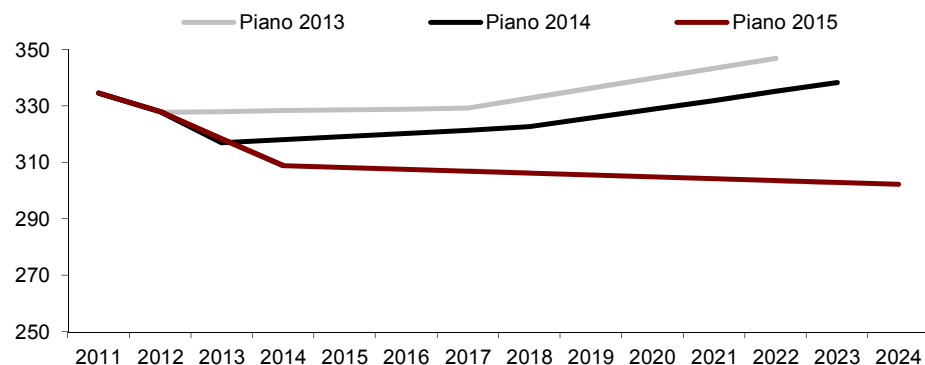
Alla base dei due scenari vi sono naturalmente specifiche assunzioni circa i futuri andamenti dell'economia e dell'intensità elettrica. Riguardo il futuro andamento economico nel Piano 2015 Terna assume una crescita del PIL leggermente superiore rispetto a quella del Piano 2014: il tasso di crescita media annuo del PIL è infatti assunto pari per il periodo 2013-2019 allo 0.9% (contro lo 0.6% assunto nel Piano 2014 per il periodo 2012-2018) e per il periodo

¹ Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93: "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE" (pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 148 del 28-6-2011 - Supplemento Ordinario n. 157).

² Lo scenario di sviluppo è adottato da Terna per la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete volti principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura della domanda, mentre lo scenario base viene utilizzato per valutare le esigenze di integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili in quanto evidenzia meglio le situazioni di eccesso di generazione rispetto al carico.

Figura 1. Previsioni di domanda elettrica di Terna nello scenario di sviluppo
(TWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2013, 2014 e 2015

Figura 2. Previsioni di domanda elettrica di Terna nello scenario base
(TWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2013, 2014 e 2015

2019-2024 all'1.2% (contro l'1% assunto nel Piano 2014 per il periodo 2018-2023). Poiché sull'intero periodo 2013-2024 l'assunzione di crescita media annua del PIL è di circa l'1.1% e la previsione di crescita media annua della domanda elettrica dello scenario di sviluppo è anch'essa di circa l'1.1%, ne deriva pertanto in questo scenario un'assunzione di intensità elettrica stabile. Nello scenario base la previsione di variazione media annua della domanda elettrica sull'intero periodo 2013-2024 è invece pari a circa il -0.5%, con la conseguente assunzione in questo scenario da parte di Terna di una riduzione dell'intensità elettrica al tasso medio annuo di circa il -1.5% (Tabella 1).

Confrontando le previsioni di domanda elettrica di Terna con quelle dell'ultimo scenario REF-E³ emerge un certo allineamento tra quest'ultimo e lo scenario di sviluppo di Terna almeno

Tabella 1. Sintesi delle principali ipotesi di scenario del Piano di Sviluppo di Terna

Indicatore	PdS 2014				PdS 2015				Scenario REF-E	
	2018		2023		2019		2024		2019	2024
	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo		
Crescita PIL*	-	0.6%	-	1.0%	0.9%		1.2%		0.9%	1.0%
Crescita domanda elettrica*	-0.3%	0.4%	1.0%	2.0%	-0.7%	0.5%	-0.2%	1.7%	0.6%	0.9%
Domanda elettrica (TWh)	323	336	338	370	306	329	302	357	329	345
Capacità fotovoltaica (GW)	22.3		28.5		23.5		29.8		22.6	30.5
Capacità eolica (GW)	12.0		14.9		12.7		15.7		10.0	11.7
Capacità a biomasse (GW)	5.4		6.9		6.0		7.7		4.5	5.3
Capacità idroelettrica (GW)	18.5		19.0		18.5		19.0		18.4	18.8
Import netto dall'estero (TWh)	-	65.4	-	-	-		37.3-113.8		39.4	34.7

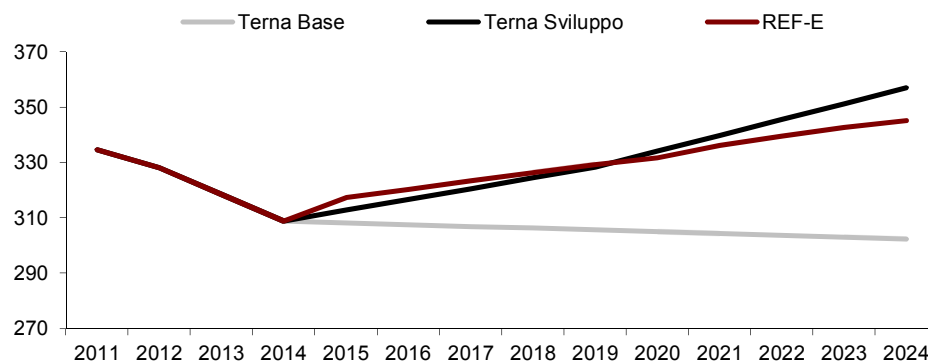
* Tassi medi annui

Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

³ LE previsioni di domanda elettrica dell'ultimo scenario REF-E sono state elaborate a novembre 2015 con il modello econometrico IDEM, ipotizzando un tasso di crescita del PIL dello 0.9% nel medio periodo e dell'1% nel lungo periodo, un livello di temperature in media storica e una moderata riduzione dell'intensità elettrica a seguito delle politiche di efficienza energetica.

fino al 2019, nonostante la previsione di domanda elettrica per il 2015 implicita nello scenario di sviluppo di Terna appaia molto sottostimata. Dal 2020 in poi nello scenario di sviluppo di Terna vi è un'accelerazione della crescita della domanda, diversamente da quanto accade nello scenario REF-E. Fortemente pessimistico e sempre più distante dallo scenario REF-E risulta invece lo scenario base di Terna (**Figura 3**).

Figura 3. Confronto tra le previsioni di domanda elettrica REF-E e Terna (PdS 2015)
(TWh)



Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2015

Riguardo il proprio scenario base Terna nota peraltro di utilizzarlo ai fini della valutazione delle future esigenze di integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in quanto in grado di meglio evidenziare le condizioni di *surplus* di generazione rispetto al carico che devono comunque essere gestite in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione. Con uno scenario di domanda elettrica eccessivamente pessimistico, fermi restando gli scenari di capacità e generazione da fonti rinnovabili e di scambi con l'estero, vi è tuttavia il rischio di sovrastimare le criticità di rete causate dalla generazione da fonti rinnovabili stessa e conseguentemente di sovrastimare anche i benefici e la profittabilità degli interventi di sviluppo della rete volti a rimuovere o almeno ridurre queste criticità.

Stimate numerose dismissioni di capacità termoelettrica

Nel Piano 2015 Terna ha aggiornato anche la propria ricognizione dell'evoluzione del parco termoelettrico. Questa ricognizione evidenzia l'esistenza a fine dicembre 2014 di circa 68 GW di capacità termoelettrica installata disponibile, al netto dei circa 5.2 GW già dismessi nel periodo 2012-2014. Sottraendo tuttavia anche le dismissioni in attesa di autorizzazione (circa 2.6 GW), le indisponibilità per vincoli autorizzativi (circa 0.9 GW) e i casi di *mothballing* (circa 8.3 GW) la capacità termoelettrica installata disponibile si porta di fatto da circa 68 GW a circa 56 GW (circa 12 GW di riduzione). Terna non prevede peraltro come credibile l'entrata in esercizio nell'orizzonte del Piano 2015 dei circa 3.6 GW di capacità termoelettrica già autorizzata. Riguardo le future dismissioni, Terna indica infine circa 3.5 GW di ulteriori dismissioni in attesa di autorizzazione corrispondenti però a impianti già in *mothballing* e circa 0.6 GW di ulteriori indisponibilità per vincoli autorizzativi, senza tuttavia includerle negli scenari previsionali.

Anche l'ultimo scenario REF-E stima circa 56 GW di capacità termoelettrica installata disponibile a fine dicembre 2014. Diversamente da Terna l'ultimo scenario REF-E assume inoltre la dismissione nel medio periodo (ovvero al 2019) di circa 7 GW di questa capacità e nel lungo periodo (ovvero al 2024) di ulteriori 6 GW.

Capacità rinnovabile in linea con la SEN nel lungo periodo

Anche nel Piano 2015 lo scenario di evoluzione della capacità rinnovabile è assunto da Terna sostanzialmente in linea per il breve-medio periodo con il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* per il fotovoltaico di taglia inferiore a 20 kW e con le autorizzazioni già concesse per l'installazione di nuovi impianti eolici, mentre per il lungo periodo con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale (SEN) al 2020. A partire dalla capacità eolica e fotovoltaica installata a fine 2014 (pari rispettivamente a circa 8.7 GW e 18.8 GW), Terna infatti assume, da un lato, un livello di capacità eolica installata di circa 12.7 GW nel breve-medio periodo e circa 15.7 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa

in rete di circa 29 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1850 ore), dall'altro, un livello di capacità fotovoltaica installata di circa 23.5 GW nel breve-medio periodo e circa 29.8 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 36 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1200 ore). Diversamente dal caso delle previsioni di domanda elettrica significativamente riviste al ribasso soprattutto nello scenario base, le assunzioni di evoluzione della capacità eolica e fotovoltaica del Piano 2015 sono pressoché allineate a quelle del Piano 2014, in modo particolare per la prima di queste due fonti. Per il breve-medio periodo e per il lungo periodo, nel Piano 2014 era stata rispettivamente assunta una capacità installata eolica di circa 12 GW e 15 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 24.5 TWh al 2020) e una capacità installata fotovoltaica di circa 22 GW e 28 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 30.5 TWh al 2020).

Le assunzioni di capacità eolica installata del Piano 2015 risultano molto più ottimistiche rispetto a quelle dell'ultimo scenario REF-E. REF-E assume infatti un livello di capacità eolica installata di circa 10 GW al 2019 e di circa 11.7 GW al 2024 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 21 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,750 ore). Leggermente più ottimistiche nel medio-periodo e sostanzialmente allineate nel lungo solare installata di circa 22.6 GW al 2019 e di circa 30.5 GW al 2024 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 39 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,250 ore).

Nel Piano 2015 Terna ha infine sostanzialmente confermato le proprie assunzioni di evoluzione della capacità installata da altre fonti rinnovabili. È stato infatti assunto per la capacità a biomasse, rispetto ai circa 4 GW di capacità installata al 2013, un aumento di circa 2 GW nel breve-medio periodo e un ulteriore incremento di circa 1.7 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 25 TWh al 2020). Per la capacità idroelettrica, rispetto ai circa 18 GW di capacità installata al 2013, Terna ha assunto invece sia un aumento di breve-medio periodo, sia un ulteriore incremento di lungo periodo in entrambi i casi di circa 0.5 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 37 TWh al 2020).

Rispetto all'ultimo scenario REF-E (4.5 e circa 5.3 GW al 2024) le assunzioni di Terna di capacità installata a biomasse risultano pertanto piuttosto ottimistiche, mentre quelle relative alla capacità idroelettrica mostrano sono pressoché perfettamente allineate.

Poco chiare le assunzioni sugli scambi con l'estero

Nella costruzione degli scenari previsionali anche nel Piano 2015 Terna dichiara di aver valutato la possibile evoluzione degli scambi con l'estero al fine di meglio dimensionare le esigenze di sviluppo delle interconnessioni con i paesi confinanti. Questa valutazione è stata effettuata coerentemente sia con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2014-2030*, che con il *Regional Investment Plan 2014 Continental Central South* di ENTSO-E. Tra le quattro Vision al 2030 e i relativi livelli impliciti di scambi con l'estero per l'Italia presenti in particolare nel secondo di questi due documenti Terna non indica tuttavia quella che ritiene più credibile, considerato anche il fatto che soltanto la Vision 3 (circa 37.3 TWh) e la Vision 4 (circa 54.6 TWh) indicano per l'Italia livelli di scambi con l'estero più o meno in linea con quelli storici, mentre invece sia dalla Vision 1, che dalla Vision 2 risultano livelli di scambi con l'estero estremamente più elevati (rispettivamente circa 103.6 TWh e 113.8 TWh).

A fronte di livelli di scambi con l'estero ipotizzati da Terna ampiamente variabili, l'ultimo scenario REF-E assume rispettivamente per il medio e per il lungo periodo un import netto di energia elettrica di circa 39.4 TWh e 34.7 TWh⁴.

Le esigenze e le priorità di sviluppo *Confermate le stesse esigenze di sviluppo del Piano 2014*

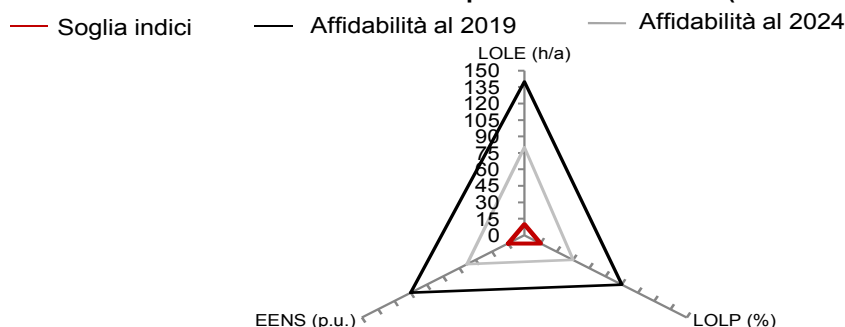
Nonostante l'aggiornamento degli scenari di riferimento, in modo particolare di quelli di domanda elettrica, dalle analisi effettuate da Terna per la predisposizione del Piano 2015 non sono emerse ulteriori esigenze di sviluppo rispetto a quelle del Piano 2014.

⁴ Questo valore incorporano circa 6 TWh di import netto dal Montenegro a partire dal 2021. Tutte le ipotesi di import netto dell'ultimo scenario REF-E derivano da una simulazione effettuata con il modello Elfo++ Europe, tenendo conto delle diverse politiche energetiche dei paesi confinanti con l'Italia e in particolare delle politiche francesi e tedesche di *phase-out* nucleare. In particolare, dal risultato di queste simulazioni emerge una riduzione dell'import netto particolarmente accentuato soprattutto nel lungo-lunghissimo periodo fino a un valore di poco meno di 20 TWh al 2030.

Possibili criticità nell'affidabilità del sistema

Il Piano 2015 conferma innanzitutto che l'alta penetrazione attesa dalla generazione da fonti rinnovabili intermittenti, da un lato, aumenta la possibilità di copertura del fabbisogno, dall'altro, riduce però l'affidabilità del sistema in assenza di un sufficiente approvvigionamento di riserve. Dal calcolo degli indici LOLP⁵, LOLE⁶ e EENS⁷, che descrivono l'affidabilità del sistema in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete, emergono infatti possibili criticità sia di medio periodo (2019), che di lungo periodo (2024), risultando i loro valori sempre superiori rispetto ai relativi margini ammissibili⁸ (Figura 4).

Figura 4. Indici di affidabilità in assenza di potenziamenti di rete (PdS 2015)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2015

Confermate le sezioni critiche sulla rete primaria e le opportunità di sviluppo delle interconnessioni

Terna conferma le principali sezioni critiche della rete a 380 kV per il breve-medio periodo già indicate nel Piano 2014. In particolare, si prevede un notevole aumento delle congestioni intrazonali tra Nord-Ovest e Nord-Est, dei transiti tra Nord e Centro Nord, tra Centro Nord e Centro Sud, così come di quelli dal Sud verso il Centro Sud. Estremamente critico sarà inoltre l'esercizio atteso nel breve-medio periodo della rete di trasmissione in Calabria, Sicilia e Sardegna.

Con riferimento invece alle opportunità di sviluppo delle interconnessioni con l'estero, si conferma l'importanza dei futuri potenziamenti delle interconnessioni sulla frontiera Nord, così come con l'area dei Balcani e nel medio-lungo periodo con quella del Nord Africa.

Confermate le esigenze di miglioramento della sicurezza e qualità del servizio locale

Il Piano 2015 non prevede nuove aree critiche rispetto a quelle indicato nel Piano 2014 nemmeno dal punto di vista della sicurezza e qualità del servizio locale. Degna di nota è in particolare la difficoltà nei periodi di alta idraulicità nel trasporto dell'energia immessa in rete dalle centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV delle aree di Sondrio e dell'Alto Adige.

Riviste le stime dell'overgeneration

Nel confermare sia le criticità (come le congestioni sulle reti AAT/AT e la scarsa riserva primaria), sia le esigenze di sviluppo di tecnologie innovative (come l'uso di *smart transmission solutions* e di batterie elettrochimiche) legate alla crescita della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, nel Piano 2015 Terna ha aggiornato le proprie stime dell'*overgeneration*. Nell'ipotesi di *market coupling* dei soli mercati dell'energia il livello di *overgeneration* ottenuto è risultato pari a circa 5.5 TWh (contro i circa 2.5 TWh del Piano 2014), mentre nell'ipotesi di integrazione anche dei mercati del bilanciamento la stima dell'*overgeneration* si riduce a soli 0.7 TWh (contro i circa 1.2 TWh del Piano 2014). Secondo queste stime l'integrazione dei mercati del bilanciamento non sarebbe pertanto in grado di risolvere completamente i problemi di *overgeneration* e Terna dovrà comunque ricorrere ad azioni di modulazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti. Dalle analisi di Terna emerge inoltre come anche

⁵ L'indice di *Loss of Load Probability* (LOLP) indica la probabilità di mancata alimentazione del carico.

⁶ L'indice di *Loss of Load Expectation* (LOLE) indica la durata attesa espressa in ore/anno del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

⁷ L'indice di *Expected Energy not Supplied* (EENS) indica il valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

⁸ Questi margini sono fissati da Terna stessa in base alla propria esperienza storica, ma non è tuttavia chiaro se ciò avviene in modo conservativo o meno.

l'ipotetico distacco di tutta la generazione da fonti rinnovabili intermittenti potenzialmente distaccabile potrebbe non essere sufficiente a garantire il bilanciamento del sistema elettrico, rendendo di conseguenza necessaria anche la modulazione della generazione distribuita rinnovabile in MT/BT la cui capacità installata è più che doppia rispetto a quella in AT.

Pochi progressi in termini di interventi prioritari

Poche sono le novità riportate nel Piano 2015 in termini di interventi prioritari di sviluppo della rete autorizzati o in via di autorizzazioni (**Tabella 2**). Rispetto a quanto indicato nel Piano 2014, nell'attuale sono riportati, da un lato, l'ottenimento del decreto di VIA per la linea a 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga necessaria a incrementare i limiti di scambio tra Nord e Centro Nord, dall'altro, la sospensione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) del procedimento di VIA per la linea a 380 kV Laino - Altomonte necessaria per il riassetto delle rete della Calabria settentrionale, in attesa che si concluda il procedimento sulla compatibilità ambientale di questo intervento. Terna ha infine escluso dal novero degli interventi prioritari la linea a 380 kV Fusina - Dolo Camin, il cui procedimento autorizzativo deve essere integralmente riavviato da Terna a seguito dell'annullamento da parte del Consiglio di Stato del procedimento di compatibilità ambientale. Riguardo la linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi sorprende come Terna abbia mantenuto come anno di completamento il 2015, malgrado la sua entrata in esercizio dovrebbe avvenire non prima della metà del prossimo anno.

Il caso della linea a 380 kV Fusina - Dolo Camin, inclusa per la prima volta inclusa addirittura nel Piano 2004, è un esempio emblematico dei tempi estremamente lunghi e dei frequenti imprevisti che caratterizzano gli iter autorizzativi. Tra il momento di inserimento di un intervento prioritario nel Piano e il completamento delle relative opere passano mediamente 10-12 anni, in quanto per l'ottenimento del decreto autorizzativo sono necessari circa 6-7 anni, mentre per il completamento delle opere dall'avvio della loro realizzazione occorrono ulteriori 4-5 anni.

I risultati attesi

In parte aggiornati i risultati attesi

I risultati attesi degli interventi di sviluppo sulla rete, stimati da Terna, sono in parte diversi rispetto a quelli del Piano 2014, per via dei nuovi scenari di domanda elettrica e di sviluppo della capacità rinnovabile. In particolare, risulta leggermente inferiore l'incremento atteso dei limiti di transito interzonali, mentre maggiori sono la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ e gli scambi di energia con l'estero attesi per il medio periodo.

Invariato l'incremento delle interconnessioni con l'estero

Riguardo il potenziamento delle interconnessioni con l'estero, in linea con il Piano 2014 Terna conferma gli aumenti della capacità di importazione dai Balcani (circa 1,000 MW derivanti dall'interconnessione con il Montenegro) e dalla frontiera settentrionale (circa 2,000 MW derivanti dal potenziamento delle interconnessioni con Francia e Austria). Un ulteriore aumento delle interconnessioni con l'estero è inoltre previsto da Terna per effetto di nuovi *interconnector* privati (circa 2,500 MW).

Leggermente ridotto l'incremento dei limiti di transito interzonali

Nel Piano 2015 i risultati attesi del Piano 2014 in termini di incremento dei limiti di transito interzonali sono stati leggermente rivisti al ribasso. Terna riporta infatti un incremento dei limiti di transito dal Sud al Centro Sud di circa 1,200 MW (invece che di 1,450 MW), dal polo di Foggia al Sud di 500 MW (invece di 700 MW) e dal polo di Rossano al Sud di 700 MW (invece di 900 MW). Con riferimento inoltre ai limiti di transito dal polo di Brindisi al Sud e dal polo di Priolo verso la Sicilia viene indicato, in entrambi i casi, un incremento di circa 500 MW, mentre il risultato atteso riportato nel Piano 2014 era rappresentato dalla risoluzione *tout court* del polo di produzione limitata (**Tabella 3**).

Tabella 2. Tempistiche degli interventi prioritari autorizzati e in corso di autorizzazione

Opera	Beneficio principale	Iter autorizzativo							
		Inserimento nel PdS	Fase di concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto di VIA	Conferenza dei servizi	Intesa Regione	Decreto autorizzativo	Previsione completamento
HVDC Italia - Montenegro	Interconnessione con l'estero	2007	2007/2009	2009	-	2010	2011	2011	2017/2019
HVDC Grand'Île - Pionsacco	Interconnessione con l'estero	2008	2008/2009	2009	-	2010	2010	2011	2019
Linea 380 kV Villanova - Gissi	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013	2015
Linea 380 kV Foggia - Benevento II	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2010	2010/2011	2011	2014
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (tratti aerei)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	2015
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (cavo marino)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	-	2008	2008/2009	2009	2015
Linee 380 kV Paternò - Priolo - Pantano / Priolo - Melilli	Riduzione congestioni tra zone	2006	2007/2008	2009	-	2009	2010	2011	2015
Linea 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2014	Da convocare	-	-	-
Linea 380 kV Gissi - Larino - Foggia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2011	2012	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Montecorvino - Benevento	Riduzione congestioni tra zone	2004	2004/2010	2010	In esame	-	2013	-	-
Linea 380 kV Laino - Altomonte	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2008	2010	Sospeso	-	-	-	-
Linea 380 kV Deliceto - Bisaccia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2010	2012	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012	-	-
Linea 380 kV Fusina - Dolo Camin	Riduzione congestioni intrazonali	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	Da definire
Linea 380 kV Trino - Lacchiarella	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	2014
Linea 380 kV Udine - Redipuglia	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	2016
Linea 380 kV Chiaramento Gulfi - Ciminna	Riduzione congestioni intrazonali	2004	2004/2010	2011	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Milano - Brescia	Riduzione congestioni intrazonali	2010	2010/2012	2013	-	-	-	-	-

Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2015

Tabella 3. Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	PdS 2014		PdS 2015	
	2013	Sviluppo	2014	Sviluppo
Nord → Centro Nord	3 700	+400	3 700	+400
Centro Nord → Nord	1 200	+400	1 200	+400
Centro Nord → Centro Sud	1 300	+600	1 300	+600
Centro Sud → Centro Nord	2 500	+600	2 700	+600
Sud → Centro Sud	4 250	+1450	4 250	+1200
Sicilia → Sud	250	+900	250	+950
Sud → Sicilia	100	+1000	100	+1000
Sardegna → Continente/Corsica	-	-	-	-
Foggia → Sud	2 150	+750	2 400	+500
Brindisi → Sud	5 200	Ris. Polo	5 200	+500
Rossano → Sud	2 250	+900	2 450	+700
Priolo → Sicilia	815	Ris. Polo	1 250	+500

I dati fanno riferimento alla situazione diurna invernale.

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

In ogni caso, Terna si aspetta di garantire l'affidabilità del sistema elettrico sia nel medio, sia nel lungo periodo anche con gli interventi di sviluppo previsti nel Piano 2015, come mostrato dal fatto che gli indici LOLP, LOLE e EENS rispettivamente al 2019 e 2024 sono attesi tutti all'interno dei relativi margini ammissibili.

**Confermata la riduzione attesa
dei vincoli alla produzione da
fonti rinnovabili**

Stabile è di fatto anche la riduzione attesa nel Piano 2015 dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili. Grazie agli interventi di risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, di interconnessione con la rete a 380 kV e di realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno⁹ Terna si attende infatti una capacità da fonte rinnovabile non più soggetta a rischi di limitazione per ragioni di sicurezza di circa 5500 MW, contro i circa 6,000 MW attesi del Piano 2014. La differenza non è però imputabile ad una minore efficacia degli interventi di sviluppo del Piano 2015, ma all'avvenuto completamento durante lo scorso anno del potenziamento della linea 380 kV Foggia-Benevento che ha consentito di liberare circa 500 MW di capacità da fonte rinnovabile (Tabella 4).

Tabella 4. Capacità liberata da fonti rinnovabili (MW)

Intervento	PdS 2014	PdS 2015
Linea 380 kV Calenzano Colunga	550	550
Linea 380 kV Foggia-Villanova	700	700
Potenziamento linea 380 kV Foggia-Benevento	500	-
Linea 380 kV Montecorvino-Avellino-Benevento	650	650
Linea 380 kV Deliceto-Bisaccia	350	350
Interventi rete AAT/AT Calabria	1 000	1 000
Linea 380 kV Sorgente-Rizziconi e potenziamenti rete AAT Sicilia	1 150	1 150
Potenziamenti rete di trasmissione nel Meridione	1 100	1 100

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

**Confermati i miglioramenti
nei livelli di tensione e i
decrementi delle perdite di
trasmissione**

Oltre ai i miglioramenti nei livelli di tensione e nelle loro fluttuazioni, nel Piano 2015 si confermano anche le attese del Piano 2014 di riduzione delle perdite di energia sulla rete di trasmissione. Terna stima infatti una riduzione delle perdite di trasmissione di circa 180 MW alla punta di carico (escludendo da tale valore il contributo degli interventi di sviluppo delle interconnessioni con l'estero), corrispondenti a circa 1,100 GWh/anno.

⁹ Nell'ambito di questi interventi è prevista anche l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico. Al riguardo, Terna ricorda come a valle dell'approvazione del Piano 2011 sia stata avviata la sperimentazione di circa 35 MW di batterie, di cui circa 12 MW (interamente entrati in esercizio a dicembre 2014) lungo la linea a 150 kV Campobasso - Celle San Vito, circa 12 MW (per metà già entrati in esercizio) lungo la linea a 380 kV Benevento II - Bisaccia e circa 11 MW (da poco autorizzati) sempre lungo la linea a 380 kV Benevento II - Bisaccia. A questi progetti pilota AEEGSI (Delibera 288/2012/R/eel) ha peraltro riconosciuto un'extra-remunerazione incentivante sul capitale investito del 2% per 12 anni, rispetto ad un *weighted average cost of capital* (WACC) base dell'8.4%.

In aumento la riduzione delle emissioni di CO₂

Con gli interventi di sviluppo del Piano 2015 si attende un miglioramento in termini di riduzione delle emissioni di CO₂. Terna stima infatti una riduzione delle emissioni di CO₂ per il solo effetto delle minori perdite di rete attese di circa 400,000-500,000 tCO₂/anno, mentre l'impatto dell'aumento di efficienza del parco termoelettrico garantita da minori congestioni interzonali (che comportano la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi con impianti con rendimenti più elevati) e delle maggiori interconnessioni con l'estero è stimato pari a circa 8,000,000 tCO₂/anno di minori emissioni. Si stima infine un'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂ di circa 7,000,000 tCO₂/anno a seguito dello spiazzamento della generazione termoelettrica per via dello sviluppo della generazione da fonti rinnovabili. Nel complesso le minori emissioni di CO₂ potrebbero raggiungere circa 15,500,000 tCO₂/anno (contro le circa 13,500,000 tCO₂/anno stimate nel Piano 2014).

In aumento gli scambi di energia di medio periodo

Al fine di stimare gli scambi di energia attesi di medio periodo, anche nel Piano 2015 Terna ha simulato i risultati del Mercato del Giorno Prima (MGP), assumendo un livello di domanda elettrica di medio periodo in linea con lo scenario di sviluppo (circa 328.5 TWh) e delle capacità eolica e fotovoltaica installata anch'esse in linea con le assunzioni di medio periodo (ovvero rispettivamente pari a circa 12.7 GW e 23.5 GW). Da questi risultati emerge in particolare non soltanto un prevalente flusso interno di energia da Sud verso Nord, ma anche un forte incremento degli scambi di energia con l'estero. In particolare, l'import netto dalla frontiera Nord è individuato attorno a 66.6 TWh (contro i 57.7 TWh del Piano 2014), mentre quello dal Montenegro attorno 6.9 TWh (contro i 6 TWh del Piano 2014). Dalla Grecia invece si stima un export netto di circa 0.7 TWh (contro i circa 1.7 TWh di import netto stimati nel Piano 2014). Complessivamente quindi l'import netto dall'estero per il medio periodo nel Piano 2015 risulta pari a circa 72.8 TWh, contro i circa 65.4 TWh stimati nel Piano 2014.

La proposta di nuova metodologia di Analisi Costi Benefici *Un'evoluzione necessaria per l'avvio del nuovo periodo regolatorio*

La parte più interessante del Piano 2015 è probabilmente rappresentata dall'Allegato 3, all'interno del quale vengono proposte diverse modifiche della metodologia ACB attualmente adottata nel processo di valutazione dei principali interventi di sviluppo della rete. Queste modifiche si inseriscono peraltro nel processo di definizione da parte dell'Autorità della nuova regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo regolatorio che inizierà il 1 gennaio 2016. In particolare, con riferimento alla regolazione dello sviluppo della rete, l'Autorità si è posta l'obiettivo di passare da una logica incentivante di tipo *input-based* finora adottata per favorire un rapido sviluppo delle reti (anche se spesso a scapito dell'efficienza del sistema), a una di tipo *output-based* in modo tale da favorire la selezione degli interventi di sviluppo della rete più efficienti a parità di efficacia (DCO 464/2015/R/EEL e DCO 544/2015/R/EEL). Ai fini di questo passaggio l'Autorità ritiene essenziale non soltanto una maggiore misurabilità e verificabilità degli *output* ottenibili attraverso gli interventi di sviluppo della rete, ma anche una maggiore coerenza tra gli approcci allo sviluppo della rete utilizzati in Italia e quelli adottati a livello europeo da ottenere attraverso l'implementazione di una nuova e più evoluta metodologia ACB.

Un tentativo di allineamento alle best-practices internazionali

La nuova metodologia ACB proposta da Terna è stata non a caso elaborata prendendo come riferimento la *Guideline for Cost-Benefit Analysis of Grid Development Projects* predisposta da ENTSO-E per la valutazione dei potenziali *Projects of Common Interest* (PCI) e ancora in fase di autorizzazione presso la Commissione Europea.

Saranno utilizzati normalmente scenari a 10 anni

Questa nuova metodologia, che Terna intende applicare gradualmente a partire dai prossimi Piani, prevede come primo passaggio la definizione degli scenari e dei modelli di simulazione da utilizzare. Al riguardo, Terna intende continuare a utilizzare in generale scenari a 10 anni, con la possibilità di ricorrere a scenari a 15-20 soltanto per i progetti per cui si prevede un completamento nel più lungo periodo. Riguardo invece i modelli di simulazione come già attualmente Terna si riserva la possibilità di utilizzare sia modelli per simulazioni di rete (per le analisi di *load flow* o per quelle di tipo probabilistico), sia modelli per simulazioni di mercato (per le analisi del *social economic welfare* del sistema).

*Scartati gli approcci di
ENTSO-E in caso di
correlazioni tra più interventi di
sviluppo*

Dopo l'identificazione delle criticità e delle esigenze di sviluppo della rete previsionale (mediante le simulazioni in assenza di interventi di sviluppo) e la successiva definizione delle soluzioni e degli interventi di sviluppo da implementare, un'importante innovazione della nuova metodologia ACB di Terna è quella riguardante la definizione delle possibili correlazioni tra diversi interventi di sviluppo della rete. Sebbene le analisi per l'individuazione degli interventi di sviluppo e il calcolo dei relativi benefici siano effettuate in generale per singolo intervento simulando nello scenario di riferimento il comportamento del sistema in assenza ed in presenza dell'intervento stesso, è tuttavia possibile che vi siano correlazioni o interdipendenze tra più interventi di sviluppo con un conseguente impatto sul calcolo dei benefici. Al riguardo, la *Guideline* di ENTSO-E propone due differenti approcci per tenere conto della presenza di correlazioni o interdipendenze tra diversi interventi di sviluppo della rete. Con l'approccio *put in one at the time* (PINT) i benefici di un dato intervento di sviluppo sono calcolati come differenza tra i risultati della simulazione di un caso base in cui non sono presenti gli altri interventi e quelli di una simulazione in cui si aggiunge soltanto l'intervento in esame, mentre con l'approccio *take out one at the time* (TOOT) il calcolo dei benefici dipende dalla differenza tra i risultati della simulazione di un caso base in cui sono presenti tutti gli interventi di sviluppo e quelli di una simulazione in cui si elimina soltanto l'intervento in esame. Su questo punto Terna propone tuttavia di scartare entrambi gli approcci proposti da ENTSO-E e di continuare ad adottare l'approccio incrementale utilizzato fino al Piano 2015 che prevede di tenere conto nelle simulazioni della sequenza di entrata in esercizio (così come dei vincoli autorizzativi) dei singoli interventi coerentemente con le esigenze del sistema ritenute prioritarie. Ai fini delle simulazioni, gli interventi di sviluppo pianificati verrebbero quindi inseriti progressivamente secondo una sequenza stabilita da Terna per poi valutarne i relativi benefici per differenze incremental: il beneficio di un dato intervento corrisponderebbe in questo caso con quello ottenibile con la sua entrata in esercizio, a valle tuttavia dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che lo precedono nella sequenza stabilita.

*Molte novità nella
valorizzazione economica dei
benefici*

Un altro elemento di novità della nuova metodologia ACB di Terna consiste nella valorizzazione economica delle seguenti sette tipologie di benefici degli interventi di sviluppo pianificati:

- variazione del *social economic welfare* dei mercati dell'energia
- variazione delle perdite di rete
- riduzione dell'energia non fornita
- riduzione o rimozione dei vincoli che limitano la generazione da fonti rinnovabili intermittenti (ovvero dell'*overgeneration*)
- risparmi da investimenti evitati
- variazione dei costi di approvvigionamenti delle risorse di dispacciamento necessarie per la sicurezza del sistema
- variazione delle emissioni di CO₂.

Su questo punto Terna sembra deviare sia dalla *Guideline* di ENTSO-E, che dalla metodologia ACB da essa stessa finora adottata. La *Guideline* di ENTSO-E infatti non soltanto non prevede una monetizzazione (ma solo una quantificazione in termini di volumi) della riduzione dell'energia non fornita¹⁰, della riduzione o rimozione dei vincoli che limitano la generazione da fonti rinnovabili intermittenti e della variazione delle emissioni di CO₂, ma altresì non contempla affatto tra le tipologie di benefici degli interventi di sviluppo quelli derivanti dai risparmi da investimenti evitati e dalla variazione dei costi di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. Numerose sono inoltre le innovazioni rispetto all'attuale metodologia ACB di Terna.

*Con la valorizzazione del
social economic welfare si
sostituiscono due attuali
indicatori*

Per la valorizzazione economica della variazione del *social economic welfare* ottenibile a seguito di un intervento di sviluppo, Terna propone di simulare il futuro andamento dei mercati dell'energia nello scenario di riferimento, da un lato, adottando l'approccio del *total surplus* ovvero un approccio in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione della somma del *surplus* dei consumatori, del *surplus* dei produttori e delle rendite di congestione, dall'altro,

¹⁰ Una possibile ragione della mancata monetizzazione nell'ambito della *Guideline* di ENTSO-E della riduzione dell'energia non fornita è rappresentata dalla difficoltà di allineare i differenti *value of lost load* (VOLL) di più paesi.

modellando non soltanto i costi variabili di produzione (come previsto dalla Guideline di ENTSO-E), ma anche i mark-up calcolati ipotizzando che i mercati dell'energia siano perfettamente concorrenziali e che gli impianti di generazione formulino le proprie offerte in modo tale da evitare di produrre in perdita. La simulazione del *social economic welfare* con e senza un dato intervento di sviluppo, consente non soltanto di ottenere implicitamente una monetizzazione del beneficio associato all'intervento di sviluppo, ma anche di sostituire con una metodologia più consistente, le attuali valorizzazioni economiche sia dell'aumento dell'energia scambiata con l'estero, sia della riduzione delle congestioni sulle sezioni critiche della rete, che richiedono numerose assunzioni e conseguentemente un elevato grado di arbitrarietà da parte di Terna. L'attuale metodologia ACB di Terna prevede infatti che l'aumento dell'energia scambiata con l'estero sia valorizzata moltiplicando l'aumento della *Total Transfer Capacity* (TTC) stimata, convertita in energia annua ipotizzando un *load factor* di 5,000 ore annue, per un differenziale di costo dell'energia tra l'Italia e paesi esteri generalmente ipotizzato pari a 10-30 €/MWh. La riduzione delle congestioni sulle sezioni critiche della rete sono invece normalmente monetizzate moltiplicando la potenza di generazione più efficiente liberata con l'intervento di rete per una stima delle sue ore equivalenti annue di utilizzo (nel caso di impianti OCGT al massimo 1,000 ore/annue) e per la differenza dei costi di produzione tra la tecnologia meno efficiente e quella più efficiente (ad esempio nel caso di produzione di punta considerando la differenza di costo tra OCGT e CCGT).

Una valorizzazione meno arbitraria delle perdite di rete

Ai fini della monetizzazione della variazione delle perdite di rete la proposta di Terna è quella di determinare attraverso simulazioni di *load flow* la variazione di potenza persa alla punta di carico annuale con e senza l'intervento di sviluppo, convertendola in energia mediante un coefficiente rappresentativo delle ore di utilizzazione delle perdite alla punta di carico stessa e monetizzandola o al costo medio di generazione o al valore di mercato dell'energia stimato attraverso la simulazione dell'andamento dei mercati dell'energia. Questo approccio ricalca di fatto quello già utilizzato da Terna, fatta eccezione per la sola monetizzazione, attualmente effettuata piuttosto arbitrariamente al PUN storico del periodo luglio 2009-giugno 2014.

Nessun cambiamento nella valorizzazione della riduzione dell'energia non fornita

Anche per la valorizzazione della riduzione dell'energia non fornita Terna ritiene valido l'approccio dall'attuale metodologia ACB, che prevede prima una quantificazione mediante simulazioni di *load flow* con e senza l'intervento di sviluppo della riduzione dell'energia non fornita e poi la sua monetizzazione al rapporto tra PIL e domanda elettrica (da Terna stimato per il 2013 e il 2014 pari a 4,900 €/MWh)¹¹. Il valore così ottenuto può inoltre essere moltiplicato per un coefficiente variabile tra 1 e 5 a seconda dell'importanza del luogo in cui si manifesta l'energia non fornita (per tenere conto ad esempio di aree altamente urbanizzate o industrializzate laddove i disservizi elettrici potrebbero risultare più critici). Per la predisposizione dei prossimi Piani, Terna si riserva tuttavia la possibilità di utilizzare in alternativa al rapporto tra PIL e domanda elettrica un valore unitario dell'energia non fornita allineato a quanto previsto dalla regolazione vigente, ricordando in particolare come per l'attuale periodo di regolazione questo valore unitario sia pari a 40,000 €/MWh (Delibera ARG/elt 197/11).

Meno ipotesi arbitrarie per la valorizzazione della riduzione o rimozione dell'overgeneration

Per la valorizzazione della riduzione o eliminazione dell'*overgeneration* mediante un dato intervento di sviluppo Terna propone di quantificarla mediante simulazioni probabilistiche di tipo Monte Carlo e di monetizzarla considerando che il suo valore economico dipende da due componenti:

- il costo o il valore di mercato della generazione termoelettrica che deve rimpiazzare la generazione da fonti rinnovabili tagliata
- il maggior valore sociale della generazione da fonti rinnovabili (in quanto energia verde) di cui il sistema non usufruisce a causa dei tagli.

Per monetizzare la prima componente viene proposto di utilizzare o il costo medio della generazione termoelettrica (soprattutto nei casi in cui non è chiaro il *driver* della riduzione l'*overgeneration*) o il valore di mercato dell'energia tagliata stimati attraverso opportune simulazioni dell'andamento dei mercati dell'energia. Per la monetizzazione della seconda componente Terna propone invece di utilizzare in una fase di prima applicazione il valore

¹¹ Al riguardo, Terna afferma di ispirarsi non soltanto a principi di cautela, ma anche alle *best practice* internazionali da cui risulta un *value of lost load* (VOLL) compreso tra 5,000 e 25,000 €/MWh per i paesi più sviluppati e pari a 15,000 €/MWh per l'Italia.

dell'incentivo per gli impianti eolici (rappresentato dal valore dei certificati verdi, il cui prezzo di ritiro per il 2014 è stato pari a 89 €/MWh), per poi scegliere tra questo valore, quello del *levelized cost of energy* (LCOE) della generazione da fonti rinnovabili o quello del costo medio unitario di incentivazione di tutta l'energia rinnovabile. Questo approccio alla valorizzazione della riduzione o eliminazione dell'*overgeneration* basato su specifiche simulazioni delle diverse condizioni di funzionamento del sistema e dei mercati dell'energia consente pertanto di superare i limiti e le arbitrarietà dell'approccio attualmente utilizzato che si basa sul prodotto tra la potenza di generazione da fonti rinnovabili liberata attraverso l'intervento di sviluppo, un'ipotesi di ore equivalenti annue di congestione evitata e il differenziale tra i costi variabili di un impianti CCGT e di un impianto rinnovabile (ipotizzando pertanto implicitamente che attraverso l'intervento di sviluppo un impianto rinnovabile vada a sostituire un impianto CCGT).

Poche novità per la valorizzazione dei risparmi da investimenti evitati e della variazione dei costi di MSD

Ai fini della valorizzazione dei risparmi da investimenti evitati, così come della variazione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, che non sono peraltro contemplate dalla Guideline di ENTSO-E, Terna si attiene sostanzialmente all'approccio dell'attuale metodologia ACB. Nel primo caso Terna propone infatti di continuare a utilizzare i *capital expenditure* (CAPEX) evitati e se significativi anche gli *operating expenditure* (OPEX) ordinari degli *asset* che avrebbero dovuto essere mantenuti in esercizio in assenza dell'intervento di sviluppo. Nel secondo caso, data la complessità della valutazione dei volumi e del valore delle risorse di dispacciamento in uno scenario previsionale, viene proposto invece di adottare approcci differenti a seconda del tipo di intervento di sviluppo e della sua entrata in esercizio. In particolare, se l'intervento di sviluppo riguarda l'installazione di trasformatori o apparati di compensazione reattiva in stazioni esistenti e ha tempi di entrata in esercizio di breve-medio periodo Terna ritiene possibile stimare la variazione dei costi di MSD a partire dai dati storici a consuntivo, sebbene non indichi attraverso quale metodologia. Se invece l'intervento di sviluppo riguarda la realizzazione di nuovi elettrodotti o nuove stazioni e ha tempi di entrata in esercizio di medio-lungo periodo Terna reputa necessario simulare nello scenario previsionale il dispacciamento ottimo delle risorse in grado di rispettare i vincoli di rete e di bilanciamento del sistema, attraverso strumenti di tipo Monte Carlo nel caso in cui l'intervento di sviluppo ha un impatto intrazonale o mediante un simulatore di MSD/MB nel caso in cui l'intervento di sviluppo ha un impatto interzonale.

Valorizzazione della variazione delle emissioni di CO₂ in linea con l'attuale approccio

Nel caso della monetizzazione della variazione delle emissioni di CO₂ Terna afferma di riprendere l'approccio dell'attuale metodologia ACB. Si propone, quindi, di quantificare la variazione delle emissioni di CO₂ simulando il diverso dispacciamento e quindi le diverse emissioni della generazione con e senza l'intervento di sviluppo, attraverso un simulatore dei mercati dell'energia nel caso in cui l'intervento di sviluppo incrementa i limiti di scambio tra zone di mercato o mediante analisi probabilistiche nel caso in cui l'intervento di sviluppo riguarda un rinforzo di rete intrazonale. Inoltre, Terna propone di monetizzare la variazione delle emissioni di CO₂ al valore dei certificati di emissione delle proiezioni incluse nel *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) di ENTSO-E.

Inclusi diversi indici di performance tra i benefici non monetizzati

Coerentemente con la *Guideline* di ENTSO-E, Terna propone infine di includere nella nuova metodologia ACB anche l'utilizzo di altri quattro indici di performance qualitativi a complemento delle informazioni desumibili dagli indici monetizzati. Questi indici riguardano nello specifico la resilienza/sicurezza del sistema valutabile mediante studi di rete, la robustezza/flessibilità di un nuovo progetto valutabile o probabilisticamente introducendo elementi di aleatorietà negli scenari o deterministicamente usando anche scenari estremi, gli effetti ambientali valutabili in termini di spazio occupato dagli *asset* di trasmissione in aree di interesse naturale e gli effetti sociali valutabili in termini di spazio occupato dagli *asset* di trasmissione in aree di interesse sociale.

Valorizzazione dei costi in linea con l'attuale metodologia ACB

Nessuna modifica viene infine proposta da Terna per la valutazione dei costi degli interventi di sviluppo con la nuova metodologia ACB, per cui oltre ai CAPEX continueranno a essere considerati gli OPEX stimati in misura pari all'1.5% dei CAPEX e i costi per eventuali demolizioni stimati pari al 30% del valore in caso di realizzazione di nuove linee e al 10% del valore in caso di realizzazione di nuove stazioni.

Finalmente una disciplina organica per le RIU, con qualche punto ancora aperto

L'opera di razionalizzazione della disciplina per le RIU condotta dall'AEEGSI ha il merito di delineare un contesto regolatorio certo e almeno in parte coerente con la disciplina comunitaria sui sistemi di distribuzione chiusi. L'intervento determina tuttavia condizioni peggiorative per le industrie energivore rispetto alle prassi consolidatesi in passato grazie a una disciplina lacunosa: si stabilisce l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento sull'intero consumo delle RIU, anziché sui soli prelievi dalla rete pubblica, e il gestore della RIU è equiparato a un DSO e di conseguenza gravato di nuovi oneri, tra cui l'obbligo di connessione di terzi. Agli operatori di reti private esistenti rimane la possibilità, qualora ne sussistano le condizioni, di convertire almeno parte della RIU in SEU o SEESEU. Gli operatori che intendono investire in nuovi sistemi di generazione distribuita sono invece costretti a optare per configurazioni semplici quali i SEU; le reti private di nuova costruzione non sono infatti contemplate dalla regolazione, nel timore di estendere a nuovi soggetti le esenzioni tariffarie sull'autoconsumo in sito. Tuttavia, l'esenzione parziale dal pagamento degli oneri generali di sistema potrebbe risultare in contrasto con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato.

Obiettivi: razionalizzazione e adeguamento alla disciplina comunitaria

*In Italia i SDC comprendono
solo siti industriali esistenti*

L'Autorità per l'Energia Elettrica, il gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha pubblicato (delibera 539/2015/R/eel) la regolazione quadro delle reti interne di utenza (RIU), che il settore industriale attendeva ormai da diverso tempo. La regolazione risponde alle esigenze di razionalizzazione del settore, che finora si è dovuto muovere in un contesto normativo e regolatorio complesso e in parte contraddittorio e lacunoso, oltre che alle esigenze di adeguare la disciplina nazionale a quella comunitaria sui sistemi di distribuzione chiusi (SDC) previsti dalla direttiva 2009/72/CE¹ (art. 28).

La legge 99/2009², che aveva transitoriamente introdotto la definizione di RIU (art. 33) è infatti stata superata dal Dlgs 93/2011³ (art. 38.5) il quale, recependo nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/72/CE, ha incluso le RIU tra i SDC. L'equiparazione delle RIU ai SDC, come si vedrà più avanti, ha quindi richiesto adeguamenti alla disciplina nazionale relativa agli oneri tariffari e agli obblighi e responsabilità del gestore del sistema di distribuzione, coerentemente con quanto previsto dalla direttiva. Oltre alle RIU, il legislatore italiano equipara a SDC quelli che l'AEEGSI definisce "altri SDC" (ASDC), disciplinati dall'art. 30 della stessa legge 99/2009.

Nella disciplina italiana i SDC consistono quindi in reti private esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/2009⁴ che connettono unità di consumo industriali e, eventualmente, unità di generazione di elettricità funzionalmente essenziali al processo produttivo. Il legislatore italiano non ha perciò accolto la possibilità prevista a livello di comunitario di includere tra i SDC anche le reti collocate presso siti commerciali e di servizi, né ha esteso la definizione a sistemi di nuova costruzione. Coerentemente alla direttiva, RIU e ASDC devono essere geograficamente limitati, per cui l'AEEGSI ha introdotto chiarimenti sulla definizione dell'estensione territoriale di questi sistemi, circoscritta ai limiti del sito alla data di entrata in vigore della legge 99/2009.

Gestore del SDC equiparato a DSO

Dalla definizione comunitaria di SDC come sistemi di distribuzione di energia elettrica, seppure entro un sito limitato, discende la scelta dell'AEEGSI di equiparare i gestori dei SDC agli esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica (DSO) con meno di 5,000 punti di prelievo, sebbene i gestori dei SDC non siano titolari di una concessione di distribuzione (oltre che non essere titolari di una concessione per i servizi di trasmissione e dispacciamento).

¹ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE, pubblicata in GU L 211 del 14 agosto 2009.

² Legge 23 luglio 2009, n. 99, Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia, pubblicata in GU n.176 del 31 luglio 2009.

³ Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, pubblicato in GU n.148 del 28 giugno 2011.

⁴ O che entro quella data avevano iniziato i lavori di realizzazione o avevano ottenuto tutte le autorizzazioni.

Responsabilità della rete privata

Il gestore del SDC è titolare della rete privata e del punto di interconnessione della rete privata alla rete pubblica. La responsabilità di Terna e dei DSO è limitata al punto di interconnessione con la rete pubblica, mentre la responsabilità della gestione in sicurezza della rete privata è in capo al gestore del SDC. Il gestore deve in ogni caso consentire a Terna l'erogazione del servizio di dispacciamento, consentendo tra l'altro la telelettura dei misuratori degli impianti di produzione connessi alla rete privata.

In capo al gestore del SDC gli obblighi del DSO, incluso l'obbligo di connessione di terzi

L'equiparazione a DSO comporta per il gestore del SDC una serie di obblighi:

- obbligo di separazione contabile e funzionale
- obbligo di connessione di terzi, limitatamente alle utenze connettabili al SDC (utenze collocate entro il perimetro del SDC, che con la loro inclusione nel sistema non pregiudichino i requisiti previsti per i SDC)⁵
- obbligo di libero accesso al sistema elettrico per gli utenti del SDC che ne facciano richiesta

Questa disciplina si pone quindi in contrasto con la disciplina nazionale precedente, in particolare introducendo l'obbligo di connessione di terzi, prima esplicitamente escluso dalla legge 99/2009.

Per quanto riguarda l'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, questo può essere garantito dal gestore agli utenti del SDC con 2 modalità:

- accesso al solo libero mercato (ossia possibilità di scegliere liberamente il venditore), senza modificare la connessione e rimanendo utenti del SDC
- accesso a tutti i servizi del sistema elettrico, diventando utenti della rete pubblica⁶.

Da definire le condizioni per l'utilizzo della rete privata da parte del DSO o di Terna

Nel secondo caso, il DSO o Terna possono scegliere di connettere fisicamente l'utente alla rete pubblica attraverso una nuova connessione o di servire l'utente che rimane connesso alla rete privata ed è solo virtualmente connesso alla rete pubblica. Tuttavia, non tutti i SDC sono reti con obbligo di messa a disposizione per il pubblico servizio e inoltre l'AEEGSI deve ancora definire le condizioni economiche con cui il DSO o Terna possono usufruire delle reti private. L'erogazione del servizio da parte del DSO o di Terna a un utente solo virtualmente connesso alla rete pubblica si dovrebbe quindi oggi basare su convenzioni con i gestori del SDC, per cui i DSO e Terna dovrebbero preferire, nei limiti di ciò che è tecnicamente e economicamente fattibile, collegare fisicamente alla rete pubblica gli utenti che ne facciano richiesta o che non siano connettabili al SDC, anche se collocati entro il perimetro del SDC.

Disciplina tariffaria: chiarita l'applicazione dei corrispettivi

Il gestore può definire in autonomia i corrispettivi per l'utilizzo della rete privata

Come previsto dalla direttiva comunitaria, il gestore del SDC può definire autonomamente i corrispettivi per la remunerazione dei servizi che eroga (ossia i corrispettivi per l'utilizzo della propria rete da parte degli utenti del SDC), fatto salvo il potere di vigilanza e di intervento dell'AEEGSI in caso di comportamenti lesivi. Coerentemente, i corrispettivi variabili delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura definiti dall'AEEGSI sono applicati sui soli prelievi di energia dal punto di interconnessione con la rete pubblica, come previsto dalla legge 99/2009 e confermato dal decreto legge 91/2014⁷.

⁵ Sono utenze connettabili anche quelle relative a nuclei familiari assunti dal proprietario del SDC o da aziende connesse al SDC.

⁶ Questa scelta è indispensabile per gli utenti che desiderino attivare una convenzione di scambio sul posto, dato che la convenzione può essere attivata per i soli utenti della rete pubblica.

⁷ Decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea, pubblicato in GU n.144 del 24 giugno 2014 e convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, pubblicata in GU n. 192 del 20 agosto 2014.

Corrispettivi di dispacciamento applicati anche ai consumi all'interno dei SDC

Diverso è invece il caso dei corrispettivi di dispacciamento. La legge 99/2009 aveva dato compito all'AEEGSI di stabilire le condizioni economiche del servizio di dispacciamento per le utenze connesse alle RIU e, in attesa dell'intervento dell'AEEGSI (mai arrivato, fino alla recente delibera 539/2015/R/eel), si era consolidata la prassi di applicare i corrispettivi di dispacciamento sui soli prelievi di elettricità dalla rete pubblica, invece che sull'intero consumo della RIU, anche se tale scelta non trovava supporto nella legislazione. Come chiarito dalla stessa legge 99/2009 con riferimento alle RIU, infatti, il servizio di dispacciamento è sempre erogato da Terna puntualmente a ciascun singolo utente e questa disposizione risulta anche coerente con l'obbligo di libero accesso al sistema elettrico. La direttiva 2009/72/CE, d'altra parte, non prevede la possibilità per il gestore del SDC di definire autonomamente i corrispettivi per questo servizio. La regolazione prevista dalla delibera 539/2015/R/eel, che stabilisce che i corrispettivi di dispacciamento siano applicati sul consumo degli utenti del SDC, ponendosi in contrasto con la prassi consolidata, sembra quindi del tutto coerente con il contesto legislativo.

Oneri generali di sistema applicati secondo quanto previsto dal DI 91/2014

La regolazione relativa agli oneri generali di sistema è definita dall'AEEGSI coerentemente con le disposizioni previste dal decreto legge 91/2014 (*Newsletter 179 e 180*).

Nel caso delle RIU, i corrispettivi variabili delle componenti A, UC e MCT sono dovuti sull'elettricità prelevata dal punto di connessione con la rete pubblica, mentre sull'elettricità consumata all'interno della RIU ma non prelevata dalla rete pubblica a partire da gennaio 2015 è dovuto solo il 5% dei corrispettivi variabili delle componenti A (esclusa la componente A_E a copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica) e MCT. È opportuno sottolineare che queste esenzioni relative agli oneri generali di sistema per le RIU non sono contemplate dalla disciplina comunitaria dei SDC.

Nel caso degli ASDC, le componenti A, UC e MCT sono applicate ai singoli utenti con riferimento ai prelievi effettuati tramite i punti di connessione con la rete privata (non sono quindi previste esenzioni).

L'ammontare degli oneri tariffari di rete e generali di sistema è quantificato dal gestore del SDC e fatturato dal gestore al venditore; è infatti compito del venditore applicare gli oneri agli utenti finali, come previsto in presenza di DSO. Il gestore del SDC è tenuto a versare a Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) il gettito degli oneri generali di sistema.

Penalizzazioni per gli energivori inclusi in una RIU

Per quanto riguarda le RIU che includono consumatori industriali riconosciuti a forte consumo di elettricità, l'AEEGSI prevede che l'agevolazione in termini di esenzione dal pagamento della componente A_E e dal pagamento dei corrispettivi variabili delle altre componenti A sugli scaglioni di consumo più elevati sia riconosciuta solo a consuntivo da CCSE⁸ (*Newsletter 171-172*). Questa penalizzazione degli energivori inclusi in una RIU rispetto agli altri energivori si è resa necessaria per le difficoltà di attribuire correttamente i prelievi tra i diversi utenti connessi alla RIU.

Razionalizzazione implementata attraverso disposizioni con effetto retroattivo
Registro per RIU e ASDC

L'opera di razionalizzazione effettuata da AEEGSI ha portato ad aggiornare l'elenco dei SDC riconosciuti RIU e porterà anche alla creazione di un registro degli ASDC. È inoltre fissato il termine ultimo del 30 giugno 2016 per la presentazione della richiesta da parte delle reti private per essere riconosciute come RIU.

Applicazione della disciplina con effetto retroattivo

Con il riordino delle reti private esistenti l'AEEGSI ritiene anche opportuno intervenire con effetto retroattivo a sanare eventuali applicazioni non corrette della disciplina tariffaria. In particolare è previsto che:

- nel caso di sistemi riconosciuti come RIU, ma che successivamente alla pubblicazione della legge 99/2009 hanno pagato i corrispettivi di rete e degli oneri generali di sistema sull'elettricità consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, siano rimborsate le somme non dovute; il procedimento è gestito dall'AEEGSI su richiesta del gestore di rete

⁸ CCSE eroga alle imprese riconosciute a forte consumo di energia elettrica anche il rimborso di parte (15-60%, a seconda del livello dell'indice di intensità di costo elettrico) dei corrispettivi delle componenti A dovuti sui primi scaglioni di consumo.

- nel caso degli ASDC, che successivamente alla pubblicazione della legge 99/2009 non hanno pagato i corrispettivi dovuti sull'elettricità consumata ma non prelevata dalla rete pubblica, siano versati i corrispettivi dovuti, secondo le modalità previste da CCSE.

I rischi della nuova disciplina: possibili contromosse degli operatori

Contesto regolatorio più certo, ma aggravio di costo per gli industriali

L'opera di razionalizzazione della regolazione delle RIU e degli ASDC attuata dall'AEEGSI ha consentito di dare certezza a un settore che da troppo tempo doveva confrontarsi con regole confuse e lacunose. In passato in particolare le lacune nella regolazione nazionale avevano condotto a prassi (gestione poco trasparente dei sistemi da parte dei titolari delle reti private, applicazione dei corrispettivi di dispacciamento sui soli prelievi dalla rete pubblica) non giustificate dal contesto normativo, mentre incertezze sulla definizione di RIU avevano portato in taluni casi benefici tariffari anche a soggetti che non ne avrebbero avuto il diritto. L'aggravio posto dalla nuova regolazione in termini di oneri gestionali (maggiori obblighi in capo ai gestori del SDC, equiparati a DSO) e di oneri tariffari (pagamento dei corrispettivi di dispacciamento sull'intero consumo) deriva dalla necessità di adeguare la regolazione nazionale alla disciplina comunitaria. Al contempo, l'obbligo di pagamento con effetto retroattivo di corrispettivi dovuti ma non pagati, correggendo errori commessi nel passato, ha l'effetto di porre a rischio gli investimenti effettuati. Nel complesso dopo l'intervento dell'AEEGSI il settore industriale potrà godere di un contesto regolatorio più certo e coerente, ma a condizioni peggiorative rispetto a quelle che erano state ritenute applicabili nel vecchio contesto.

Solo l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento (che nel quarto trimestre 2015 ammontano a poco meno di 8 €/MWh) sull'intero consumo anziché sui soli prelievi dalla rete pubblica potrebbe comportare un aggravio del costo dell'energia⁹ di quasi l'8% per una RIU con consumi pari a 500 GWh/anno e quota di elettricità prelevata dalla rete pubblica del 50%. Tale incremento è tuttavia estremamente variabile in funzione del livello di consumo della RIU e della quota di elettricità autoconsumata in sito.

La trasformazione in SEU o SEESEU potrebbe limitare l'impatto della nuova disciplina

RIU e ASDC hanno tempo fino a fine 2016 per adeguarsi alla nuova regolazione. Se vorranno sottrarsi alle nuove regole, agli operatori rimane la possibilità di convertire, se ne sussistono le condizioni, i SDC o parte di essi in sistemi efficienti di utenza (SEU) o sistemi ad essi equivalenti (in particolare SEESEU-A)¹⁰. A fronte di interventi sul sistema, gli utenti potranno in questo caso beneficiare dell'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di dispacciamento (oltre che di quelli di rete e degli oneri generali di sistema, come previsto anche per le RIU) sull'elettricità autoconsumata e non dovranno sottostare agli obblighi previsti per i gestori, dato che in questo caso il sistema non si configurerebbe più come rete privata ma come sistema semplice di autoapprovvigionamento energetico (*Newsletter 173*).

Nel caso l'operatore intenda convertire il SDC in SEESEU-A, il principale limite deriva dalla condizione che il produttore e il consumatore coincidessero al 1 gennaio 2014¹¹ e che entro tale data fossero ottenute tutte le autorizzazioni necessarie. Nel caso l'operatore intenda convertire il SDC in SEU, le limitazioni riguardano la taglia e la tipologia dell'impianto di produzione, il numero di unità di produzione e consumo incluse nel sistema e la connessione fisica tra le unità.

Possibili contrasti con la disciplina sugli aiuti di Stato e limitazioni allo sviluppo della generazione distribuita

Esenzioni per le RIU in contrasto con la disciplina sugli aiuti di Stato?

Come accennato in precedenza, la disciplina nazionale dei SDC potrebbe risultare solo parzialmente coerente con la disciplina comunitaria. In particolare, la scelta del legislatore di non includere nei SDC i sistemi di nuova costruzione e i sistemi relativi a siti commerciali e di servizi sembra motivata dalla volontà di contenere l'ambito di applicazione delle esenzioni sul pagamento degli oneri generali di sistema e di rete, al fine di evitare un aggravio insostenibile per gli altri consumatori non esenti. Le esenzioni sul pagamento degli oneri generali di sistema tuttavia non sono contemplate dalla direttiva 2009/72/CE e potrebbero risultare in contrasto con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato, a maggior ragione in quanto destinate ai soli siti esistenti o autorizzati entro il 15 agosto 2009 (data di entrata in vigore della legge 99/2009).

⁹ Costo dell'elettricità tasse incluse, al netto dell'IVA, relativo al quarto trimestre 2015. Si assume che il gestore della RIU imponga costi nulli per l'utilizzo della rete privata.

¹⁰ Per quanto riguarda gli altri sistemi equivalenti, i SEESEU-B sono per caratteristiche del tutto assimilabili ai SEU, mentre i SEESEU-C rappresentano una categoria transitoria, che cesserà di esistere a fine 2015.

¹¹ O comunque alla data di entrata in esercizio, se successiva al 1 gennaio 2014.

Nuovi impianti di generazione distribuita possono collocarsi solo in configurazioni semplici

L'esclusione dai SDC dei sistemi di nuova costruzione potrebbe rappresentare una limitazione allo sviluppo della generazione distribuita. Nuovi impianti di generazione distribuita alimentati a fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento potrebbero infatti svilupparsi solo nell'ambito di configurazioni molto semplici (1 produttore - 1 consumatore) che possano rientrare nella definizione di SEU¹². Configurazioni più complesse che non possano essere definiti sistemi di autoapprovvigionamento energetico (quali i SEU), bensì reti private, non sono ammissibili in quanto tale casistica non è contemplata dalla disciplina italiana dei SDC. Non solo quindi queste nuove configurazioni non possono beneficiare dell'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema sull'energia non prelevata dalla rete pubblica (come le RIU), ma non possono esistere neanche senza beneficiare di tali esenzioni (come gli ASDC). In questo contesto quindi si impedisce lo sviluppo di configurazioni di generazione distribuita caratterizzate dalla presenza di più unità di produzione o più unità di consumo, quali ad esempio impianti fotovoltaici installati su un condominio collegati a più di una unità abitative o impianti di produzione installati presso aeroporti, stazioni, ospedali, centri commerciali o siti industriali collegati a tutte le unità di consumo presenti nel sito. L'unica possibilità attualmente prevista in questi casi è infatti l'installazione di un impianto collegato a una sola delle unità di consumo presenti nel sito (ad esempio una sola unità abitativa nei condomini o l'unità di consumo legata all'erogazione del servizio principale, escludendo quelle relative ad attività satellite, negli altri contesti citati¹³).

Se quindi, come visto in precedenza, gli operatori dei SDC esistenti possono scegliere di semplificare le proprie configurazioni al fine di rientrare nella definizione di SEU o SEESEU e evitare così gli aggravii di costo previsti per i SDC dalla nuova regolazione, gli operatori che intendono investire in nuovi sistemi di generazione distribuita sono obbligati dalla disciplina a realizzare configurazioni semplici che non possano essere definite reti private.

Cancellare le esenzioni per le RIU aprirebbe la strada a nuovi SDC, ma con costi ingenti per i siti esistenti

Se venissero cancellate le esenzioni dal pagamento degli oneri generali di sistema sull'elettricità consumata ma non prelevata dalla rete pubblica per le RIU sarebbe probabilmente possibile estendere la definizione di SDC anche alle reti di nuova costruzione. Per tutti i SDC i benefici si ridurrebbero infatti a quelli previsti a livello comunitario, ossia l'autonomia per il gestore nella definizione dei corrispettivi per i servizi erogati sulla rete privata, con impatti minori sul resto del sistema¹⁴. L'effetto di una scelta di questo tipo sarebbe tuttavia un aggravio di costi consistente per il tessuto produttivo esistente che ha lecitamente investito nel rispetto dei vincoli della disciplina delle RIU. Nel caso della RIU sopra descritto, la cancellazione della parziale esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema sull'elettricità autoconsumata in sito avrebbe determinato un aggravio del costo dell'elettricità di quasi il 17% nel quarto trimestre 2015.

¹² Nuovi impianti di generazione distribuita diversi da quelli alimentati a fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento possono svilupparsi nell'ambito di configurazioni ASAP (altri sistemi di autoproduzione), purché il consumatore coincida con il produttore (o con società ad esso collegata), consumi almeno il 70% della produzione annuale e unità di produzione e di consumo siano collegate attraverso un collegamento privato.

¹³ Ad esempio nel caso di una stazione ferroviaria un impianto di generazione potrà essere collegato all'unità di consumo relativa al servizio principale di trasporto ferroviario, ma non alle unità di consumo relative ad altri servizi collegati, quali bar, edicola, mensa, negozi.

¹⁴ L'impatto si limiterebbe infatti all'applicazione dei soli oneri di rete sui prelievi anziché sull'intero consumo dei SDC.

Analisi statistica e novità dal mercato

In ottobre il calo di domanda elettrica e la discesa dei prezzi gas hanno guidato l'abbassamento del PUN che porta il premio del mercato elettrico italiano sul resto d'Europa a contrarsi fino a toccare gli 8 €/MWh. Si inverte il trend del PUN già a novembre, quando il prezzo elettrico italiano risale trainato dall'aumento di produzione termoelettrica e si riapre lo spread con l'estero. L'andamento delle quotazioni a breve si riflette in un aumento dei forward per il I trimestre 2016, che però non è tale da sostenere le quotazioni del Cal'16, in leggero calo per Francia, Germania e Italia.

In calo la domanda elettrica

In ottobre la richiesta di energia elettrica in Italia ha registrato un leggero calo (-1.8%) sullo stesso periodo del 2014, in parte imputabile agli effetti calendario e temperatura (il dato depurato di tali effetti è infatti -0.7%). Questo risultato negativo non ha invertito il *trend* positivo di crescita in atto da inizio anno, dovuto però in gran parte al caldo di luglio: la domanda cumulata nei primi 10 mesi del 2015 registra un aumento del 1.5% sullo stesso valore riferito al 2014. Il calo registrato a ottobre non ha interessato tutto il territorio nazionale bensì solo il Nord (-4.8%) e le Isole (-3.3%) mentre il Sud è rimasto pressoché stabile e le zone centrali hanno riportato un aumento (+2.6%).

In aumento idroelettrico e eolico e conseguente contrazione del termoelettrico

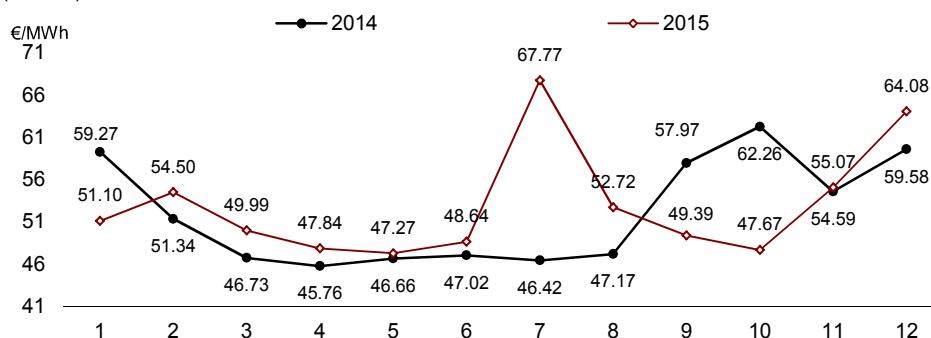
In ottobre si inverte il *trend* negativo dell'idroelettrico in atto da inizio anno; il dato riporta un aumento del 12% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Aumenta anche la produzione eolica (+21%) e geotermica (5.7%), che insieme al maggiore apporto dell'idroelettrico, spiazza la produzione termoelettrica (-4.8%), nonostante la riduzione del fotovoltaico (-8%). Data la netta prevalenza di produzione termoelettrica (68%) il totale della produzione nazionale è in calo tendenziale del -0.9%, seguito dal saldo estero (-4.7%), mentre rimane invariata la quota di produzione nazionale rispetto a quella estera (83% vs 17%).

PUN in rialzo negli ultimi due mesi dell'anno

Il PUN medio di ottobre (pari a 47.67 €/MWh) è sceso del 23% rispetto allo stesso periodo del 2014, per effetto principalmente della discesa del costo gas (-23%), arrivando quasi al minimo mensile per il 2015 (l'unico mese con PUN minore è stato maggio con 47.27 €/MWh) (Figura 1).

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Al contrario di quanto accaduto per la domanda, gli andamenti del prezzo elettrico sono coerenti a livello territoriale: tutte le zone hanno contribuito all'abbassamento del PUN, anche se ha inciso più di tutte la Sicilia (-43%), dove il calo è dovuto all'introduzione del regime amministrato a inizio anno, seguita dalle zone peninsulari (attorno a -21%) e dalla Sardegna (-18%), dove invece a guidare il calo è l'andamento del costo gas.

A novembre il PUN medio torna a crescere congiunturalmente (+16%) portandosi a 55.07 €/

MWh, in leggero rialzo tendenziale sul 2014 (+0.9%). Quest'ultima variazione è composta da oscillazioni molto più ampie in entrambe le direzioni dei vari prezzi zonali: il Nord ha segnato +8% e la Sicilia -20%.

Nella prima settimana di dicembre si è confermato l'aumento del PUN: il valore medio di 64.08 €/MWh è in crescita del 8% sullo stesso periodo del 2014 nonostante la Sicilia abbia subito un calo (-22%), il Nord ha sostenuto il PUN con un aumento del 14%.

Il differenziale di prezzi tra borse estere e PUN cresce

Negli ultimi mesi dell'anno aumenta lo *spread* tra le principali borse europee e il PUN: dopo aver registrato il minimo annuale a ottobre (-7.35 €/MWh) il premio del mercato italiano cresce a 15 €/MWh a novembre e a 20 €/MWh nei primi giorni di dicembre principalmente a causa dell'aumento del PUN, mentre i prezzi europei sono rimasti costanti.

A seguito dell'aumento del differenziale di prezzo tra zone estere e PUN la percentuale di saturazione dell'NTC tra il Nord e le varie zone estere confinanti è aumentata nettamente. In particolare per la Francia è passata dal 44% di ottobre a 87% a novembre fino ad arrivare al 100% nella prima settimana di dicembre, mentre per la Slovenia i dati riportano 70% a ottobre, 77% a novembre e 98% a dicembre.

Mercati a lungo termine in calo per tutti i paesi europei

Le quotazioni a termine per il mercato italiano sono in calo su quasi tutte le scadenze con riduzioni meno accentuate nella parte più vicina della curva sino ad arrivare al I trimestre 2106 dove riportano un aumento del 4.5% sul *forward* di novembre; le altre quotazioni italiane riportano tutte un calo attorno al 1%.

La situazione in Germania è analoga con diminuzioni del 1% su tutti i titoli scambiati. In Francia invece si registra un calo maggiore in particolare nella seconda metà dell'anno; il *forward* del I trimestre è scambiato a 40 €/MWh mentre i due seguenti a 30 €/MWh, tutti in calo rispetto a novembre.

Il *future* italiano, con consegna nel 2016, viene scambiato a 46.19 €/MWh, con un premio rispetto ai *Cal'16* francese e tedesco, scambiati rispettivamente 35 €/MWh e 29 €/MWh, superiore a quello implicito nei prezzi di novembre.

Domanda e offerta

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

	ott-15	ott-14	Var. %
Domanda	25 913	26 401	-1.8%
- Nord	11 968	12 569	-4.8%
- Centro	7 971	7 772	2.6%
- Sud	3 748	3 757	-0.2%
- Isole	2 226	2 303	-3.3%
Produzione netta	21 811	22 018	-0.9%
- Idroelettrico	3 899	3 489	11.8%
- Termoelettrico	14 743	15 477	-4.7%
- Geotermoelettrico	503	476	5.7%
- Eolico	1 225	1 010	21.3%
- Fotovoltaico	1 441	1 566	-8.0%
Saldo estero	4 311	4 524	-4.7%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

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

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	263 315	259 432	1.5%
- Nord	120 062	120 820	-0.6%
- Centro	79 241	76 468	3.6%
- Sud	39 701	37 948	4.6%
- Isole	24 311	24 196	0.5%
Produzione netta	227 610	226 051	0.7%
- Idroelettrico	40 156	50 619	-20.7%
- Termoelettrico	147 858	138 191	7.0%
- Geotermoelettrico	4 833	4 626	4.5%
- Eolico	12 940	12 435	4.1%
- Fotovoltaico	21 823	20 180	8.1%
Saldo estero	37 220	35 322	5.4%

* Gennaio-Ottobre

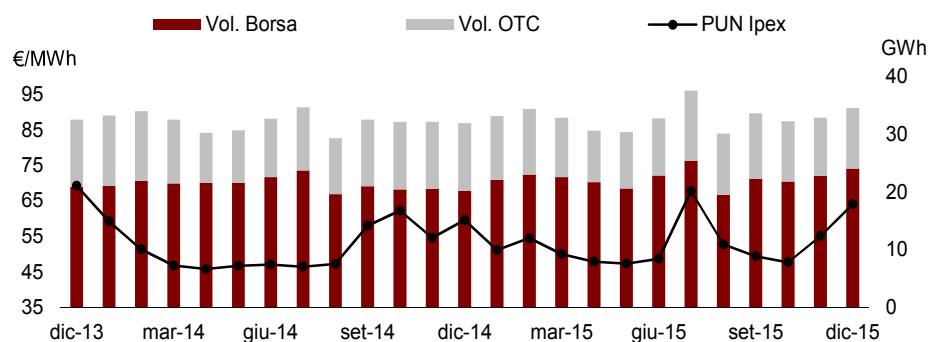
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili

(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria



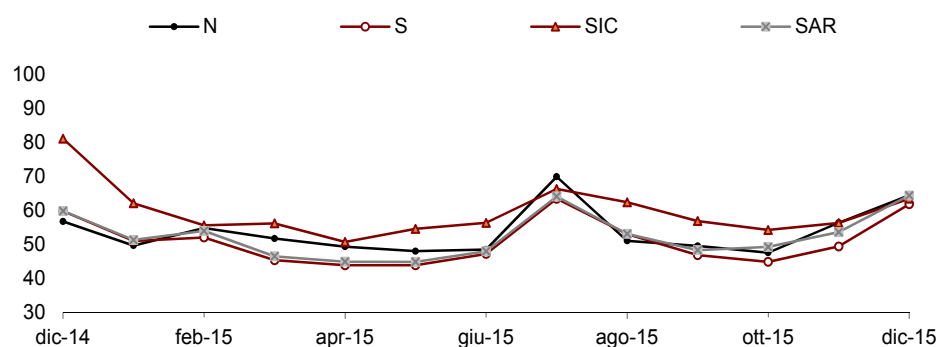
Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali

(€/MWh) Media aritmetica

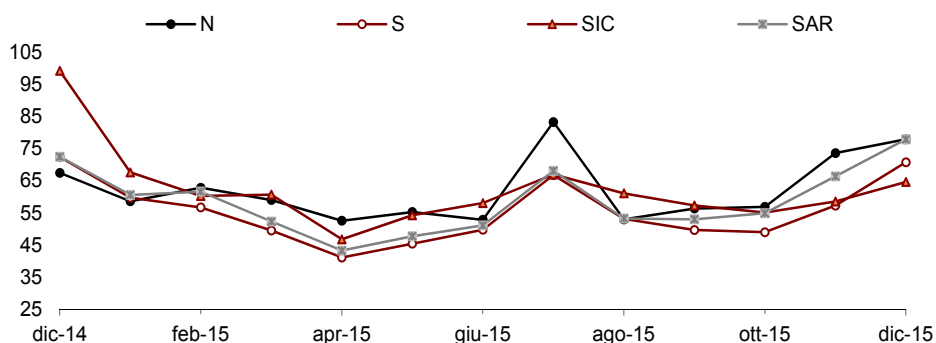


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

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

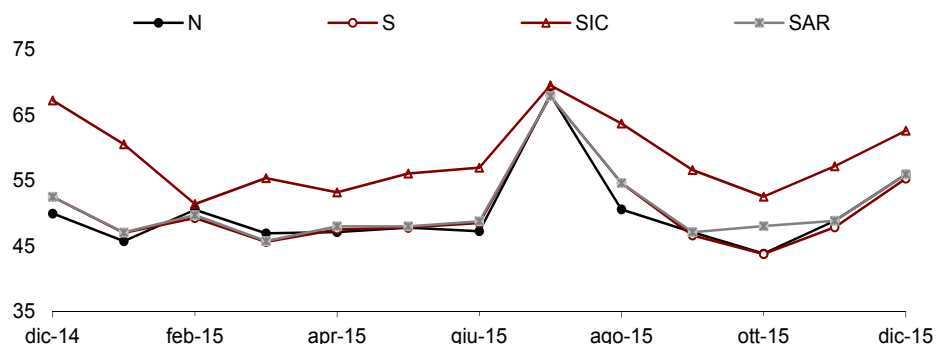


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

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



Ultimo dato 6/12/2015

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	137	136	99%	99%	122	1	1%	1%
lug-15	176	176	100%	100%	166	0	0%	0%
ago-15	138	135	98%	97%	109	2	2%	1%
set-15	198	198	100%	100%	138	0	0%	0%
ott-15	245	235	97%	95%	168	2	2%	1%
nov-15	230	230	100%	100%	187	0	0%	0%
dic-15	181	181	100%	100%	245	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

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	2 285	2 037	99%	70%	1 448	2	1%	0%
apr-15	2 003	1 601	90%	61%	1 376	22	5%	0%
mag-15	1 471	1 468	100%	98%	1 358	2	0%	0%
giu-15	1 638	1 611	99%	95%	1 372	3	1%	0%
lug-15	1 706	1 678	100%	96%	1 328	5	0%	0%
ago-15	1 093	1 085	100%	98%	1 230	0	0%	0%
set-15	1 938	1 797	99%	85%	1 491	9	1%	0%
ott-15	2 582	1 769	89%	44%	1 437	91	11%	3%
nov-15	2 566	2 465	100%	87%	1 527	1	0%	0%
dic-15	2 555	2 555	100%	100%	1 595	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

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	616	99%	98%	681	1	1%	0%
mar-15	600	573	100%	96%	663	0	0%	0%
apr-15	514	479	93%	95%	675	0	1%	0%
mag-15	357	345	98%	95%	637	1	2%	0%
giu-15	395	372	98%	93%	637	6	2%	0%
lug-15	446	385	97%	86%	639	3	3%	0%
ago-15	303	201	80%	66%	550	43	20%	3%
set-15	471	272	82%	58%	640	35	18%	0%
ott-15	640	438	91%	70%	687	17	9%	0%
nov-15	661	511	93%	77%	679	13	7%	0%
dic-15	671	658	100%	98%	674	0	0%	0%

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

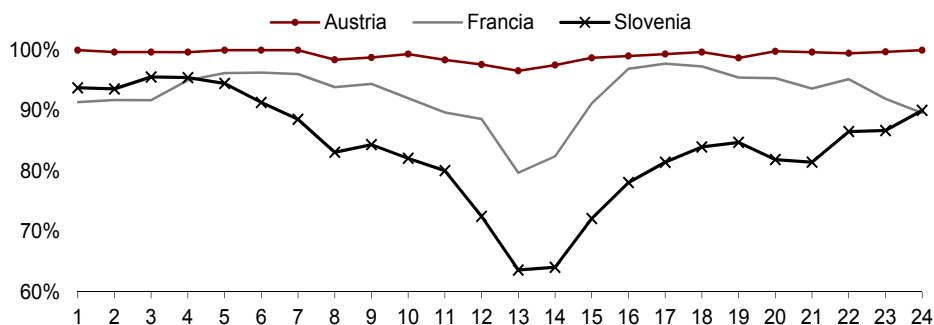
Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con inerconnessione satura (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	20	-1	15	-5	18	
mag-15	23		22		21	
giu-15	19	-2	17		17	
lug-15	35		33	-5	25	
ago-15	20	-2	19		17	-15
set-15	18	0	14		12	-4
ott-15	9	-1	6	-4	9	-13
nov-15	24	-2	17		20	
dic-15	33		23		24	

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

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

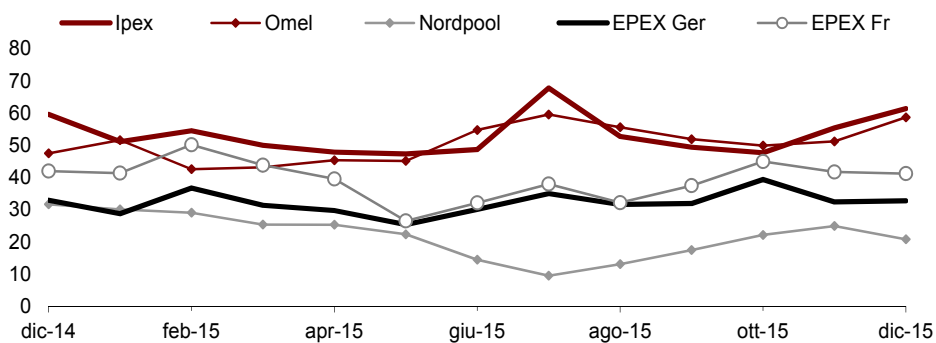


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

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

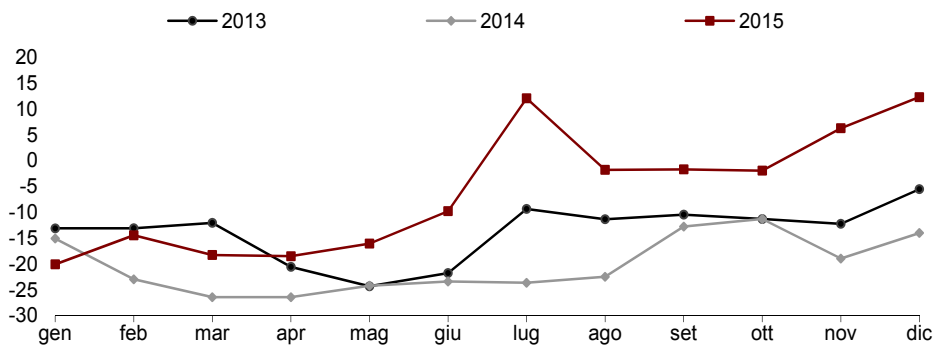


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

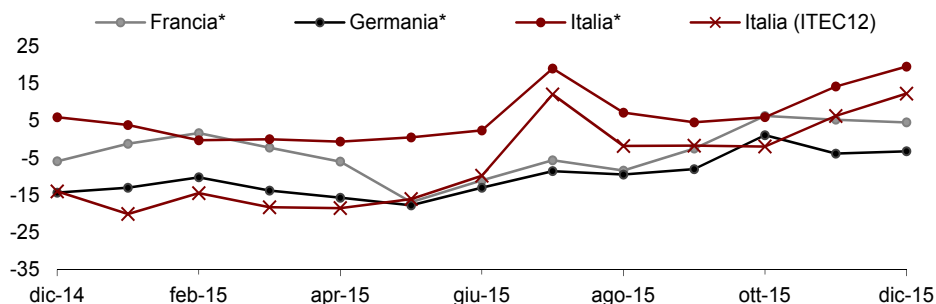
Figura 8. MGP: spark spread in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

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



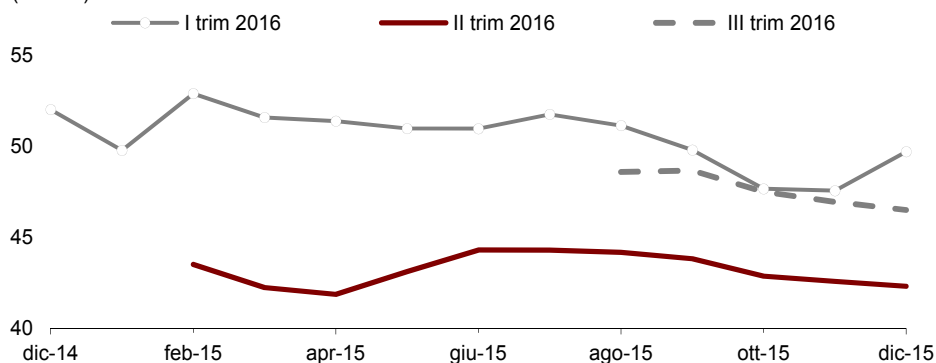
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

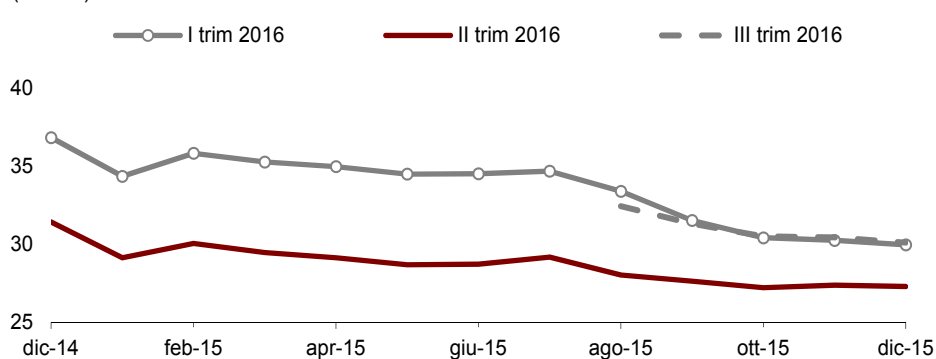
Figura 10. EEX ITA Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

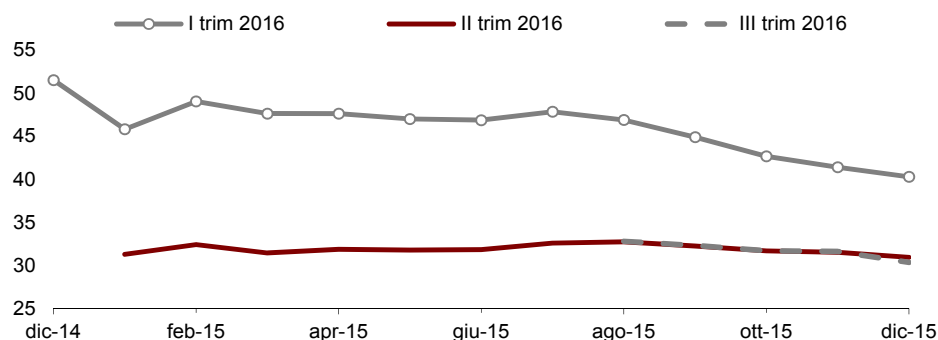
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

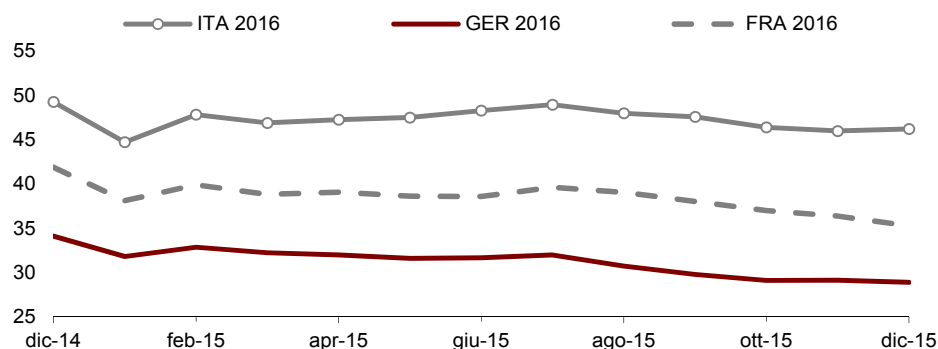
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

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

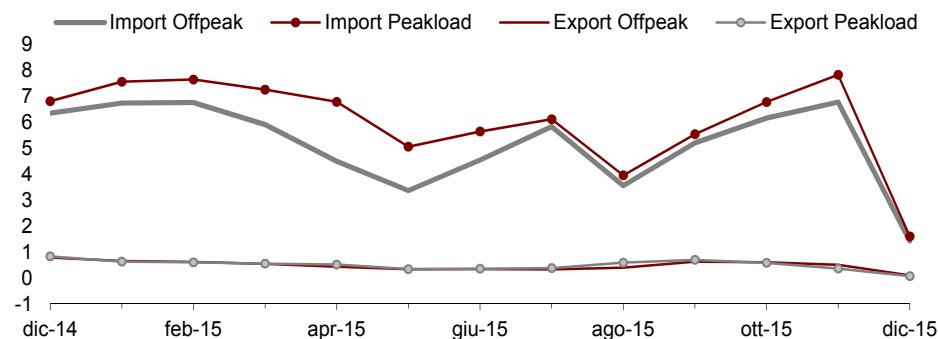


Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Import-export

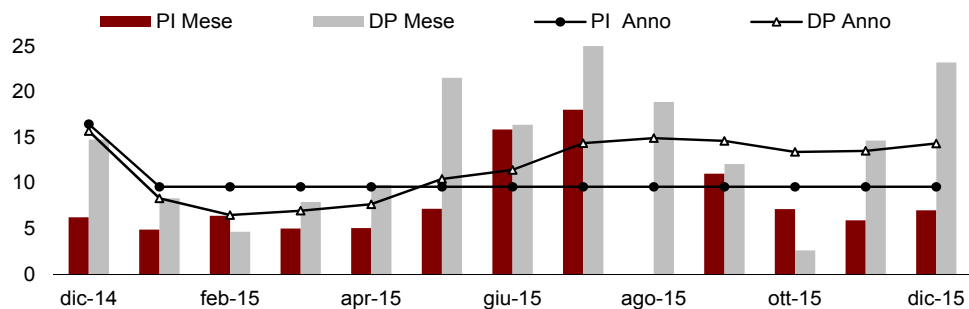
Figura 14. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 6/12/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 15. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2015 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 6/12/2015

Fonte:elaborazioni REF-E su dati GME e CASC

IMPRESE E ISTITUZIONI

Stabilità e promozione degli investimenti alla base della revisione della remunerazione per i servizi regolati

Le regole di aggiornamento del WACC, profondamente riviste e per la prima volta oggetto di delibera, dovrebbero risultare più trasparenti e stabili, anche se permane qualche discrezionalità nella scelta dei valori di riferimento, in particolare nella stima dell'inflazione. Scongiurato il crollo dei tassi di rendimento, la nuova formula risolve la situazione contingente di tassi ufficiali di sconto negativi e inflazione prossima allo zero, ma rimane esposta a possibili incrementi di volatilità nel caso di variazioni estreme delle condizioni di mercato, soprattutto in relazione al rischio paese.

La delibera 583/2015 con cui l'Autorità ha definito i criteri di determinazione della remunerazione del capitale investito (WACC, *Weight Average Cost of Capital*) per tutti i servizi regolati e i valori finali per il comparto gas ha posto fine a un periodo di incertezza. Per la prima volta l'Autorità ha specificato le regole e le metodologie di aggiornamento attraverso una delibera ad hoc e non solo nelle pieghe dei documenti di consultazione e relazioni tecniche allegate alle delibere di definizione del periodo tariffario. Il passaggio attraverso consultazioni e delibera ha reso più trasparente l'intero processo, pur preservando alcune discrezionalità nella definizione dei valori. La revisione della metodologia si era resa necessaria a seguito delle incongruenze che la situazione attuale, caratterizzata da rendimenti nominali dei titoli di stato prossimi allo zero e inflazione attesa stimata su valori positivi, avrebbe potuto generare.

La metodologia di calcolo definita nella delibera cerca di superare le criticità emerse attraverso l'uniformazione degli orizzonti temporali di riferimento per i diversi servizi regolati, la definizione di parametri di remunerazione del capitale di rischio e di quello di debito reali sulla base delle evidenze di mercato e l'utilizzo di *benchmark* di mercato caratterizzati da elevati *rating* per la stima del tasso privo di rischio.

Nell'allegato A alla Delibera, l'Autorità ha precisato i parametri comuni a tutti i settori regolati e riportato il livello di indebitamento specifico di settore e il valore del beta *levered* solo per i settori per i quali il periodo regolatorio è in corso, rimandando la fissazione dello stesso, per trasmissione e distribuzione elettrica, al momento dell'approvazione del quinto periodo regolatorio tariffario.

I livelli di WACC definiti per il prossimo triennio sono compresi fra il 5.4% (trasporto gas) e il 6.6% (rigassificazione e misura gas), tali valori sono inferiori rispetto a quelli attualmente applicati, (meno dell'1% la riduzione media nel comparto gas), ma di molto superiori a quanto si sarebbe determinato applicando la metodologia attuale. Il contemporaneo calo dei rendimenti dei titoli di stato italiani, funzione anche del livello attuale di inflazione vicina a zero, e le aspettative di inflazione positiva per i prossimi anni avrebbero potuto determinare un dimezzamento del WACC regolato per tutti i settori (**Tabella 1**).

Tabella 1. WACC: metodologia attuale e nuova metodologia
(Valori %)

	Valore attuale	Simulazione a metodologia attuale assumendo aggiornamento Rf	Nuova metodologia valore 2016
Trasmissione elettrica	7.4%	2.4%	5.5%*
Distribuzione elettrica	7.6%	2.5%	5.6%*
Stoccaggio	6.7%	3.0%	6.5%
Rigassificazione	7.3%	3.3%	6.6%
Trasporto gas	6.3%	2.3%	5.4%
Distribuzione gas	6.9%	2.9%	6.1%
Misura gas	7.2%	3.2%	6.6%

* Calcolati assumendo *beta levered* pari al valore attuale

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

I livelli di WACC già definiti si posizionano nella parte alta della fascia ipotizzata dal mercato sulla base dei documenti di consultazione precedenti, non penalizzando gli operatori e garantendo gli investimenti infrastrutturali. A riprova dell'adeguatezza dei livelli fissati è possibile osservare come, a seguito della pubblicazione della delibera, le quotazioni di Terna

abbiano registrato variazioni positive consistenti: +1.5% la crescita del prezzo il 3 dicembre 2015.

Le particolari condizioni di mercato, mai verificatesi dalla fine della seconda guerra mondiale, hanno evidenziato l'inadeguatezza dell'attuale meccanismo di fissazione del WACC e la necessità di definire una metodologia che garantisca maggior stabilità. Proprio la stabilità della remunerazione e la prevedibilità della stessa sono condizioni indispensabili per incentivare da un lato gli investimenti e contenere il costo del servizio per i consumatori finali già gravati dal maggior onere per unità di consumo determinato dal calo della domanda di energia elettrica e gas rispetto ai livelli pre crisi.

La metodologia scelta dall'Autorità riprende gran parte delle proposte già discusse nei documenti di consultazione, variando solo marginalmente alcune metodologie di calcolo. Rispetto al periodo regolatorio precedente le principali novità sono:

- WACC reale calcolato come media ponderata di costi di *equity* e debito reali e di un fattore correttivo a copertura del fatto che l'imposizione fiscale è calcolata su profitti nominali basato su inflazione programmata
- tasso privo di rischio calcolato sulla base dei rendimenti reali di paesi con *rating* elevato (Germani, Francia, Paesi Bassi e Belgio), e fissazione di un *floor* minimo pari a 0.5%
- *country risk premium* aggiunto al costo di *equity* e debito e calcolato sulla base dello *spread* di rendimento fra titoli di stato italiani e tedeschi
- definizione di un periodo regolatorio specifico per il WACC (PWACC) pari a sei anni con aggiornamento triennale del tasso privo di rischio reale, del livello di inflazione programmata per il calcolo del fattore correttivo, del livello di tassazione e del *country risk premium*.

Il tasso *risk free*

La metodologia adottata rispecchia la proposta dell'Autorità presente nel documento di consultazione 509/2015. Il tasso privo di rischio è calcolato sulla base dei rendimenti degli ultimi 12 mesi, rispetto al momento di fissazione, di Germania, Francia, Paesi Bassi e Belgio. Il tasso reale, in particolare, è stimato deflazionando i rendimenti reali dei titoli decennali sulla base dei tassi *swap inflation linked* decennali. La metodologia, seppur basata su dati di mercato esplicitamente dichiarati, rischia di generare possibili situazioni di criticità. Se il rendimento a scadenza dei titoli di stato è un dato pubblicamente disponibile e facilmente identificabile, i tassi *swap* sono tipicamente quotati *over the counter*, non su mercati organizzati. L'assenza del riferimento specifico allo *swap* utilizzato rende molto difficile ricostruire il calcolo dell'Autorità, anche in relazione al fatto che il dato finale è una media ponderata per il PIL dei quattro paesi.

Un altro elemento da considerare è la possibilità di *downgrading* di uno dei quattro paesi del *panel* selezionato da AEEG. Se uno di questi dovesse ottenere un *rating* sotto la doppia A, uscirebbe dal *panel*. La possibilità non è così remota se si pensa che la Francia pur avendo un *rating* doppia A, ha un *outlook* negativo, segnale del fatto che ci potrebbe essere una revisione al ribasso dello stesso nel prossimo futuro. Peraltro i 4 paesi scelti non esauriscono la lista di nazioni *investment grade* appartenenti all'area euro: anche Finlandia, Lussemburgo e Austria hanno *rating* pari o superiori alla doppia A e potrebbero teoricamente essere inclusi nel paniere.

La *proxy* del rendimento reale¹ del paniere (ponderato sulla base del PIL) definito dall'Autorità, mostra una minor volatilità rispetto ai rendimenti reali dei BTP decennali italiani nel periodo 2011-2014. A partire dal 2015 si osserva una situazione di sostanziale allineamento, almeno in termini di volatilità fra i due indici (**Figura 1**).

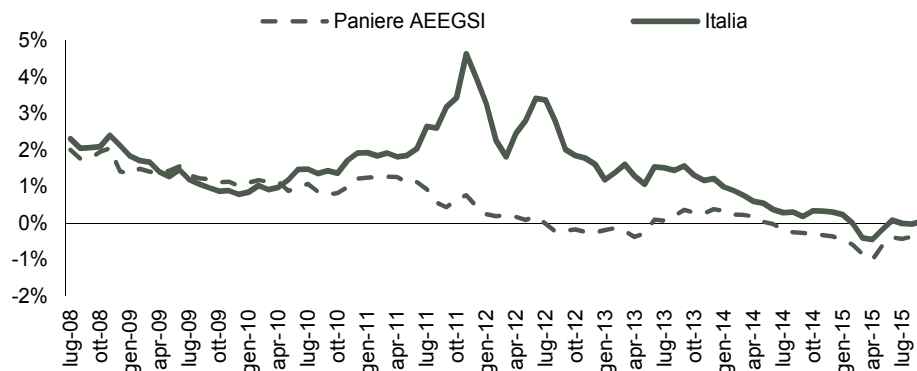
Il *country risk premium*

A differenza di quanto prospettato nei documenti di consultazione l'Autorità ha optato per un unico *country risk premium* (CRP) da aggiungere al tasso privo di rischio per ottenere il costo del debito e dell'*equity*. Il CRP è stato fissato pari all'1%, valore intermedio fra il CRP stimato sulla base dei differenziali di rendimento delle obbligazioni di *utility* italiane ed europee e il differenziale di rischio estrapolabile dall'analisi della volatilità del mercato azionario.

¹ *Proxy* calcolata sulla base dei rendimenti nominali dei *benchmark bond* decennali (così come definiti da Thomson Datastream) e del tasso di inflazione rilevato dagli istituti di statistica nazionali

Figura 1. Tasso privo di rischio reale

(Valori %, proxy paniere AEEGSI ponderato su PIL dei 4 paesi)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Datastream

Revisione dell'*equity risk premium*

Anche sulla base delle osservazioni giunte in fase di consultazione l'Autorità ha provveduto ad aggiornare l'*equity risk premium*. Il premio per il rischio è stato calcolato sulla base di una ponderazione 80%-20% fra media aritmetica e media geometrica del rendimento di mercato del comparto azionario di lunghissimo termine (1900-2014) e il *risk free* come definito precedentemente. È stato quindi deciso di abbandonare il doppio binario della fase di consultazione e di non utilizzare due distinti *risk free* nella formula di calcolo del costo del capitale di rischio. Tale approccio appare coerente sia dal punto di vista metodologico sia pratico, in quanto evita di inserire un possibile elemento di distorsione legato a due differenti definizioni di tasso privo di rischio.

Le componenti aggiornate infra periodo

All'interno del periodo regolatorio di 6 anni è previsto un aggiornamento dopo i primi tre anni. I parametri che possono essere aggiornati sono:

- tasso privo di rischio attraverso un aggiornamento dei rendimenti nominali e dell'inflazione incorporata nei tassi *swap* a dieci anni indicizzati all'inflazione nei dodici mesi precedenti l'aggiornamento.
- il parametro di inflazione utilizzato per il fattore correttivo, l'aliquota fiscale sul reddito di esercizio e sugli scudi fiscali
- il *country risk premium*
- livello di indebitamento e *beta levered*.

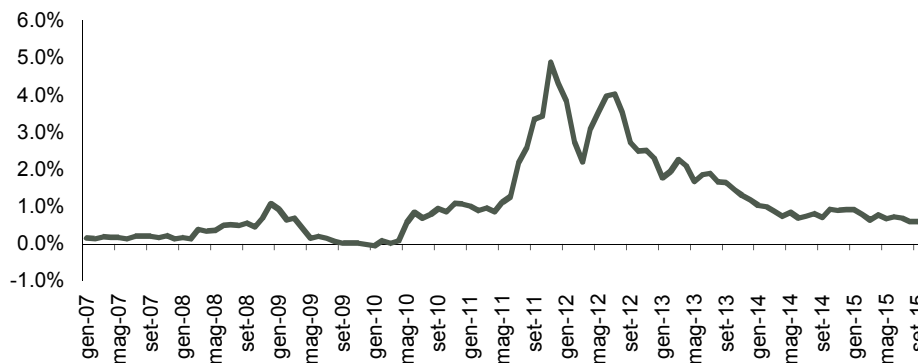
Fra i parametri che vengono aggiornati il *country risk premium* è quello che presenta la metodologia più complessa. Il CRP viene aggiornato sulla base del differenziale fra i rendimenti nominali del BTP a dieci anni e i rendimenti dei Bund tedeschi a dieci anni. Il CRP verrà aggiornato nel caso in cui il differenziale fra ottobre 2017 e settembre 2018 superi del 20% lo *spread* osservato nel periodo ottobre 2014-settembre 2015. Lo *spread* nel periodo base di riferimento è pari a 0.77%, di molto inferiore a quanto osservato negli anni di massima tensione sui mercati (2.35% fra gennaio 2011 e dicembre 2013), ma superiore al differenziale fra il 2007 e il 2010 (Figura 2).

La metodologia di aggiornamento mira a catturare solo variazioni significative nel differenziale di rischio fra Italia e Germania garantendo una certa stabilità del parametro. Un aspetto di criticità è legato al fatto che *risk free* e *country risk premium* sono calcolati sulla base di due diversi *panel* di paesi. Un eventuale cambiamento delle condizioni di mercato in Italia, Francia, Germania, Belgio e Paesi Bassi potrebbe generare incongruenze fra *risk free* e *country risk premium*. In particolare, il peggioramento del quadro macroeconomico in un singolo paese determinerebbe un disallineamento fra CRP, calcolato solo sulla base dei rendimenti tedeschi e tasso privo di rischio, calcolato invece colme media ponderata di più paesi.

Per quanto riguarda il livello di indebitamento l'Autorità prospetta fin da ora un aggiustamento del livello di indebitamento verso valori superiori, ma non superiori al 50%. Tale aggiustamento ha un duplice opposto impatto sul WACC regolato in quanto determina una riduzione del peso

Figura 2. Spread BTP decennali e Bund decennali

(Valori %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Datastream

del costo dell'*equity* rispetto al costo del debito, ma un aumento del costo dell'*equity* a seguito della crescita del *beta levered*.

Il *beta unlevered* rimane così costante all'interno del periodo regolatorio e viene aggiornato in occasione della revisione della regolazione tariffaria sulla base delle analisi di aziende comparabili in un orizzonte almeno biennale. Per tale ragione, per distribuzione e trasmissione elettrica l'Autorità non ha pubblicato i valori di WACC regolato in questa delibera e previsto la definizione di beta e livello di indebitamento in corrispondenza della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione

Maggior stabilità grazie alla nuova metodologia?

L'introduzione di un *risk free* sovranazionale e di un *country risk premium* specifico per l'Italia hanno l'obiettivo di ridurre l'incertezza e la volatilità del WACC regolato attraverso una metodologia che possa garantire maggior stabilità rispetto al mutamento del quadro macroeconomico e dei mercati finanziari. Il *risk free* e il CRP agiscono in modo differente sul WACC, se infatti una variazione del tasso privo di rischio ha un impatto limitato in quanto è quasi neutro sulla remunerazione del capitale di rischio e linearmente positivo sul costo del debito, il CRP agisce linearmente su costo dell'*equity* e del debito. Un aumento dell'1% del tasso privo di rischio reale determina un aumento medio del WACC regolato di 0.8 punti percentuali, mentre un aumento di un punto percentuale dei CRP determina un aumento del WACC regolato dell'1.3% con valori di remunerazione compresi fra il 7.5% e l'8%. È possibile valutare la differente reazione della formula in vigore e della nuova formula a situazioni di mercato estreme analizzando cosa sarebbe successo in caso di aggiornamento delle stesse nel momento di massimo picco della crisi finanziaria. Assumendo un aggiornamento delle componenti *risk free*, CRP e inflazione nel periodo ottobre 2011, settembre 2012, la nuova versione di WACC regolato avrebbe determinato una crescita delle remunerazioni garantite fino a valori prossimi al 9%, contro risultati fra il 6% e il 7% nel caso di applicazione della formula attualmente in vigore. La nuova formulazione di WACC risponde e risolve la situazione contingente di tassi ufficiali sconto negativi e inflazione prossima allo zero, ma rimane esposta a possibili incrementi di volatilità nel caso di variazioni estreme delle condizioni di mercato.

GAS NATURALE

Gare gas: al via la pubblicazione dei bandi

A quattro anni dalla definizione del regolamento sui criteri di gara per la distribuzione del gas per ATEM, quest'autunno, con la pubblicazione di due bandi e con l'invio da parte di cinque ATEM della documentazione di gara all'Autorità, si è messa in moto la macchina delle gare che dovrebbe portare a una totale riorganizzazione del settore.

Partito l'effetto domino delle gare

Nonostante siano ormai passati quindici anni da quando è stata prevista la riforma del settore della distribuzione del gas naturale in Italia, in base alla quale l'affidamento del servizio deve avvenire tramite asta competitiva a evidenza pubblica per un periodo non superiore a 12 anni e nonostante i termini per l'intervento sostitutivo della Regione per la mancata pubblicazione del bando per il primo e metà del secondo gruppo di ATEM siano scaduti lo scorso luglio, solo a settembre si è effettivamente messa in moto la macchina delle gare con la pubblicazione del bando di Varese 2.

Benché le informazioni contenute nel bando fossero incomplete e lo stesso fosse stato pubblicato senza il previo invio all'AEEGSI per il controllo previsto dal DM 226/2011, e quindi per queste ragioni la sua pubblicazione possa essere considerata volutamente provocatoria, l'ATEM di Varese 2 ha dato il via a un effetto domino che in poco meno di tre mesi ha portato alla pubblicazione di un altro bando (Udine 2) e all'invio all'Autorità per la verifica di legge di cinque bandi (Torino 2, Venezia 1, Milano 1, Massa Carrara e Roma 1), verifica il cui esito è atteso a breve.

Inauguriamo quindi un nuovo spazio della *Newsletter*, dedicato proprio al monitoraggio sulla pubblicazione dei bandi di gara. Oltre a riportare i dati più significativi dei bandi il cui processo di pubblicazione è stato avviato, il monitoraggio riporta anche una valutazione del grado di competitività degli ATEM. La decisione di partecipare alle gare da parte delle imprese che possiedono i requisiti minimi di legge (numero di PDR gestiti pari almeno al 50% dei PDR dell'ATEM che va a gara, capacità finanziaria, etc) è ovviamente molto soggettiva e dipende da molteplici variabili. L'indicatore stimato da REF-E non può che basarsi su elementi oggettivi, che non riguardano la strategia delle singole imprese, ma si limitano ad analizzare gli elementi di contesto più significativi. Tra questi abbiamo selezionato i seguenti.

- Quote di mercato in termini PDR e di RAB del primo operatore: la quota di mercato posseduta nel vecchio regime è una variabile fondamentale per la determinazione della contendibilità dell'ATEM, infatti la presenza delle imprese rappresenta un indubbio vantaggio competitivo in termini informativi e finanziari per la nuova gara. In particolare, nei casi in cui i gestori uscenti detengono quote di mercato superiori all'80%, situazione in cui si trova la maggior parte degli ATEM per cui è stato avviato il procedimento, è difficile immaginare la partecipazione anche di un solo *competitor* oltre all'*incumbent*, in special modo se l'uscente è una impresa di grandi dimensioni o molto concentrata su un territorio.
- Dimensione: gli ATEM di maggiori dimensioni richiedono requisiti di partecipazione più stringenti, per cui al crescere del numero di PDR si riduce, a parità di altri elementi, la platea dei possibili *competitor*.
- Presenza di comuni "Post Letta" con scadenza successiva al 2020: la presenza di "enclave" può avere effetti contrastanti. Se presenti in un certo numero, riducono lo sforzo finanziario necessario per conquistare un dato ATEM, aumentando così la platea dei possibili *competitor*. Al di sopra di un determinato livello tuttavia, la presenza di ampie parti del territorio escluse dalla gestione può ridurre l'attrattività, impedendo di sfruttare a pieno le economie di scala per il nuovo operatore.
- Analisi della strategicità per i grandi operatori: gli ATEM che per diversi motivi possono essere considerati *target* per una delle principali imprese a livello nazionale, saranno ritenuti meno attrattivi per i potenziali *competitor*. Nel caso di Snam e F2i la rilevanza dei singoli ATEM è valutata anche simulando una strategia nazionale che tiene conto, tra l'altro, dei vincoli finanziari di queste imprese, come desumibili dai dati e dalle informazioni disponibili pubblicamente, mentre per le *multi-utility* il principale criterio di valutazione è quello relativo alla vocazione territoriale di queste imprese, concentrate in alcune regioni storicamente rilevanti.

Un po' di storia ...

La riforma che sembra ormai aver preso il via è destinata a stravolgere la struttura del settore, attualmente caratterizzato dalla presenza di circa 230 operatori che gestiscono il servizio di distribuzione in più di 7.400 località. Questi numeri appaiono molto elevati se si pensa che alla fine del processo di gara si avranno solo 175 rapporti concessori (uno per ogni ATEM) che faranno capo a un numero di operatori che si attesterà presumibilmente a meno della metà di quello attuale. Tuttavia, guardando alla struttura del settore tra fine anni Novanta e inizio nuovo millennio, emerge come un certo grado di riorganizzazione ed efficientamento abbia già avuto luogo, soprattutto negli anni immediatamente successivi al Decreto Letta.

A metà degli anni Novanta, nel settore della distribuzione gas erano infatti presenti circa 800 operatori, che grazie alla riforma di inizio millennio hanno iniziato progressivamente a ridursi passando da circa 750 alla fine degli anni Novanta, a circa 560 nel 2003, circa 480 nel 2004 e poco meno di 300 nel 2006. I *driver* di tale processo sono stati molteplici:

- obblighi di separazione societaria tra esercenti la vendita e distributori e incentivi all'aggregazione contenuti nel Decreto Letta
- strategia dei nuovi entranti nel mercato gas post liberalizzazione, di guadagnare quote di mercato basata sull'acquisizione della base clienti delle società di fornitura detenute da società di distribuzione
- strategie di sviluppo attraverso integrazioni orizzontali tra operatori medi e grandi attivi nel settore dell'elettricità e del gas
- strategia di espansione e consolidamento degli operatori pubblici locali nelle aree di loro presenza.

In particolare, per quanto riguarda la promozione delle aggregazioni per superare la forte frammentazione delle gestioni, il Decreto Letta stabiliva che in caso di fusioni, aggregazioni e creazioni di società miste pubblico private fosse concessa una proroga di uno o due anni rispetto alla data di termine del periodo transitorio (fissata al 31/12/2005), data in cui dovevano cessare le gestioni affidate senza gara. Tale termine è stato più volte prorogato per favorire le attività mirate a ridurre il grado di frammentazione del settore e in particolare la legge 222/2007 faceva esplicito riferimento alla concessione di ulteriori proroghe per "incentivare le operazioni di aggregazione". Considerando la flessione del numero di operatori avvenuta nella prima metà del nuovo millennio sembra che tali incentivi abbiano effettivamente favorito la concentrazione delle gestioni. Invece, a partire dal 2007 a oggi, probabilmente complice l'incertezza normativa e regolatoria circa le future gare per ATEM, il processo di riorganizzazione ha proceduto a un passo molto più lento che ha portato il numero di operatori a oscillare tra 272 del 2008 ai poco meno di 227 del 2014 (**Tabella 1**).

Tabella 1. Numero di distributori diviso per classe

Dimensione	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Molto grandi	8	8	9	9	9	8	7	8
Grandi	23	27	25	23	25	27	26	22
Medi	29	27	22	23	18	18	20	21
Piccoli	120	123	119	112	114	112	115	116
Piccolissimi	77	87	76	68	61	61	59	60
Totale	257	272	251	235	227	226	227	227

Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti; Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000; Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000; Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000; Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: AEEGSI, *Relazioni Annuali*

Nonostante la significativa diminuzione del numero di distributori, il grado di frammentazione è ancora molto alto, basti pensare che a oggi più di un terzo degli operatori gestisce il servizio in un'unica località e più di due terzi di essi lo gestisce in meno di dieci località. Le imprese piccole e piccolissime coprono ancora circa il 75% del totale, mentre se si considerano tutte quelle non soggette a *unbundling*, si sale al 85%.

Per quanto riguarda poi la composizione societaria del capitale sociale dei distributori, la proprietà pubblica del capitale rimane ancora la forma predominante, anche se è diminuita nel corso degli anni. Dei circa 800 operatori attivi a metà anni novanta, poco meno della metà erano gestioni dirette comunali, circa un quinto era rappresentato da aziende pubbliche

e società per azioni a maggioranza pubblica locale e il restante 40% da società per azioni private e assimilabili. Spostando l'attenzione a tempi più recenti invece, si nota (**Tabella 2**) come nel 2014 la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da enti pubblici è *stata pari al 37%* a fronte del 43% nel 2008, mentre le quote detenute da imprese energetiche, pari nel 2014 al 25.6%, sono aumentate rispetto al 2008, quando contavano per il 20.7%.

Tabella 2. Composizione societaria dei distributori

Natura giuridica dei soci	2008	2014
Enti pubblici	42.8%	37.3%
Società diverse	20.1%	22.9%
Imprese energetiche nazionali	9.6%	14.3%
Persone fisiche	12.7%	13.5%
Imprese energetiche locali	11.1%	11.3%
Imprese energetiche estere	2.0%	0.6%
Istituti finanziari nazionali	0.9%	0.1%

Fonte: AEEGSI, Relazioni Annuali

Monitoraggio gare gas

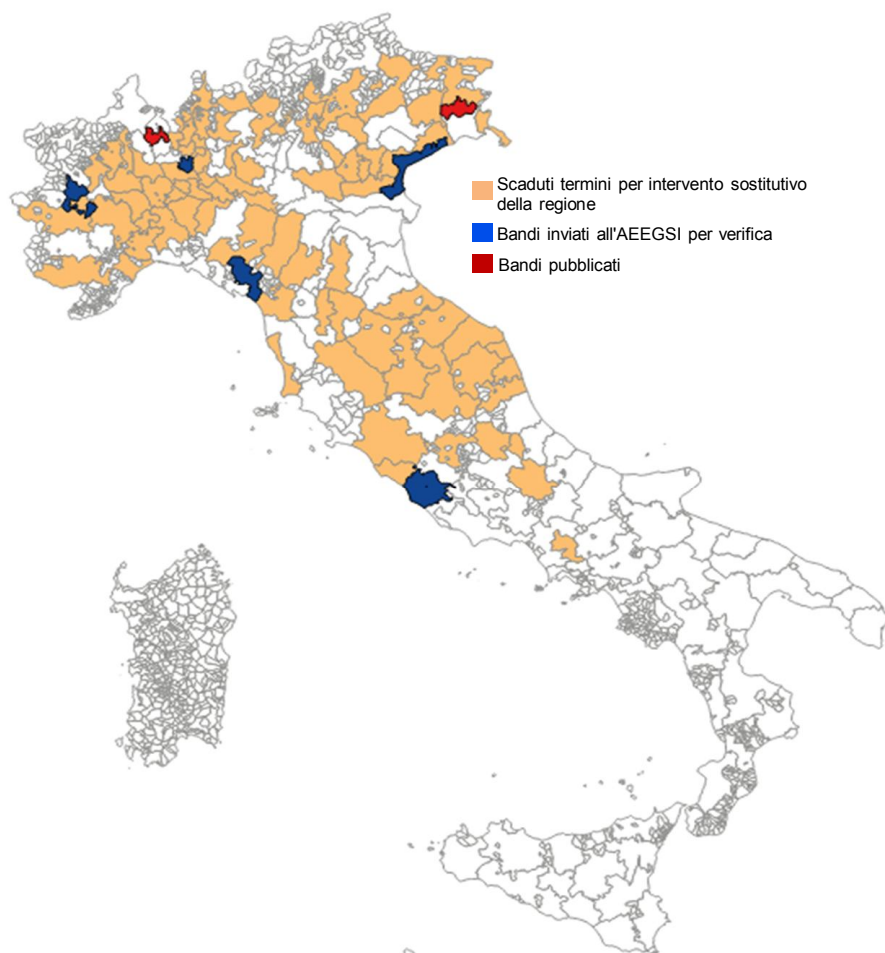
INFORMAZIONI GENERALI						VALUTAZIONE CONCORRENZIALITA'				
ATEM	GRUPPO	INVIO AEEGSI	PUBBLICAZIONE	VIR/RAB	DENSITÀ	FRAMMENTAZIONE	DIMENSIONE	POST LETTA	GRANDI OPERATORI	GLOBALE
VARESE 2 - Centro	3	NO	11/09/2015	*	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 2 - Impianto di Torino	1	30/10/2015	NO		MEDIA	○	●	●	○	○
UDINE 2 - Città di Udine e Centro	4	NO	04/11/2015	90%	MEDIA	○	●	●	○	○
VENEZIA 1 - Laguna Veneta	4	12/11/2015	NO		MEDIA	○	●	●	○	○
MILANO 1 - Città e Impianto di Milano	1	12/11/2015	NO		ALTA	○	○	●	○	○
MASSA-CARRARA	1	19/11/2015	NO		MEDIA	●	●	●	●	●
ROMA 1 - Città e Impianto di Roma	1	25/11/2015	NO		ALTA	○	○	○	○	○

Aggiornata al 11/12/2015

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ○ BASSO

*Informazioni incomplete

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



NOTA METODOLOGICA

Gruppo di gara: 1 - luglio 2015; 2 - luglio /ottobre 2015; 3 - settembre/dicembre 2015; 4 - novembre 2015/febbraio 2016; 5 marzo /giugno 2016; 6 settembre/dicembre 2016; 7 novembre 2016/febbraio 2017; 8 - febbraio 2017

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

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi

Il grado di concorrenzialità è indicativo e calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. Il massimo grado è rappresentato da un pallino pieno, il minimo da un pallino vuoto. La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse.

REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

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

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

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

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

Analisi statistica e novità dal mercato

L'aumento della domanda, sostenuto dalle condizioni climatiche, è stato soddisfatto sostanzialmente dalle maggiori importazioni dal Nord Europa. A novembre continua la flessione dei prezzi su tutti gli hub e per tutte le scadenze, con un prezzo spot medio europeo che è sceso sotto 18 €/MWh, ma aumenta il premio del mercato italiano sul TTF.

Domanda sostenuta da fenomeni climatici

Il fattore climatico si conferma il *driver* principale dei consumi gas italiani, in crescita a ottobre di quasi del 5% rispetto allo stesso mese dello scorso anno, e ancor più marcatamente a novembre (+14%). La domanda è stata sostenuta dal settore civile, spinto da temperature medie decisamente più basse rispetto allo scorso anno (-15%), e dal termoelettrico (+20%) che ha beneficiato della ridotta produzione idroelettrica, penalizzata dalle scarse precipitazioni. Al contrario, il settore industriale continua a mostrare segni di debolezza: è l'unico che nei primi undici mesi del 2015 riporta un segno negativo (-3%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, nuova conferma dell'assenza di un *trend* strutturale di ripresa dalla domanda di gas in Italia.

Aumento di domanda coperto solo da importazioni dal Nord Europa

La crescita dei consumi a novembre è stata per lo più coperta dall'aumento delle importazioni (+16% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno), mentre la produzione nazionale è calata del 7%.

I maggiori volumi importati arrivano esclusivamente dal Nord Europa: a novembre rispetto al mese precedente, infatti, è aumentato significativamente solo il contributo del gas in arrivo a Passo Gries, mentre il contributo di tutti gli altri punti di entrata è sceso. Da settembre è in riduzione il peso percentuale nel *mix* di importazione del gas proveniente da Tarvisio, che comunque rimane il primo punto di entrata coprendo attualmente il 44% del totale importato. Anche l'importanza relativa del gas proveniente dalla Libia è in riduzione negli ultimi tre mesi, mentre il gas in arrivo via nave si è mantenuto stabile in termini percentuali. Sebbene il contributo del gas algerino alla copertura della domanda sia leggermente aumentato da fine estate (dal 10% di settembre al 13% di novembre), la capacità di entrata a Mazara è ancora fortemente sottoutilizzata: a novembre sono transitati da Mazara del Vallo in media 22 Mmc/g rispetto a una capacità di import massima pari a 96 Mmc/g.

Al 30 novembre il valore delle giacenze in stoccaggio era pari a 10.9 Gmc, in linea con il valore alla stessa data dell'AT14, ma notevolmente superiore a quello dell'AT13 (9.5 Gmc). La giacenza al 30 novembre sale a 15.3 Gmc se si considerano anche le scorte strategiche, con una percentuale di riempimento dei siti del 92%, in discesa, per effetto dell'inizio della fase di erogazione, rispetto al 97% registrato a fine ottobre 2015¹.

Prezzi ancora in calo, ma spread PSV-TTF in aumento

Le quotazioni per le consegne a breve agli *hub* europei hanno confermato il *trend* negativo iniziato ad agosto, determinando così una discesa al di sotto di 18 €/MWh del prezzo *spot* medio nei principali mercati europei. In particolare, a novembre rispetto a ottobre il TTF è calato del -6%, il CEGH-VTP del -3%, mentre il PSV è sceso solo del -1%. La diversa entità delle flessioni ha determinato un aumento del differenziale PSV-TTF che è passato da 1.9 €/MWh a 2.7 €/MWh.

Le quotazioni dei prodotti *forward* rivelano che il mercato ha aspettative ribassiste sia sul TTF sia sul PSV, tuttavia lo *spread* medio quotato a novembre, per i prodotti in consegna tra dicembre 2015 e settembre 2016, è rimasto pressoché invariato (1.8 €/MWh) rispetto al mese precedente. In particolare, considerando che il differenziale previsto a novembre per i prodotti in consegna nei mesi di dicembre 2015 e gennaio 2016 risulta rispettivamente pari a 2.2 €/MWh e 2 €/MWh, ne deriva che, secondo le aspettative di mercato, i differenziali sarebbero destinati a ridursi rispetto ai valori attuali a partire da aprile 2016.

In controtendenza rispetto alle riduzioni dei prezzi ai principali *hub* europei, dopo mesi di calo il costo di approvvigionamento medio alla frontiera italiana a novembre ha riportato un leggero aumento rispetto al mese precedente, restando comunque su livelli molto bassi: a novembre si attesterebbe sopra i 20 €/cent/mc (circa 19 €/MWh), con uno *spread* di circa 10 centesimi (circa 9 €/MWh), rispetto al valore dello stesso periodo dello scorso anno.

¹ Fonte: dati Gas Storage Europe.

Domanda

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

	Ott 2015	Ott 2014	Var. %	Nov 2015	Nov 2014	Var. %
Industriale	34.8	35.2	-1.2%	36.8	37.9	-3.0%
Termoelettrico	51.4	52.5	-2.0%	59.8	49.9	19.8%
Distribuzione	65.6	52.9	24.1%	109.9	96.0	14.5%
Altro	2.3	6.4	-64.4%	9.3	6.2	48.9%
Totale prelevato	154.1	147.0	4.9%	215.8	190.1	13.5%
Temperature	16.1	17.7	-9.0%	11.7	13.7	-14.6%

Ultimo dato 30 Novembre 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 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	11.7	12.0	-2.5%	2.2	2.2	-2.1%
Termoelettrico	18.3	16.1	14.2%	3.4	3.1	8.5%
Distribuzione	26.7	24.2	10.5%	5.3	4.5	18.0%
Altro	1.8	1.6	12.7%	0.3	0.4	-9.4%
Totale prelevato	58.5	53.8	8.8%	11.3	10.3	9.7%

Valori cumulati fino al 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Offerta

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

	Ott 2015	Ott 2014	Var. %	Nov 2015	Nov 2014	Var. %
Importazioni	153.3	134.2	14.2%	167.5	144.1	16.3%
Prod. Nazionale	17.2	18.7	-8.1%	17.5	18.8	-7.0%
Stoccaggi	-16.3	-5.9	175.7%	30.9	27.3	13.2%
Capacità max	348.2	348.2	0.0%	348.2	348.2	0.0%
Load Factor	44%	39%		48%	41%	

Ultimo dato 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

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

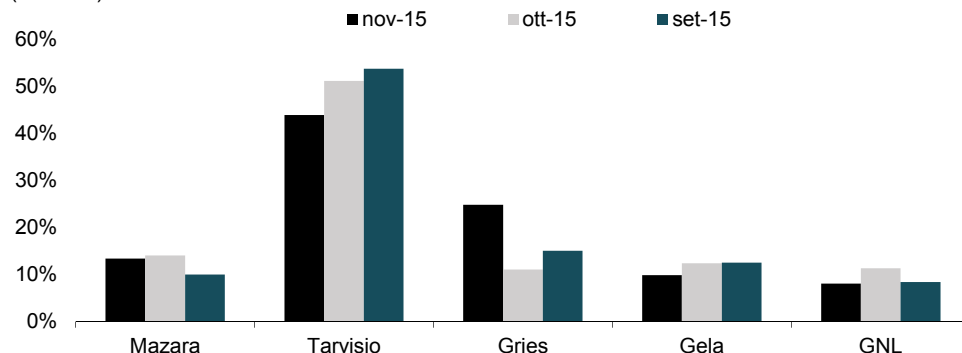
	AS 2015	AS 2014	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Importazioni	54.8	50.4	8.7%	9.8	8.5	15.3%
Prod. Nazionale	5.9	6.3	-6.9%	1.1	1.1	-7.6%

Valori cumulati fino al 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Importazioni

Figura 1. Importazioni per punto d'entrata sul totale
(Valori %)

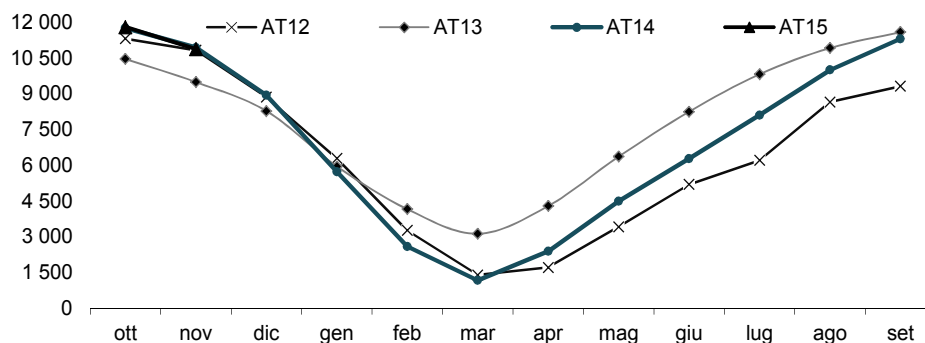


Valori al 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Stoccaggio

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

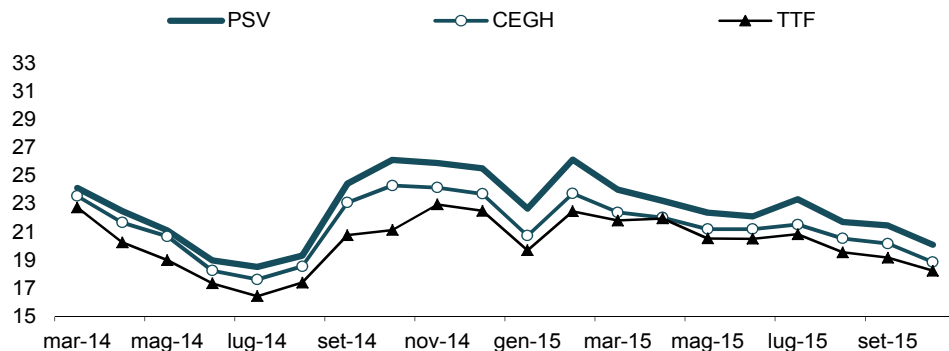


Ultimo dato 30 Novembre 2015

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

Prezzi

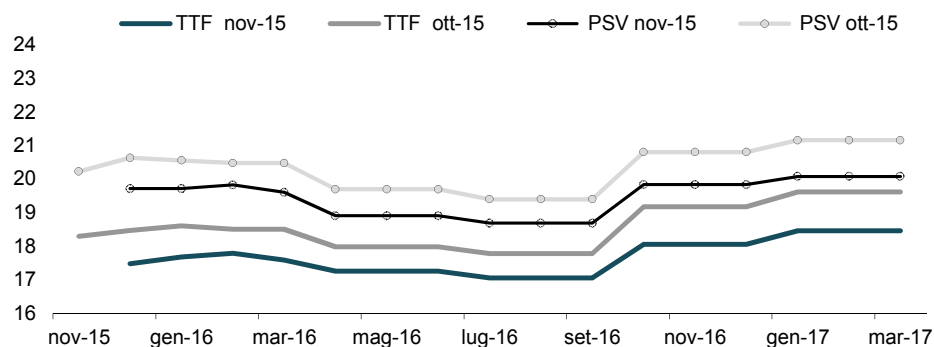
Figura 3. Prezzi day-ahead al PSV e in Europa
(€/MWh)



Ultimo dato 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

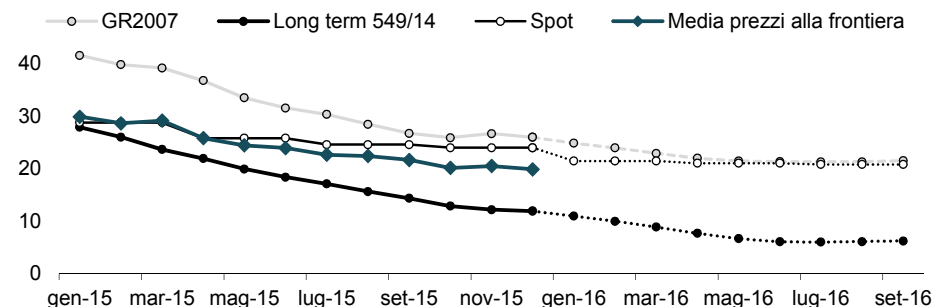
Figura 4. Curva a termine del prezzo gas al TTF e PSV costruita attraverso i prodotti forward (€/MWh) (media mese)



Ultimo dato 30 Novembre 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni

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

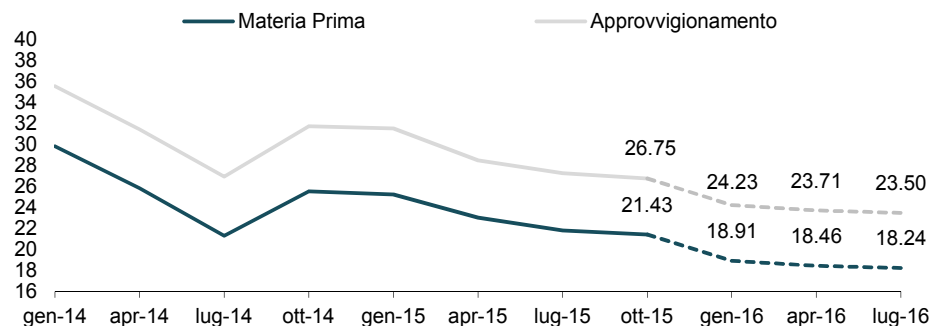


PCS 38.52 MJ/mc, il confronto avviene al PSV; Spot: C_{MEM},

Long term: P_{TOP} 196/2013/R/gas e P_{TOP} 549/2014/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI, Platts, AEEGSI e forward media di mercato al 3/12/2015

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 30 Novembre 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

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

Accordo di Parigi: una frattura col passato, ma di quale portata?

L'accordo sulla lotta al cambiamento climatico raggiunto a Parigi è stato da più parti definito storico. L'importanza del risultato risiede in particolare nell'essere riusciti a mettere d'accordo tutte le Parti su un obiettivo di decarbonizzazione mondiale di lungo termine e di avere imbastito il processo e gli strumenti, anche economici, per realizzarlo, sebbene con lacune e compromessi al ribasso. Gli Stati, e non le istituzioni dell'UNFCCC, saranno i veri protagonisti del processo: il coinvolgimento degli Stati è stato una condizione imprescindibile al raggiungimento dell'accordo e l'effettivo conseguimento degli obiettivi dipenderà dal loro grado di responsabilità e impegno effettivo. Solo nel medio-lungo periodo sarà quindi possibile comprendere la reale portata dell'accordo di Parigi. Nel frattempo, l'Unione Europea continua a dare il buon esempio e a lavorare per completare il quadro normativo necessario al conseguimento dei propri obiettivi 2030.

Accordo raggiunto con il coinvolgimento di tutti, step di un ampio processo

Fissato l'obiettivo globale: contenere l'innalzamento delle temperature entro 2°C

Obiettivi nazionali per tutti, emergenti compresi

Lo scorso 12 dicembre, in conclusione della COP21¹ tenutasi a Parigi, 196 Parti (195 Stati più l'Unione Europea) hanno siglato un accordo comune con carattere legalmente vincolante sulla lotta al cambiamento climatico, che impegna a contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C. rispetto all'era preindustriale e a compiere sforzi perché l'incremento possa limitarsi a 1.5°C. L'adesione unanime all'accordo rappresenta il risultato principale, per nulla scontato fino all'ultimo.

Il Protocollo di Kyoto nel 1997 era un testo vincolante che aveva ottenuto ampia approvazione nell'ambito della COP3, ma imponeva obiettivi per i soli Paesi Allegato I (ossia i Paesi sviluppati), sulla base del principio delle "responsabilità comuni ma differenziate". L'idea era che i Paesi industrializzati fossero i principali responsabili dei gas serra accumulati in atmosfera e per questo dovessero compiere sforzi per ridurre le proprie emissioni, mentre i Paesi meno sviluppati dovessero essere lasciati liberi di incrementare le proprie emissioni al fine di non limitare il processo di sviluppo economico. Dal 1997 tuttavia il contesto è radicalmente mutato e le emissioni dei Paesi emergenti hanno assunto un peso crescente, tanto che i dati 2013 mostrano che la Cina rappresentava il principale Paese emettitore (29%), superando Stati Uniti (15%) e Unione Europea (11%); l'India si collocava al quarto posto con il 6%². L'imposizione di un vincolo al trend delle emissioni dei Paesi emergenti, oltre che di quelli sviluppati, risultava quindi imprescindibile ai fini del contenimento della temperatura globale.

A Parigi il principio delle responsabilità comuni ma differenziate è stato mantenuto, ma richiedendo l'adozione di obiettivi unilaterali di abbattimento o contenimento delle emissioni da parte di tutti gli Stati, in considerazioni delle proprie possibilità. Se la COP di Copenhagen nel 2009 era fallita proprio perché non era riuscita a imporre obiettivi anche ai Paesi emergenti, nel corso del 2015 in preparazione della COP di Parigi la quasi totalità delle Parti ha presentato all'UNFCCC il proprio INDC (*Intended Nationally Determined Contribution*), come previsto dalla COP di Lima 2014.

I passi verso Parigi: COP di Durban, accordo Stati Uniti - Cina, obiettivo G7

L'adesione unanime all'accordo è ovviamente il risultato di un lungo processo, avviatosi ben prima della COP di Parigi. In questo processo si possono individuare 3 momenti chiave. Il primo è la COP17 tenutasi a Durban nel 2011, in occasione della quale per la prima volta tutti i Paesi, sia industrializzati sia emergenti, si sono impegnati a raggiungere un accordo globale vincolante per la lotta al cambiamento climatico non oltre il 2015 (ossia entro la COP21 di Parigi) che fissasse obiettivi a partire dal 2020. Il secondo è l'accordo sul clima Stati Uniti - Cina di novembre 2014³, in occasione del quale i 2 principali emettitori mondiali hanno annunciato gli obiettivi che avrebbero poi incluso nei propri INDC. Si è trattato di un passaggio fondamentale che ha mostrato la buona predisposizione all'accordo delle 2 Parti da cui maggiormente dipendeva la riuscita o meno della COP21 e che in passato avevano

¹ Conference of Parties 21.

² PBL e JRC, *Trends in global CO2 emissions: 2014 Report*. Dati relativi alle emissioni di CO2.

³ Si veda a questo proposito l'articolo a cura REF-E pubblicato sulla *Newsletter* del GME n. 77 di dicembre 2014.

indebolito o impedito gli accordi internazionali (gli Stati Uniti, non ratificando il Protocollo di Kyoto, la Cina, non volendo assumere impegni vincolanti a Copenhagen). Infine, un momento chiave è rappresentato dall'assunzione per la prima volta unanime di un obiettivo quantitativo congiunto di riduzione delle emissioni⁴ da parte dei Paesi del G7 lo scorso giugno.

Approccio *bottom-up*: l'elemento di rottura

*Obiettivi nazionali fissati
attraverso gli INDC, nessun
obbligo di compliance*

Il principale elemento di rottura nel processo adottato in vista della COP di Parigi che ha contribuito in misura sostanziale al conseguimento dell'accordo è costituito dall'approccio *bottom-up* per la fissazione degli obiettivi di abbattimento o contenimento delle emissioni. Se a Kyoto l'obiettivo complessivo e la sua ripartizione tra le Parti Allegato I erano stati fissati nell'ambito dei negoziati UNFCCC ed erano state stabilite rigide regole di *compliance*, a Parigi gli INDC presentati precedentemente dalle Parti non sono stati oggetto di negoziazione. L'accordo si limita a stabilire l'obbligo della loro presentazione unilaterale e definisce un percorso di aggiornamento in ottica sempre più ambiziosa ogni 5 anni a partire dal 2020, senza prevedere alcun meccanismo di *compliance*.

Libertà negli obiettivi nazionali per un obiettivo comune vincolante

Si tratta di un approccio almeno in parte simile a quello adottato dall'Unione Europea per il conseguimento dell'obiettivo 2030 in termini di penetrazione del consumo da fonte rinnovabile: l'obiettivo (27% del consumo finale lordo) è vincolante solo a livello comunitario e dovrebbe essere raggiunto attraverso un sistema di governance coordinato dalla Commissione Europea che dovrebbe guidare i singoli Stati a predisporre piani d'azione per l'energia e il clima coerenti con l'obiettivo complessivo. La debolezza del meccanismo risiede nel fatto che non è chiaro il potere della Commissione nell'imporre modifiche ai piani dei singoli Stati (salvo l'obbligo per gli Stati di conseguire gli obiettivi nazionali di abbattimento delle emissioni nei settori non ETS), così come non è chiaro il potere che avrà l'UNFCCC in occasione dell'aggiornamento degli INDC.

Solo l'innalzamento progressivo degli sforzi porterà a conseguire l'obiettivo globale

Se considerati nel complesso, gli sforzi assunti attraverso gli INDC finora presentati non consentono di centrare l'obiettivo di lungo termine definito dall'accordo: le emissioni sulla base degli impegni presi a oggi raggiungeranno secondo l'UNFCCC 55 GtCO₂eq nel 2030, a fronte della soglia di 40 GtCO₂eq ritenuta necessaria a contenere l'aumento delle temperature entro i 2°C. Gli INDC presentati nel 2015 rappresentano quindi una base di partenza; è responsabilità degli Stati innalzare progressivamente il proprio sforzo fino alla convergenza all'obiettivo generale. L'indicazione sul percorso da seguire da parte dei singoli Stati dovrebbe provenire dall'aggiornamento periodico delle Parti sul grado di raggiungimento dell'obiettivo globale, previsto ogni 5 anni a partire dal 2018, quindi con 2 anni di anticipo rispetto alle scadenze fissate per la presentazione degli INDC aggiornati. Non è previsto un termine al processo di aggiornamento periodico, per cui l'accordo raggiunto ha portata temporale potenzialmente illimitata, diversamente dall'accordo di Kyoto che fissava un obiettivo di abbattimento delle emissioni per un periodo prestabilito (2008-2012) e ha reso necessaria la stipula di un nuovo accordo per vincolare le Parti negli anni successivi.

Obiettivi nazionali eterogenei

Gli INDC presentati finora dalle Parti sono tra loro molto eterogenei, sia in termini di livello dello sforzo assunto, sia in termini di indicatore scelto per la definizione dell'obiettivo. Inoltre, gli INDC differiscono tra loro per l'orizzonte temporale dell'impegno e per la scelta dell'anno base; alcuni Paesi hanno subordinato la validità dell'impegno a condizioni (ad esempio il raggiungimento di un accordo globale) o si sono riservati la possibilità di rivedere l'impegno a valle della COP di Parigi. L'accordo stabilisce che i Paesi industrializzati debbano fissare gli obiettivi in termini di riduzione assoluta delle emissioni, mentre gli altri Paesi sono incoraggiati a assumere in futuro un obiettivo di questo tipo, purché nel frattempo aumentino progressivamente gli sforzi assunti. Tra i principali Paesi emergenti, la Cina ha scelto di assumere un obiettivo di riduzione delle emissioni per unità di PIL, mentre altri hanno scelto di fissare l'obiettivo con riferimento a uno scenario BAU (**Tabella 1**).

⁴ Ridurre le proprie emissioni di gas serra del 40-70% rispetto al 2010 entro il 2050, al fine di contenere l'innalzamento delle temperature globali entro i 2° C rispetto all'era preindustriale.

Tabella 1. Obiettivi post 2020 di riduzione delle emissioni di gas serra fissati dalle principali Parti negli INDC

Parte	Ob. riduzione	Orizzonte	Anno base	Indicatore
UE-28	40%	2030	1990	Riduzione assoluta
Stati Uniti	26-28%	2025	2005	Riduzione assoluta
Russia	25-30%	2030	1990	Riduzione assoluta
Cina	60-65%	2030	2005	Riduzione emissioni / PIL
India	33-35%	2030	2005	Riduzione emissioni / PIL
Corea del Sud	37%	2030	-	Riduzione su scenario BAU
Messico	22%*	2030	-	Riduzione su scenario BAU

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

Fonte: INDC

Finanza e meccanismi di mercato: aspetti centrali dell'accordo

Trasferimenti finanziari: fissato il quantitativo

A Parigi non si è discusso solo degli obiettivi, ma anche degli strumenti necessari per conseguirli, a partire da quelli finanziari. È stata infatti convenuta la necessità di un trasferimento di risorse dai Paesi industrializzati ai Paesi emergenti al fine di supportare questi ultimi nelle attività di mitigazione delle emissioni e di adattamento alle conseguenze sull'attività umana e sugli ecosistemi derivanti dal cambiamento del clima (che con tutta probabilità si verificheranno, e in parte si stanno già verificando, anche nel caso l'innalzamento della temperatura globale venga contenuto entro i 2°C.).

La rilevanza del risultato raggiunto a Parigi consiste però nel fatto che il trasferimento finanziario è stato non solo annunciato, ma anche quantificato nel testo dell'accordo. In particolare è richiesto ai Paesi industrializzati di aumentare le risorse finanziarie e tecnologiche messe a disposizione, così che complessivamente vengano erogati 100 miliardi di dollari all'anno ai Paesi emergenti a partire dal 2020, con fondi di provenienza pubblica o privata. Il livello dello sforzo sarà rivisto in ambito COP entro il 2025, ma non potrà comunque essere inferiore alla soglia dei 100 miliardi di dollari. Non è chiaro tuttavia come lo sforzo sarà ripartito tra i Paesi industrializzati.

Per quanto riguarda gli altri Paesi (in particolare quelli che hanno già raggiunto un maggiore tenore di benessere), anche questi sono incoraggiati a erogare fondi di solidarietà a favore di azioni di mitigazione e adattamento, ma il loro impegno è di natura volontaria.

Da definire i meccanismi di mercato, che comunque ci saranno

Ai fini di un raggiungimento efficiente degli obiettivi, l'accordo di Parigi, come già quello di Kyoto, pone al centro lo sviluppo volontario di strumenti flessibili di mercato. Non è chiaro in quale misura questi strumenti saranno mutuati dal meccanismo di Kyoto, perché la definizione dettagliata di questi aspetti è demandata alla COP22 che si terrà a fine 2016. È tuttavia sottolineata la necessità di evitare che lo sviluppo non correttamente monitorato di tali strumenti porti a fenomeni di double counting. Sarebbe inoltre opportuna un'attenta vigilanza dell'efficacia di tali strumenti, dato che durante il periodo di compliance di Kyoto l'emissione di certificati internazionali è stata spesso legata a interventi di dubbio beneficio ambientale (come i progetti di abbattimento dei gas industriali HFC-23 e N₂O per la maggior parte realizzati in Cina), che hanno portato la Commissione Europea a scegliere di escludere l'utilizzo di talune tipologie di crediti dalla compliance dell'ETS europeo.

Accordo inevitabilmente accompagnato da compromessi al ribasso

Assenza di sanzioni, obiettivi vaghi, esclusione del trasporto internazionale

Come prevedibile, il raggiungimento dell'accordo è stato accompagnato da compromessi al ribasso anche su aspetti centrali. Si evidenziano i principali:

- il mancato raggiungimento degli obiettivi nazionali non sarà soggetto a sanzioni (come d'altra parte nel Protocollo di Kyoto) e saranno gli Stati stessi a verificare le proprie emissioni, non l'UNFCCC, anche se gli Stati saranno soggetti a un regime di trasparenza obbligatorio
- alcuni aspetti sono trattati in modo vago, ad esempio non è indicata la data entro la quale si intende raggiungere il picco globale delle emissioni, limitandosi ad affermare che dovrà avvenire "il prima possibile" (a questo proposito, l'INDC della Cina contiene l'impegno a raggiungere il picco delle emissioni nazionali entro il 2030)
- non sono incluse nell'accordo le emissioni legate al trasporto internazionale (navi e aerei), sebbene le emissioni dirette legate al trasporto aereo siano pari al 3% delle emissioni

globali e secondo le previsioni dell'ICAO (*International Civil Aviation Organization*) nel 2020 potrebbero essere superiori del 70% al livello 2005 e addirittura superiori di un ulteriore 300-700% nel 2050⁵.

Servirà del tempo per valutare la reale portata dell'accordo

Il processo di ratifica darà indicazioni sull'effettiva volontà di impegno

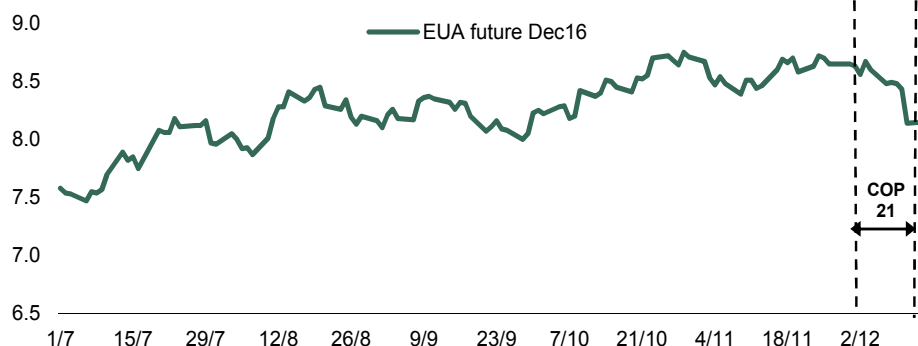
I punti di compromesso sopra evidenziati di fatto demandano il raggiungimento dell'obiettivo globale alla responsabilità e alla buona volontà dei singoli Stati, che potrà essere valutata solo nel lungo periodo. Un primo segnale dell'effettiva volontà di impegno deriverà tuttavia dai prossimi *step* formali, ossia la firma (tra il 22 aprile 2016 e il 21 aprile 2017) e successivamente la ratifica (o accettazione o approvazione) dell'accordo da parte degli Stati. Date le tempistiche piuttosto allungate, i rischi legati a cambi di Governo sono concreti, in particolare negli Stati Uniti, dove le prossime elezioni presidenziali sono fissate per l'8 novembre 2016. Contestualmente, il recente crollo del prezzo del Brent per cause del tutto estranee all'accordo sul clima rende più costoso il processo di decarbonizzazione e potrebbe influenzare le posizioni degli Stati nei prossimi mesi. L'accordo entrerà in vigore solo 30 giorni dopo la ratifica di almeno 55 Parti che si stima siano responsabili di almeno il 55% delle emissioni globali.

Il mercato del carbonio non dà reazioni positive

Il mercato del carbonio sembra avere reagito in maniera piuttosto negativa alla COP di Parigi. Durante lo svolgimento della COP, gli EUA hanno perso quasi il 6% del valore, mentre immediatamente all'indomani della pubblicazione dell'accordo il prezzo non si è mosso da un livello poco sopra 8 €/tCO₂ (**Figura 1**). Al di là di condotte speculative e di eventuali altri fattori contingenti, questa dinamica di mercato, seppure di brevissimo periodo, sembra confermare l'impressione che al momento anche per gli operatori di mercato è difficile valutare la reale portata dell'accordo e che i suoi effetti potranno riflettersi sul mercato del carbonio solo su tempi più lunghi.

Figura 1. Prezzo degli EUA nel secondo semestre 2015*

(€/tCO₂eq)



* Dati aggiornati al 15 dicembre 2015

Fonte: ICE-ECX

L'Unione Europea dà l'esempio e continua nel disegno del framework per gli obiettivi 2030

In corso la revisione delle direttive a sostegno del Pacchetto Clima 2030

Se la posizione assunta dagli Stati Uniti e dai principali Paesi emergenti ha rappresentato lo spartiacque tra il raggiungimento o il fallimento dell'accordo e da questi Paesi dipenderà il raggiungimento effettivo dell'obiettivo globale, l'Unione Europea ha sempre svolto il ruolo di traino a livello internazionale nella fissazione di impegni unilaterali ambiziosi e ha potuto svolgere un ruolo di regia ospitando la COP21. Per quanto riguarda il conseguimento dei propri obiettivi unilaterali contenuti nell'INDC, che coincidono con quelli del Pacchetto Clima Energia 2030 (*Newsletter 173*), la Commissione Europea sta procedendo affinché si completi al più presto il quadro legislativo comunitario a supporto degli obiettivi.

A luglio ha già presentato la proposta di modifica della direttiva ETS, mentre nel corso del

⁵ Per quanto riguarda il trasporto aereo, l'ICAO si è impegnata a sviluppare entro il 2016 un meccanismo globale di mercato per il contenimento delle emissioni dei voli internazionali da implementare entro il 2020; in caso contrario, l'Unione Europea reinserirà le emissioni dei voli internazionali con scalo in un aeroporto dell'Unione tra quelle con obbligo di *compliance* nell'ambito dell'ETS europeo, ponendo fine allo "stop the clock" attualmente in vigore.

2016 da cronoprogramma⁶ dovrebbe avvenire la presentazione, tra le altre, delle proposte di modifica delle direttive per la promozione delle fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica e del *Burden Sharing Agreement* (**Tabella 2**). Tra il 2016 e il 2018 dovrebbero inoltre essere redatti i piani nazionali per l'energia e il clima, che dovrebbero tra l'altro consentire di conseguire congiuntamente l'obiettivo comunitario per le fonti rinnovabili, sulla base delle linee guida pubblicate dalla Commissione a novembre⁷.

Le più recenti stime contenute nello *State of the Energy Union 2015* indicano che sulla base delle misure attuali l'Unione Europea nel suo complesso nel 2030 ridurrà le sue emissioni del 27% rispetto al 1990, per cui occorreranno misure aggiuntive per centrare l'obiettivo di abbattimento del 40% assunto unilateralmente a livello internazionale.

Tabella 2. Programma di completamento del *framework* normativo a sostegno del Pacchetto 2030

Pilastro	Obiettivo	Direttiva/decisione di riferimento	Proposta di modifica della Commissione
Abbattimento emissioni	-40% (1990)		
Settori ETS	-43% (2005)	Dir. 2003/87/CE	COM(2015) 337
Settori non ETS	-30% (2005)	Dec. 2009/406/CE	entro I sem 2016
Fonti rinnovabili	27% (CFL)	Dir. 2009/28/CE	entro 2016
Efficienza energetica	27% (risp. en. prim.)	Dir. 2012/27/UE	entro 2016

Fonte: COM(2015) 572

*Per il 2016 step decisivi
a livello internazionale e
comunitario*

Se a livello internazionale il 2016 rappresenterà quindi l'anno di avvio del processo di ratifica e di definizione di aspetti non approfonditi nell'accordo di Parigi, come i meccanismi di mercato, a livello comunitario rappresenterà l'anno di completamento del *framework* di *policy* e di strumenti necessario a conseguire l'obiettivo 2030.

⁶ La Commissione Europea ha indicato il cronoprogramma lo scorso novembre nello *State of the Energy Union 2015* COM(2015) 572, il primo *report* di monitoraggio dei progressi a valle della presentazione dell'Unione dell'Energia COM(2015) 80 a febbraio 2015 (*Newsletter* 186).

⁷ COM(2015) 572 allegato 2.

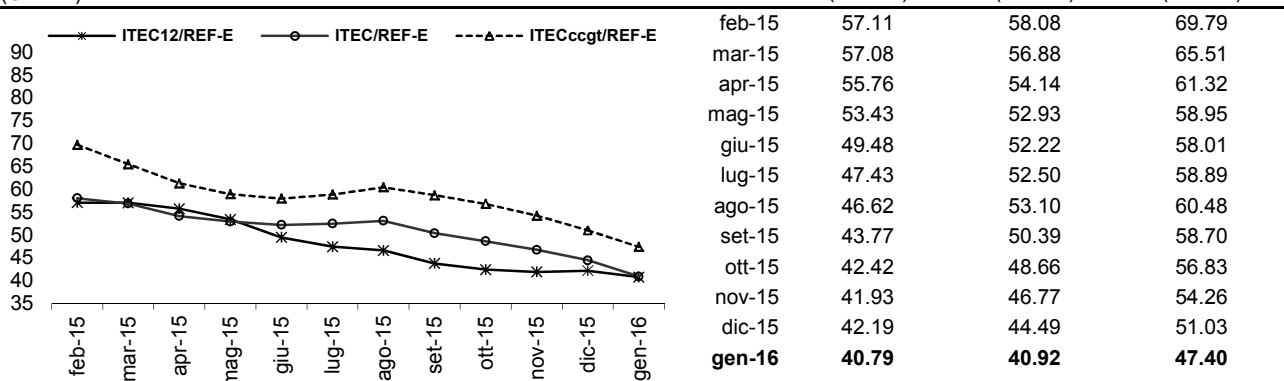
L'evoluzione di ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 42.19 €/MWh, in aumento del +0.6% sul dato di novembre (41.93 €/MWh). Il leggero incremento dell'indice è legato all'aumento di prezzo registrato dal carbone +1% assieme al deprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana (-4.4%), valori controbilanciati dall'andamento dei rimanenti combustibili: il Brent ha segnato un calo del -8.8% e il TTF del -6%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 44.49 €/MWh, in calo del -4.9% sul valore consuntivo di novembre (pari a 46.77 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 51.03 €/MWh, un valore in diminuzione del -6% sul consuntivo del mese precedente (54.26 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alle flessioni di prezzo registrate durante il mese di novembre dall'olio BTZ (-10.9%), dal Brent (-8.8%) e del gasolio (-5.6) mentre il carbone registra un aumento del 1%. Il dollaro registra un deprezzamento del -4.4% sul dollaro contribuendo così a controbilanciare il calo dell'indice.

Il valore forward per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 10 dicembre, è pari a 40.79 €/MWh, in calo del -3.3% rispetto al consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 10 dicembre, sono pari a 40.92 €/MWh e 47.40 €/MWh, entrambi in calo, rispettivamente del -8% e del -7.1% sul consuntivo di dicembre.

Evoluzione di ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di gennaio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 10/12/2015.

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.

PERCHÈ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

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

ANDAMENTO

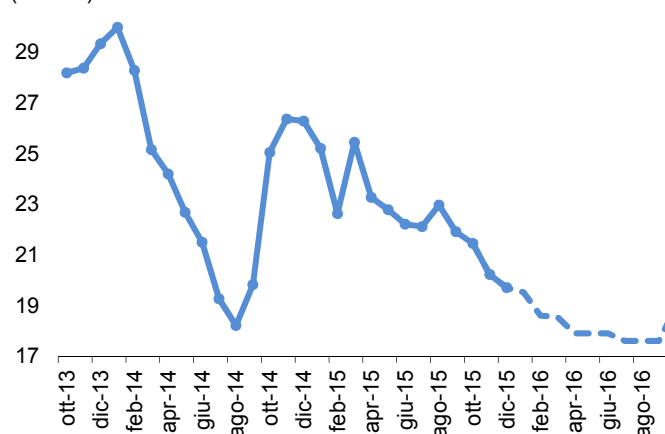
L'indice gas MAGI consuntivo per novembre 2015 è pari a 20.2278 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 20.2309 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (20.2205 €/MWh). L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2015 scende sotto i 20 €/MWh: è pari a 19.7093 €/MWh, risultato di una componente transazioni pari a 19.7103 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (19.7071 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2015 è scesa del 10% rispetto a quella per le consegne di settembre 2015 ed è decisamente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (26.29 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,450 MW) e il numero di operazioni registrate (366) sono invece superiori rispetto a quelli dei prodotti con consegna nello stesso mese, ma dell'anno precedente: i volumi transati e il numero delle transazioni sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di dicembre 2015 sono più che duplicati rispetto a dicembre 2014.

I primi scambi del prodotto con consegna a gennaio 2016, relativi a un campione di 44 operazioni e un volume totale scambiato di 975 MW, indicano un prezzo leggermente inferiore rispetto al prodotto con consegna a dicembre. Al 10 dicembre, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 19.5221, -1% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Le quotazioni attese per il gas in consegna nel I trimestre 2016 hanno subito un forte ribasso rispetto alle aspettative degli ultimi due mesi, attestandosi intorno ai 19 €/MWh; anche per la stagione estiva 2016, il mercato si attende un livello dei prezzi inferiore rispetto alle attese del mese scorso e di poco superiore a 17.5 €/MWh.

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



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

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com