



Soci Sostenitori

A2A SpA, Acea Energia SpA, AET
Azienda Elettrica Ticinese, Aimag,
Anigas, Axpo Italia SpA, Banca Imi SpA,
CSEA Cassa per i Servizi Energetici e
Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti,
CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison
SpA, EP Produzione SpA, Erg SpA, GdF
Suez Energia Italia SpA, Hera Trading
Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA,
Repower 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

- Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole?

Solo un'analisi congiunta di tutti i fattori di mercato, dei limiti fisici della rete di trasmissione, delle debolezze regolatorie può dare una spiegazione completa al fenomeno dell'innalzamento dei costi e permettere di fornire delle risposte adeguate.

pag. 3

- Quali componenti hanno spinto l'uplift così in alto?

Mai come in passato, la sistematicità di alcune azioni di dispacciamento di Terna ha indirettamente portato a un'impennata sia della quota relativa al dispacciamento, sia di quella relativa agli sbilanciamenti dell'uplift.

pag. 8

- La misurazione e le nuove sfide regolatorie

La proposta di revisione del TIME pone le basi per una riforma necessaria, ma numerose questioni rilevanti rimangono aperte, in un contesto in cui il mercato, supportato anche da un recente intervento dell'Autorità Antitrust, esprime esigenze sempre crescenti di qualità e accesso ai dati.

pag. 11

- Nasce la Tutela Simile per favorire la liberalizzazione

Il successo della Tutela Simile, uno strumento volontario di negoziazione assistita che dovrebbe stimolare i consumatori ad affacciarsi sul mercato libero dipenderà dal grado di promozione presso i clienti finali, che è in larga parte affidato alle associazioni di consumatori e clienti finali.

pag. 16

- Box - Gran Bretagna: l'Antitrust chiede al regolatore di correggere la riforma dei mercati retail

pag. 21

GAS NATURALE

- La riforma del costo di trasporto per le centrali termoelettriche

La portata più rilevante del provvedimento risiede nella revisione delle penali di scostamento: il meccanismo giornaliero, con un k incrementato da 3 a 10, difficilmente potrà portare a vantaggi per la maggioranza degli operatori, mentre la rilevanza dei prodotti infra annuali dipenderà dal k che verrà loro attribuito e da logiche di ottimizzazione sui singoli impianti.

pag. 22

Impatti della regolazione oltre Tarvisio: Bnetza avvia una consultazione sull'estensione delle conversion fee

Il mancato adeguamento delle tariffe di conversione tra H-gas e L-gas, a seguito della riduzione della disponibilità di L-gas, ha distorto il mercato tedesco, sfavorendo le importazioni dall'Olanda e aumentando i costi di trasporto. La necessaria riforma avviata da Bnetza potrebbe portare a modifiche importanti al meccanismo di formazione dei prezzi su NCG con impatti anche per gli altri paesi.

pag. 25

- Monitoraggio gare gas

pag. 28

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 30

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 31

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E.

Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

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

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

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

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

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

Periodici

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

Pubblicazioni

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

Servizi

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

NEWS
Ultime pubblicazioni

- *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market*, rapporto realizzato per European Commission Directorate-General for Energy
- Monitoraggio del mercato elettrico italiano *heating & cooling* - Settore residenziale, 4a Indagine sull'attività delle imprese di installazione - Luglio 2016
- *Energy Outlook* n. 2 - Giugno 2016

MERCATO ELETTRICO

SOLUZIONI PER IL DISPACCIAMENTO: SANZIONI O NUOVE REGOLE?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 342/2016/E/eel
- Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT)

ARTICOLI CORRELATI

- La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento (Newsletter 200)
- La riforma organica e complessa del mercato elettrico (Newsletter 197)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 187)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- La persistenza dei segni degli sbilanciamenti macrozonal (Newsletter 167)
- Le persistenti problematiche della Sardegna e i recenti interventi dell'AEEG (Newsletter 159)

TAG
electricity, dispatching, imbalances

A seguito dell'impennata della componente uplift osservata negli ultimi mesi, l'Autorità ha avviato un procedimento di verifica di potenziali abusi messi in atto dagli operatori sul mercato. Tuttavia il fenomeno ha cause articolate e complesse, non attribuibili esclusivamente a comportamenti strategici da parte degli operatori, ma anche a limiti fisici della rete di trasmissione e a debolezze regolatorie, oltre che alle criticità causate dalla domanda tornata su livelli molto bassi. Solo un'analisi congiunta di tutti questi fattori può dare una spiegazione completa al fenomeno e permettere di fornire delle risposte adeguate.

In un clima di particolare attenzione al mercato elettrico, causato dalla recente impennata della componente *uplift*, e sulla scorta del regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza del mercato elettrico all'ingrosso (REMIT), l'Autorità ha avviato un procedimento (Delibera 342/2016/E/eel), che dovrà concludersi entro 60 giorni¹, finalizzato a valutare la messa in atto di potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso italiano e la conseguente necessità di ricorrere a eventuali misure prescrittive. Tra i comportamenti anomali rilevati dall'Autorità, non vi sono tuttavia soltanto gli sbilanciamenti volontari già da anni sotto la lente dell'Autorità stessa (Newsletter 159, 167, 169, 187 e 197), ma anche alcuni comportamenti di offerta sui mercati dell'energia² e sul mercato dei servizi³, potenzialmente assimilabili a strategie di trattenimento fisico o economico di capacità.

Le cause dell'esplosione dei costi del dispacciamento e dell'*uplift* sono molto articolate e complesse: un'analisi solida ed esaustiva deve considerare sia le strategie di offerta adottate sul mercato dagli operatori, sia il contesto in cui sono state attuate, compresi i limiti fisici e regolatori che potrebbero aver contribuito a determinarle. Individuare e circoscrivere le cause che hanno portato a questa situazione è infatti un passo fondamentale per indirizzare possibili soluzioni, sia lato regolazione che lato sviluppo e gestione del sistema.

GLI SBILANCIAMENTI VOLONTARI

GLI ARBITRAGGI DELLE UNITÀ NON ABILITATE

Secondo l'Autorità, alcuni operatori non abilitati a partecipare a MSD (sia lato consumo, sia unità di produzione non abilitate, come le rinnovabili intermittenti) attraverso gli sbilanciamenti volontari, favoriti peraltro dall'elevata prevedibilità dei segni degli sbilanciamenti macrozonal, hanno potuto implicitamente fare arbitraggio tra i prezzi dei mercati dell'energia e i prezzi del Mercato di Bilanciamento (MB), così come tra i prezzi zonal dei mercati dell'energia e tra i corrispettivi di non arbitraggio, conseguendo in tal modo un beneficio economico, che si è riversato sul consumatore finale, attraverso la quota relativa ai costi degli sbilanciamenti della componente *uplift* finale.

DISTORSIONI SIA DI MSD, CHE DEL MERCATO RETAIL

A detta dell'Autorità, una conseguenza rilevante di questi arbitraggi è stata l'alterazione dell'andamento di MSD ex ante, poiché Terna è stata indotta ad approvvigionare in fase di programmazione servizi ancillari che non sarebbero stati attivati in assenza di sbilanciamenti volontari, non soltanto con un conseguente aumento dei costi su questo mercato, ma anche con un successivo non utilizzo dei servizi ancillari approvvigionati. Questi effetti distorsivi si sono peraltro propagati anche sul mercato al dettaglio, svantaggiando gli operatori avvezzi a una corretta programmazione delle immissioni o dei prelievi.

¹ A partire dal 24 giugno 2016, data di pubblicazione della delibera.

² Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI).

³ Mercato dei Servizi di Dispacciamento ex ante (MSD ex ante) e Mercato di Bilanciamento (MB).

IL TRATTENIMENTO DI CAPACITÀ

UN TRATTENIMENTO SIA FISICO CHE ECONOMICO

Secondo l'Autorità, oltre agli sbilanciamenti volontari di alcuni operatori non abilitati a partecipare a MSD, alcune unità di produzione abilitate, in passato solitamente dispacciate a valle dei mercati dell'energia, hanno recentemente iniziato a caratterizzarsi per programmi d'immissione nulli a valle di MGP e MI: questo è riconducibile solo in parte alla riduzione dei prezzi su di essi registrata. Per l'Autorità, all'origine di questi programmi di immissione nulli, vi sarebbero infatti specifiche strategie di trattenimento fisico (consistenti in una completa assenza di offerte) o economico (consistenti in offerte a prezzi particolarmente elevati) di capacità.

PIÙ PREVEDIBILI I SEGNI MACROZONALI

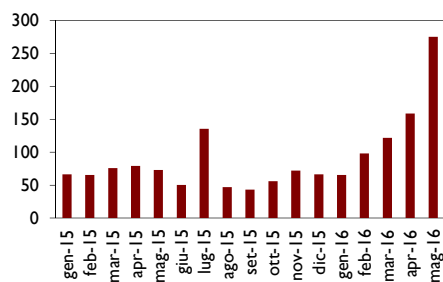
A fronte di queste strategie di trattenimento di capacità, Terna per garantire la sicurezza del sistema ha dovuto pertanto chiamare in accensione al minimo tecnico queste unità di produzione, pagando loro prezzi particolarmente elevati per questo servizio, con un conseguente impatto non solo sulla quota relativa ai costi del dispacciamento della componente *uplift*, ma anche sulla maggiore prevedibilità del segno degli sbilanciamenti macrozonalari, da cui peraltro dipende la profittabilità stessa degli sbilanciamenti volontari. Ciò, afferma l'Autorità, non si è verificato solo in Sardegna in cui è stato di conseguenza disposto l'approvvigionamento a termine delle risorse del dispacciamento (*Newsletter 200*), ma anche nelle altre zone di mercato.

LE PRIME DECISIONI DELL'AUTORITÀ

INVITO A CESSARE I COMPORTAMENTI ANOMALI

Al fine di contrastare i potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso italiano, l'Autorità ha in primo luogo intimato agli operatori di cessare sia le strategie di sbilanciamento volontario non coerenti con il principio di corretta programmazione delle immissioni e dei prelievi fissato dalla disciplina del dispacciamento, sia le strategie di trattenimento fisico o economico di capacità. Sia le strategie di sbilanciamento volontario, sia quelle di trattenimento fisico di capacità sono infatti per l'Autorità suscettibili di configurarsi come manipolazioni del mercato ai sensi della REMIT.

FIGURA 1. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO

Così come già disposto per la Sardegna (*Newsletter 200*), l'Autorità ha dato mandato a Terna di valutare la possibilità di ricorrere a un approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento, in deroga rispetto all'approvvigionamento *spot* su MSD stabilito dalla disciplina del dispacciamento. Questo sarebbe applicabile non soltanto nelle zone in cui sono state implementate le strategie di trattenimento fisico o economico di capacità, ma anche in tutte le altre zone di mercato, nel caso in cui l'approvvigionamento a termine consenta di ridurre i costi dell'attività di dispacciamento rispetto a quelli dell'approvvigionamento *spot* su MSD.

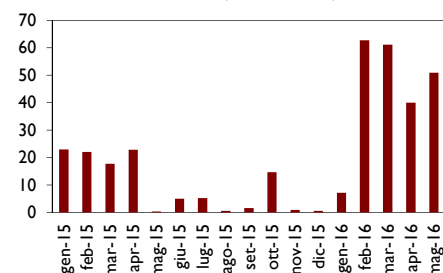
EVIDENZE SUI MERCATI

Attraverso l'analisi dei dati pubblici sugli esiti del mercato (da fonte GME) e sulle misure fisiche del sistema (da fonte Terna) è possibile osservare la portata dei fenomeni descritti dall'Autorità, circoscrivere i comportamenti sotto indagine e valutare in che misura essi siano riconducibili a presunte condotte speculative da parte degli operatori di mercato, o se piuttosto vadano affrontate anche tematiche relative a limiti fisici della rete di trasmissione e debolezze regolatorie che forniscono un incentivo a tali comportamenti.

L'ESPLOSIONE DEI COSTI SU MSD EX ANTE

Una prima evidenza è sicuramente l'impennata dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento dei servizi ancillari su MSD ex ante (**Figura 1**): da gennaio, quando i costi erano stati pari a 65 milioni di euro, in linea con la media dell'anno precedente, è cominciata una rapida crescita, particolarmente intensificata nei mesi di aprile e maggio, che ha portato la spesa di Terna su questo mercato a quadruplicarsi,

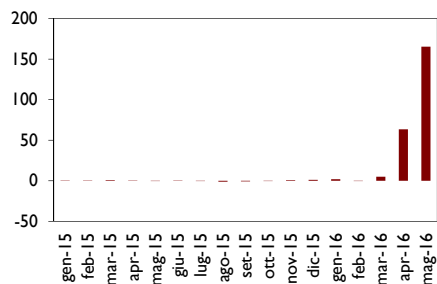
FIGURA 2. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE IN SARDEGNA (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

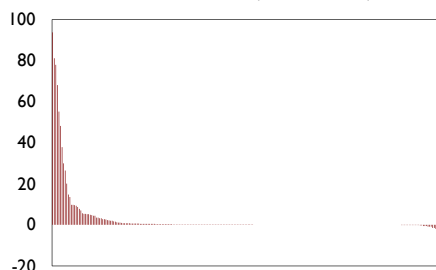
FIGURA 3. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE A BRINDISI (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

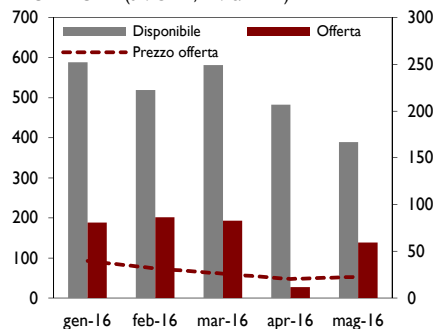
FIGURA 4. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE SUDDIVISI PER UP (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

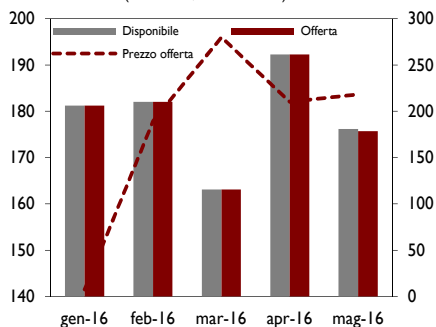
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 5. ESEMPIO DI OFFERTA PARZIALE DI CAPACITÀ (sx: GWh, dx: €/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. ESEMPIO DI OFFERTA A PREZZI ALTI DI CAPACITÀ (sx: GWh, dx: €/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

fino a 275 milioni di euro, doppiando perfino la spesa sostenuta nel mese di luglio 2015.

Se durante l'estate scorsa il fenomeno aveva interessato tutta la penisola, viste le condizioni critiche che il sistema si era trovato a fronteggiare, è immediato circoscrivere geograficamente la tendenza di questi ultimi mesi: analizzando i costi a livello zonale, infatti, l'aumento dei costi sostenuti in Sardegna (+44 milioni di euro a maggio rispetto a gennaio) e soprattutto nel polo di Brindisi (+164 milioni di euro), segnalate come le zone più critiche anche dall'Autorità, spiegano quasi interamente la variazione osservata a livello complessivo (Figure 2 e 3).

Approfondendo le ragioni che hanno portato a questa esplosione di costi, è evidente come gli effetti siano molteplici, sia lato volumi sia lato prezzi, rendendo complessa e articolata la spiegazione del fenomeno.

L'ELEVATA CONCENTRAZIONE DEI COSTI

Ripartendo per centrale i costi sostenuti da Terna su MSD ex ante nei primi 5 mesi 2016 (Figura 4), si osserva che questi sono caratterizzati da un altissimo grado di concentrazione: il 50% dei costi è riferito alle prime tre centrali, l'80% alle prime otto.

La forte concentrazione geografica in punti peculiari della rete di trasmissione suggerisce la necessità di interventi di rafforzamento della rete stessa, i cui limiti attuali offrono un potere di mercato locale agli impianti situati nei nodi più critici.

EFFETTO VOLUMI: TRATTENIMENTO DI CAPACITÀ E INDISPONIBILITÀ

A livello di volumi di servizi ancillari approvvigionati, nelle zone considerate è aumentata in modo consistente la chiamata in accensione al minimo tecnico, segno evidente della necessità, da parte di Terna, di avere a disposizione adeguata riserva rotante e di garantire un necessario sostegno della tensione. È venuta quindi a mancare una sufficiente presenza di impianti regolanti sui mercati dell'energia, di cui si possono individuare due cause principali.

Da un lato, alcuni operatori di mercato, in una logica di ottimizzazione del risultato economico, vendono quote ridotte di energia su MGP, dove i prezzi e lo spazio contendibile sono attualmente molto ridotti, per competere su una quota del MSD, che, per gli impianti più flessibili e situati in punti strategici, diventa parte fondamentale per la copertura dei costi complessivi. Diversi sono i tipi di approcci che si possono osservare sul MGP: in alcuni casi, l'energia non viene del tutto offerta o offerta parzialmente solo in alcune fasce orarie che garantiscono prezzi più alti (Figura 5), in altri l'energia viene completamente offerta, ma a prezzi alti, che colgono solamente i picchi sul mercato (Figura 6), in altri ancora quantità precedentemente vendute su MGP vengono riacquistate su MI, con una strategia comunque soggetta a un rischio prezzo, in quanto il prezzo infragiornaliero che si può realizzare non è necessariamente minore del prezzo ottenuto in vendita sul MGP.

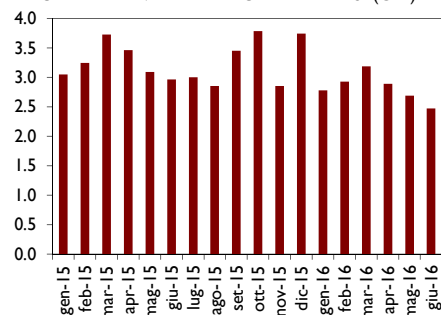
Dall'altro lato, è immediato però verificare che in Sardegna e a Brindisi, cioè le zone in cui il fenomeno si è manifestato con la sua massima intensità, la situazione è stata aggravata da diversi episodi di indisponibilità che hanno colpito le centrali termoelettriche, riducendo l'ampiezza del parco regolante, necessario a mantenere la sicurezza del dispacciamento: in Figura 7, è mostrata ad esempio la capacità oraria media disponibile in zona Brindisi, caratterizzata da un'evidente riduzione negli ultimi mesi, a livelli più bassi del consueto trend stagionale determinato dalle manutenzioni programmate. Ma anche in Sardegna, diversi casi di indisponibilità hanno determinato la necessità di Terna di ricorrere in maniera massiccia al MSD.

EFFETTO PREZZI: IL TEMA DELL'ESSENZIALITÀ

A una crescita dei volumi, si è aggiunta però anche un'ascesa dei prezzi per i servizi a salire sul MSD, in particolare per l'accensione al minimo tecnico. A una prima lettura, ciò si può attribuire a situazioni di potere di mercato locale per alcune centrali situate in nodi critici della rete; in realtà, questo aspetto si intreccia strettamente con il tema delle essenzialità.

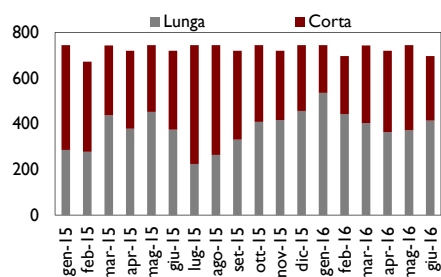
Si osserva infatti che, nell'ultimo anno e mezzo, una riduzione degli oneri di dispacciamento è avvenuta in Sicilia, a seguito del Decreto Legge 91/14: per tutte le unità di produzione siciliane sopra i 50 MW, dichiarate essenziali fino all'entrata in

FIGURA 7. CAPACITÀ ORARIA MEDIA DISPONIBILE DA UNITÀ RILEVANTI IN ZONA BRINDISI (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

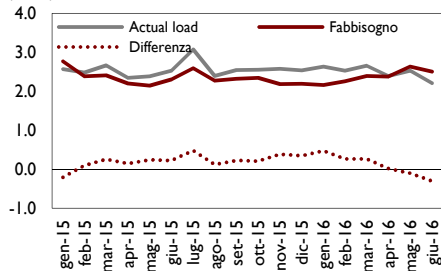
FIGURA 8. FREQUENZA SEGNO SBILANCIAMENTO NELLA MACROZONA SUD (h)



Dati fino al 29 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 9. DIFFERENZA FRA ACTUAL LOAD E FABBISOGNO MGP NELLA ZONA CENTRO NORD (TWh)



Dati fino al 29 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

operatività del cavo, avvenuta il 28 maggio di quest'anno, esistevano vincoli di offerta, tanto sul MGP quanto sul MSD, dove il prezzo di offerta era stabilito per regolazione al costo variabile riconosciuto (*Newsletter 180*).

La crescita degli oneri di dispacciamento osservata invece in Sardegna è avvenuta proprio in corrispondenza dell'uscita dal regime degli impianti essenziali di alcune unità di produzione a fine 2015: i prezzi, non più vincolati dall'essenzialità, ma liberi sul mercato, hanno subito immediatamente un forte rialzo. Data l'apparente necessità di Terna di continuare a ricorrere all'approvvigionamento di servizi dalle stesse unità di produzione, cui non è stata rinnovata l'essenzialità, è immediato domandarsi se non continuino nella realtà a persistere situazioni di indispensabilità di fatto, che dovrebbero essere riconsiderate.

Sembra quindi indispensabile valutare quanta quota parte di questo rialzo sia da attribuire proprio al mercato libero al termine delle essenzialità e, di fronte a una difficile gestione della sicurezza o a costi insostenibili per mantenerla, rivalutare la necessità di reintrodurre regimi di essenzialità o approvvigionamenti a termine dei servizi ancillari, così come proposto dall'Autorità stessa.

LA PREVEDIBILITÀ DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO MACROZONALE

Altro tema all'attenzione dell'Autorità è lo sfruttamento volontario della disciplina degli sbilanciamenti, utilizzato per ottenere un margine positivo dalle unità non abilitate (unità di consumo o unità di produzione rinnovabili non programmabili o non rilevanti), ponendosi sistematicamente in segno opposto al segno di sbilanciamento macrozonale atteso.

La prima osservazione che è possibile fare è che, in seguito all'incorporazione delle isole all'interno della macrozona Sud, il segno di sbilanciamento di tale macrozona è diventato molto meno persistente del passato: 52% a 48% l'occorrenza del segno "lungo" rispetto al segno "corto" (**Figura 8**), molto lontano dalle percentuali osservate negli anni precedenti, che superavano l'80% di zona "lunga" per il Sud escluse le isole e di zona "corta" per le isole stesse.

Rimane comunque una componente di regolarità su base stagionale, sia infra-annuale come visibile in figura, sia infra-giornaliera, così come una maggiore persistenza del segno in situazioni estreme di carico e generazione.

Dai dati a livello aggregato, è possibile intuire una certa relazione tra l'occorrenza del segno di sbilanciamento macrozonale e la differenza tra *actual load* e fabbisogno su MGP, che esprime la differenza tra consumi reali e programmati da parte delle unità di consumo (ad esempio in **Figura 9** è riportata tale differenza per la zona Centro Nord, una delle zone che costituiscono la macrozona Sud).

Nell'esempio presentato, nell'ultimo anno e mezzo, in una macrozona prevalentemente lunga (anche se con percentuali ridotte), le unità di consumo hanno mantenuto una posizione prevalentemente corta, cioè prelevando di più di quanto programmato su MGP e MI e attenuando quindi lo sbilanciamento macrozonale. Esiste comunque un filo sottile tra l'utilizzo della disciplina degli sbilanciamenti in modo strategico e una gestione accurata del rischio, finalizzata a ridurre gli oneri di sbilanciamento. È possibile infatti individuare controesempi evidenti: a luglio 2015, in cui il segno si era ribaltato, producendo un mercato prevalentemente "corto", anche le unità di consumo erano, a livello medio aggregato, sbilanciate positivamente, cioè prelevando più energia di quanto programmato sui mercati; il segno di sbilanciamento della macrozona era in quel momento intensificato dalla posizione dei consumatori, che dovevano acquistare energia a sbilanciamento a prezzi molto elevati⁴.

Negli ultimi mesi, di fronte a una maggiore occorrenza del segno "corto" della macrozona, anche le unità di consumo si sono posizionate maggiormente in posizione lunga, ossia acquistando sui mercati più energia di quanto effettivamente prelevato in tempo reale. Anche questo comportamento però può essere letto in modo razionale, considerando il picco di prezzo osservato nei servizi a salire. Infatti, nella regolazione degli sbilanciamenti di tipo *single-pricing*, dove il prezzo di sbilanciamento è determinato esclusivamente dal segno di sbilanciamento della macrozona, in corrispondenza di una macrozona corta il prezzo utilizzato è proprio quello medio ponderato dei servizi a

⁴ Anche su MGR, in particolare nelle ultime due settimane di luglio, i prezzi avevano raggiunto dei picchi molto elevati, dando un segnale forte sul valore dell'energia e della capacità in un momento contingente di scarsità.

salire. Un'unità non abilitata, di fronte al rischio di dover pagare un prezzo elevatissimo e in rapida crescita per l'energia prelevata in più (o immessa in meno) rispetto a quanto programmato, può razionalmente scegliere di mantenersi in una posizione corta, in cui la massima perdita, quando la zona torna lunga, è fissata dal prezzo *floor* di zero e può essere quindi quantificata e contenuta entro livelli accettabili.

CONCLUSIONE: UNA COMPLESSA LETTURA DEL MERCATO

Anche il basso livello di richiesta elettrica osservato quest'anno (fino a maggio, Terna ha registrato una caduta del livello di richiesta sulla rete di circa l'1.6% rispetto ai primi cinque mesi dell'anno precedente) ha contribuito in modo rilevante alla risalita dell'*uplift*. All'impatto diretto sul denominatore, corrispondente all'energia prelevata dalla rete, si aggiunge infatti l'impatto indiretto sul numeratore: è evidente, dall'esperienza storica, come livelli estremi di domanda siano particolarmente critici dal punto di vista della sicurezza, costringendo Terna a ricorrere maggiormente all'approvvigionamento di servizi per mantenere la sicurezza del dispacciamento. Ciò vale sia per i periodi di forte domanda, in cui i margini di riserva si riducono drasticamente, come avvenuto l'estate scorsa, ma anche, e soprattutto, nei periodi di debole domanda, in cui il sistema vuoto fatica a soddisfare le proprie esigenze di riserva.

I comportamenti osservabili sul mercato da parte degli operatori, sia in riferimento alle unità abilitate che non abilitate (lato consumo e lato produzione), sono perciò molto articolati e complessi e offrono diverse chiavi di lettura, in cui si intersecano strategie di ottimizzazione del risultato, limiti intrinseci della rete di trasmissione o impliciti nella disciplina del mercato e logiche di copertura dal rischio in un mercato sempre più volatile e imprevedibile. Solo considerando congiuntamente tutti questi fattori può essere possibile comprendere in modo esaustivo ciò che sta accadendo sui mercati: questo deve essere il punto di partenza per arrivare a formulare delle risposte complete e adeguate.

MERCATO ELETTRICO

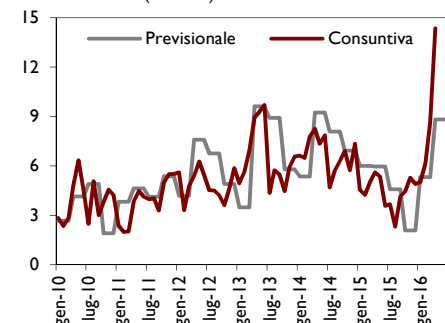
QUALI COMPONENTI HANNO SPINTO L'UPLIFT COSÌ IN ALTO?

Il picco contemporaneo della quota relativa al dispacciamento e di quella relativa agli sbilanciamenti nella componente uplift è un fenomeno mai osservato in passato. La prima aveva già raggiunto, in passato, livelli anche superiori a quelli di aprile 2016, ma con un effetto sempre attenuato dai valori contenuti o addirittura negativi della seconda. La sistematicità di alcune azioni di dispacciamento di Terna ha però invertito in molte ore lo sbilanciamento aggregato della macrozona Sud, favorendo indirettamente la crescita di entrambe le sotto-componenti dell'uplift.

ARTICOLI CORRELATI

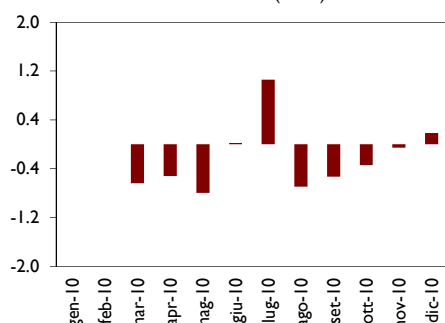
- Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole? (Newsletter 201)
- La persistenza dei segni degli sbilanciamenti macrozonal (Newsletter 167)

FIGURA 1. UPLIFT PREVISIONALE E CONSUNTIVA (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 2. DIFFERENZA TRA CARICO E FABBISOGNO MGP NEL 2010 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

La forte impennata registrata dalla componente *uplift* (Figura 1) nello scorso mese di aprile (14.36 €/MWh) è il risultato di due fenomeni che mai in passato si erano verificati contemporaneamente. Tralasciando le sotto-componenti meno rilevanti relative ai proventi e oneri da CCT/CCC, assegnazione della capacità sulle interconnessioni con l'estero e servizio di import virtuale, non era mai capitato che la quota della componente *uplift* relativa agli sbilanciamenti e quella relativa al dispacciamento mostrassero un picco in contemporanea, superando entrambe in valore assoluto la soglia di 5 €/MWh (rispettivamente 5.11 €/MWh per la prima e 9.24 €/MWh per la seconda).

In passato, la quota della componente *uplift* relativa al dispacciamento aveva già raggiunto valori simili se non addirittura superiori rispetto a quelli di aprile 2016, ma a essi si erano sempre associati valori molto contenuti o di segno opposto per la quota della componente *uplift* relativa agli sbilanciamenti.

L'analisi di quanto accaduto in alcuni periodi del passato può pertanto essere di grande utilità per comprendere l'estrema novità dei fenomeni osservati negli ultimi mesi.

Limitando l'attenzione al periodo successivo alla prima segmentazione dei servizi su MSD, un primo caso interessante è quello di luglio 2010. In quel mese, la quota della componente *uplift* relativa al dispacciamento aveva infatti raggiunto 10.64 €/MWh. Pur con livelli di generazione da rinnovabili intermittenti ancora di fatto contenuti (circa 10% rispetto al fabbisogno di MGP), Terna era stata tuttavia costretta ad approvvigionare una notevole quantità di risorse a salire sia su MSD ex-ante (1.5 TWh), che su MB (oltre 0.9 TWh), per far fronte alla forte sottostima per circa 1 TWh (Figura 2) del fabbisogno di MGP (28.6 TWh) rispetto all'effettivo carico sulla rete (29.6 TWh).

La quota della componente *uplift* relativa al dispacciamento era stata tuttavia ampiamente compensata dal valore di quella relativa agli sbilanciamenti (-8.58 €/MWh), negativo e quindi favorevole a Terna e al sistema. Includendo l'impatto complessivo delle sue sotto-componenti minori (0.42 €/MWh), la componente *uplift* si era così attestata su 2.48 €/MWh (Figura 3).

In parte simile al caso di luglio 2010 è stato quello dell'estate dello scorso anno. Anche luglio 2015 si era infatti caratterizzato per un'alta sottostima (quasi 2 TWh) del fabbisogno di MGP (27.7 TWh) rispetto all'effettivo carico sulla rete (29.6 TWh). Il peso maggiore rispetto a quello di luglio 2010 della generazione da rinnovabili intermittenti rispetto al fabbisogno di MGP (circa 21%) si era però associato a una minore quota di import a seguito delle riduzioni estive della NTC operate da Terna dal 2012 per ragioni di sicurezza della rete. Probabilmente per effetto anche della maggiore efficienza delle proprie modalità operative messe a punto grazie al vecchio schema di incentivazione alla riduzione dei volumi in vigore fino al 2012, Terna aveva così potuto approvvigionare una quantità di risorse a salire sia su MSD ex-ante (1.2 TWh), che su MB (oltre 0.5 TWh) sì notevole, ma inferiore a quella di luglio 2010.

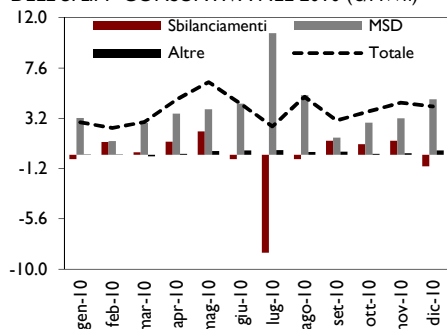
A luglio scorso la quota della componente *uplift* relativa al dispacciamento si era così fermata a 6.30 €/MWh, per oltre un terzo però compensata dal valore negativo di quella relativa agli sbilanciamenti (-2.31 €/MWh).

Casi altrettanto interessanti di aumenti della componente *uplift* sono anche quelli dei secondi trimestri del 2013, 2014 e 2015.

I mesi compresi tra aprile e giugno sono infatti solitamente caratterizzati da un basso carico sulla rete e quindi un basso fabbisogno su MGP, da un lato, e da una quota

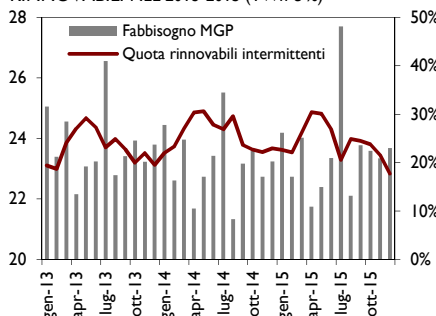
TAG
electricity, dispatching, imbalances

FIGURA 3. ANDAMENTO DELLE COMPONENTI DELL'UPLIFT CONSUNTIVA NEL 2010 (€/MWh)



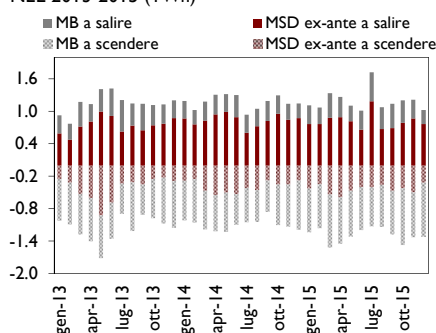
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 4. FABBISOGNO DI MGP E QUOTA DI RINNOVABILI NEL 2013-2015 (TWh e %)



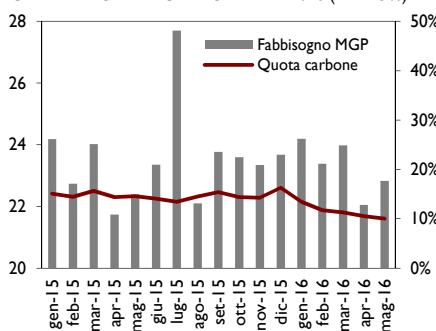
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 5. VOLUMI SU MSD EX-ANTE E MB NEL 2013-2015 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. FABBISOGNO DI MGP E QUOTA DI GENERAZIONE A CARBONE NEL 2016 (TWh e %)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

particolarmente elevata di generazione da rinnovabili intermittenti (che è stata infatti mediamente pari rispettivamente al 28%, al 30% e 29% del fabbisogno MGP nei secondi trimestri degli ultimi tre anni) (Figura 4).

Con la riduzione del numero di impianti programmabili in giri a valle di MGP e MI, Terna deve pertanto fare ricorso a numerose azioni di ridispacciamento su MSD ex ante per garantire la presenza di sufficienti riserve in giri in grado di far fronte a eventuali contingency.

Non a caso sia i volumi a salire, che quelli a scendere di MSD ex-ante degli ultimi tre anni hanno mostrato degli aumenti stagionali proprio nei mesi compresi tra aprile e giugno (Figura 5), con un conseguente aumento della quota della componente *uplift* relativa al dispacciamento negli stessi mesi.

In particolare, relativamente al II trimestre del 2013 questa quota ha raggiunto un picco di 10.18 €/MWh nel mese di giugno, mentre nei secondi trimestri del 2014 e del 2015 gli aumenti stagionali di questa quota sono risultati minori per effetto delle riduzioni della NTC operate da Terna nei weekend e nel 2015 anche per effetto della disciplina speciale di essenzialità introdotta in Sicilia.

Fenomeno del tutto peculiare è stato invece quello di aprile scorso, le cui prime manifestazioni si sono iniziate a intravedere già nei due mesi precedenti. A fronte di un fabbisogno MGP abbastanza contenuto (circa 23 TWh in media) e non molto distante dal carico effettivo sulla rete (anch'esso mediamente pari a circa 23 TWh), tra febbraio e aprile 2016 non soltanto la quota di generazione da rinnovabili intermittenti sul fabbisogno di MGP è risultata abbastanza elevata (26% in media), ma la quota di generazione a carbone su MGP si è di fatto portata ai minimi storici (circa 11% in media contro una media del 15% negli stessi mesi del 2015) (Figura 6).

La particolare localizzazione degli impianti a carbone non dispacciati su MGP in nodi particolari della rete non poteva però che indurre Terna a chiamarli in accensione al minimo tecnico su MSD ex-ante, anche a fronte di prezzi offerti particolarmente elevati. In particolare, ad aprile 2016 a fronte di un PUN di circa 32 €/MWh il prezzo medio ponderato per il servizio di accensione al minimo tecnico su MSD ex-ante è stato pari a circa 192 €/MWh (Figura 7). Ciò spiega l'aumento della componente *uplift* relativa al dispacciamento di aprile 2016 fino a 9.24 €/MWh (con un costo per il sistema di circa 200 milioni di euro, dati i poco meno di 22 TWh di carico effettivo sulla rete) (Figura 8).

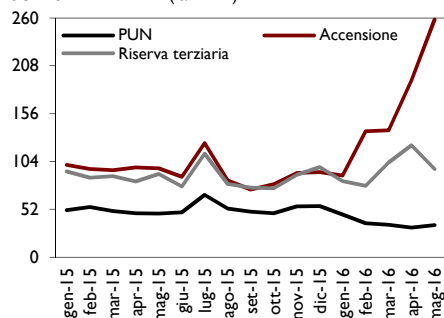
Mentre però in altri momenti passati, valori anche maggiori della componente dispacciamento erano stati compensati o attenuati dalla componente sbilanciamenti, stavolta l'effetto delle due componenti si è sommato, raggiungendo un picco mai osservato anche nella seconda delle due.

Ciò è stato favorito proprio dalle manovre che Terna si è trovata costretta a fare su MSD: infatti, approvvigionando "strutturalmente" una quota di accensione al minimo tecnico dalle centrali a carbone sopraccitate, veniva implicitamente introdotta una distorsione nei segni di sbilanciamento (Newsletter 167). È evidente, se si ricalcolano i segni di sbilanciamento macrozonali nel mese di aprile, quale sia stato l'impatto di una tale contingency: le quantità approvvigionate sulle due centrali a carbone sono state in grado di invertire il segno di sbilanciamento della macrozona Sud per circa il 25% delle ore (Figura 9 e 10).

La macrozona, che sarebbe stata strutturalmente lunga, si è trovata a essere corta in una percentuale molto più rilevante delle ore, impattando anche sul livello degli oneri di sbilanciamento. Se ricordiamo infatti la definizione del meccanismo di *single pricing*, i prezzi di sbilanciamento utilizzati in caso di macrozona lunga sono quelli medi ponderati per i servizi di bilanciamento a scendere, che, avendo un *floor* a zero, assegnano una ridotta penalità agli operatori che sbilanciano la zona, così come un ridotto premio per quelli che attenuano il segno di zona (dato dal differenziale tra il prezzo stesso del MB e il prezzo del MGP).

Al contrario, in zona corta, la penalità, così come il premio, possono potenzialmente assumere valori elevatissimi, dati dal differenziale tra il prezzo dei servizi di bilanciamento a salire e il prezzo del MGP, differenziale che ovviamente può aprirsi molto di più del precedente. È per questo motivo che, a fronte di una prevedibilità tutto sommato non maggiore del segno di sbilanciamento zonale, l'onere di sbilanciamento

FIGURA 7. ANDAMENTO DEI PREZZI A SALIRE SU MSD EX-ANTE (€/MWh)



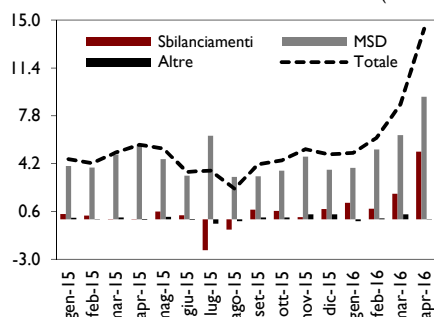
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

ha assunto valori assoluti maggiori e, essendo a svantaggio del sistema, ha aggravato l'*uplift* andando a sommarsi alla componente dispacciamento.

Nel mese di maggio, per cui il dato di *uplift* consuntivo non è ancora disponibile, tali tendenze sembrano confermate, se non addirittura peggiorate: i costi del dispacciamento sono saliti ancora, imputabili principalmente alla centrale a carbone di Brindisi Sud per cui Terna ha speso non meno di 4 milioni di euro al giorno in media sul MSD ex ante. Questo ha contribuito a invertire il segno di sbilanciamento macrozonale in più del 35% delle ore mensili, rendendo molto più frequentemente corta la macrozona Sud, specialmente nelle ore *off-peak*.

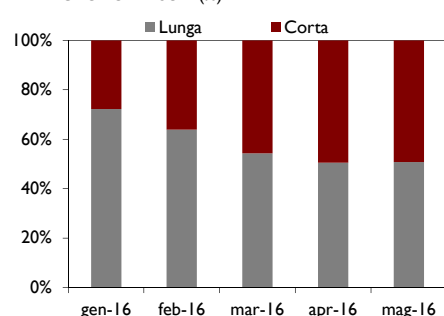
A partire da giugno, la ripresa stagionale, unita all'avvio dell'indagine dell'Autorità, ha attenuato questi *trend*, che però potrebbero sicuramente riproporsi in futuro, se non verranno presi adeguati e tempestivi provvedimenti in materia di dispacciamento, sbilanciamenti ed essenzialità (*Newsletter 201*).

FIGURA 8. ANDAMENTO DELLE COMPONENTI DELL'UPLIFT CONSUNTIVA NEL 2015-2016 (€/MWh)



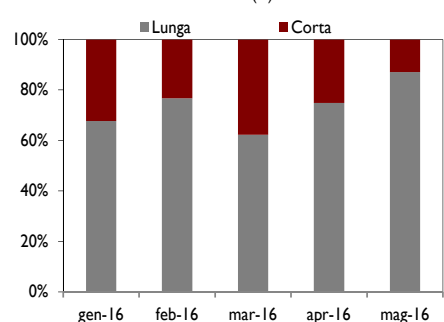
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 9. SEGNI DI SBILANCIAMENTO EFFETTIVI IN MACROZONA SUD (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 10. SEGNI DI SBILANCIAMENTO RICALCOLATI SENZA BRINDISI E FIUMESANTO (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

LA MISURAZIONE E LE NUOVE SFIDE REGOLATORIE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- DCO 288/2016/R/eel
- DCO 267/2016/R/eel
- Delibera 87/2016/R/eel
- Delibera 654/2015/R/eel
- Delibera 595/2014/R/eel

La misura dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete ha assunto, nel nuovo paradigma di mercato caratterizzato da elevata penetrazione delle rinnovabili e responsabilizzazione dei clienti finali, un ruolo sempre più centrale. I tempi sono quindi maturi per una riforma organica del settore. L'Autorità tra gli obiettivi di questo periodo regolatorio si è data quello di promuovere lo sviluppo delle nuove funzionalità lasciando alle imprese regolate (almeno in parte) i rischi tecnologici ed economici legati ad un processo evolutivo che ancora oggi non è del tutto definito né nelle soluzioni ottimali né nelle potenzialità, alcune delle quali oggi solo intuibili. La proposta di riforma del TIME, in via di definizione in questi giorni, pone le basi della riforma sistematizzando la materia, ma numerose questioni rilevanti rimangono aperte, in un mondo in cui il mercato, supportato anche da un recente intervento dell'Autorità Antitrust, esprime esigenze sempre crescenti di qualità e accesso ai dati.

Da gennaio 2015, in occasione dei lavori preparatori per il V periodo di regolazione elettrico, sono iniziati i lavori per definire i principi alla base di un nuovo e più moderno quadro regolatorio per la misura dell'energia elettrica. Tra le principali proposte le più incisive riguardano:

- il miglioramento della qualità e della accessibilità ai dati di misura sia in immissione che in prelievo
- l'introduzione di un nuovo approccio al riconoscimento dei costi, basato sul costo totale (cosiddetto TOTEX), rispetto all'attuale separazione dei costi di capitale e operativi, ritenuto utile per evitare di orientare le imprese verso scelte capital intensive
- la modifica delle responsabilità attinenti al servizio di gestione dei dati in alta o media tensione, necessaria per superare alcuni limiti operativi.

IL TIME NEL COMPLESSO INSIEME DI RIFORME

La pubblicazione del TIME, il testo unico che regola l'attività di misura, per il periodo 2016-2019 (Allegato B deliberazione 654/2015/R/eel), ha rappresentato il punto di avvio delle riforme: pur prevedendone il completamento entro questo luglio, le tematiche ancora aperte sono molte e di elevata complessità, solo alcune delle quali risolte dal nuovo TIME, presentato di recente in versione provvisoria (DCO 288/2016/R/eel). La nuova versione del TIME, infatti, oltre a sistematizzare i diversi testi (ad esempio attraverso la revisione delle definizioni e l'accorpamento, in un unico testo, delle regole per l'energia elettrica prodotta con quelle per la immessa e prelevata), affronta i seguenti aspetti:

- la revisione delle responsabilità della gestione dei dati di misurazione, sebbene ancora provvisoria sulla quale saranno necessarie ulteriori riflessioni
- la frequenza dei dati di misurazione, soprattutto per superare la profilazione piatta per gli impianti fotovoltaici, mentre viene rimandata la decisione sull'opportunità di ampliare la platea dei consumatori con misurazione oraria
- l'introduzione della possibilità di misurare il consumo degli impianti semplici (SEU e SESEU) per l'applicazione delle tariffe legate alla copertura degli oneri generali di sistema. Queste due ultime modifiche richiederanno anche un aggiornamento dei testi TIS¹ e TISSPC².

La riforma del TIME va dunque inserita in un insieme più ampio di provvedimenti e consultazioni.

Un documento molto atteso dall'industria è stato quello con cui sono state chiarite le funzionalità e le performance dei nuovi misuratori di energia elettrica, i cosiddetti smart metering 2G (Delibera 87/2016/R/eel). Le specifiche sono state definite (almeno nelle intenzioni dell'Autorità) in modo da garantire la massima flessibilità delle scelte attuali

¹ Allegato A delibera ARG/elt 107/09: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)".

² Allegato A delibera 578/2013/R: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo".

TABELLA 1. DELIBERE E DCO PUBBLICATI E PREVISTI IN TEMA DI MISURA

Numero	Argomento	Punti essenziali
Allegato A Arg/elt 107/09	TIS	Valido
Allegato A 595/2014/R/eel	Regolazione misura energia elettrica prodotta	Valido
DCO 5/2015/R/eel	Inquadramento generale del V periodo regolatorio	Aumento periodo regolatorio a 6 anni
		Approccio costo totale (Totex)
		modifica responsabilità gestione dati rete AT o MT
DCO 335/2015/R/eel	Approccio TOTEX	In risposta al DCO 5/15
DCO 446/2015/r/EEL	Criteri erogazione NPR	Proposte di modifica del servizio di misura
DCO 544/2015/R/eel	Orientamenti finali V periodo regolatorio	In risposta al DCO 5/15
		Logica TOTEX
		CBA per misuratori 2G
		Responsabilità attività afferenti servizio di misurazione
Allegato B 654/2015/R/eel	TIME 2016-2019	Richiesta di completamento della razionalizzazione del servizio di misura
		Tenere conto degli smart metering di seconda generazione
Allegato A e B 87/2016/R/eel	Misuratori 2G	Funzionalità e performance
DCO 267/2016/R/eel	Riconoscimento costi misuratori 2G	In risposta alla deliberazione 87/16
		Approccio Totex
		Interazioni con strategia Banda Ultra Larga
DCO 288/2016/R/eel	Orientamenti finali riguardanti il TIME	In risposta alla deliberazione 654/15 e 5/15
		Accorpamento 654/15 e 595/14
		Responsabilità attività afferenti servizio di misurazione
Previsto	DCO	Riconoscimento costi misuratori 2G
Previsto	DCO	TIME

Fonte: REF-E

rispetto alle possibili evoluzioni tecnologiche. Rientrano tra queste la possibilità di mettere a disposizione dei clienti e loro designati i dati di misurazione o quella di permettere l'interoperabilità dei 2G con dispositivi di terze parti. La comunicazione tra questi ultimi e i misuratori può dar luogo a un intenso sviluppo dei cosiddetti *in-home device*, ovvero di tutti quei dispositivi che, sfruttando i dati di misura, interagiscono tra di loro per migliorare, in maniera autonoma, la gestione energetica degli utenti finali, con conseguenti benefici sull'efficienza energetica.

Questo tema è stato, peraltro, oggetto di un'indagine dell'Antitrust, rispetto ai servizi di misura effettuati da un'azienda di servizi post-misurazione (Acotel) nei confronti di Enel Distribuzione, che avrebbe abusato della sua posizione dominante nel settore dei servizi di misurazione. Dagli esiti di questa sentenza sono emersi importanti elementi, che potrebbero aiutare l'Autorità nella formulazione dei prossimi orientamenti.

A valle della definizione delle caratteristiche dei 2G, sono state avanzate le proposte specifiche in merito al riconoscimento dei costi dei misuratori (DCO 267/2016/R/eel) che hanno ripreso la discussione attorno al TOTEX.

Riassumendo le questioni che rimangono ancora aperte riguardano:

- il riconoscimento dei costi per l'installazione dei misuratori 2G, con probabile utilizzo del metodo TOTEX
- la responsabilità della gestione dei dati di misura, coinvolgendo il TIME
- la scelta della frequenza dei dati di misura, coinvolgendo il TIME e il TIS
- su quali impianti misurare l'energia immessa e prelevata, coinvolgendo il TIME e il TISSPC.

L'insieme dei DCO e deliberazioni, qui brevemente riassunti (**Tabella 1**), dovranno modificare sostanzialmente l'intero servizio di misurazione. I motivi di un tale cambiamento, non vanno solo letti in un'ottica di maggiore efficienza del servizio, ma devono essere inseriti in un contesto più ampio, che consideri l'evoluzione delle tecnologie e di conseguenza della più generale evoluzione del mercato. Nei prossimi anni, la diffusione capillare della microgenerazione e dei consumatori attivi (cosiddetti *prosumer*), dovrà poter trovare riscontro in un quadro regolamentare chiaro e preciso, che agevoli il loro sviluppo. Al contempo, i misuratori 2G dovrebbero permettere la telelettura avanzata sia dei consumi sia delle produzioni di energia elettrica, permettendo ai gestori della rete di poter gestire al meglio l'energia elettrica presente nella rete.

La disponibilità ai clienti finali di informazioni in tempo reale dei propri consumi, permetterà una maggiore efficienza energetica e lo sviluppo dei dispositivi *in-home devices*. Questo settore, peraltro, presenta grandi connessioni con la strategia della Banda Ultra Larga (BUL) del Governo. L'Autorità ha affrontato anche questo tema (DCO 267/16/R/eel), soprattutto in vista delle possibili interconnessioni tra l'installazione dei misuratori 2G e la posa della fibra ottica, che avrà come protagonista Enel.

La BUL impone l'installazione d'infrastrutture che permetteranno, a tutta la popolazione, un accesso a internet (almeno 30 Mbps). La disponibilità di una rete internet, estesa su tutto il territorio italiano, permetterà l'abilitazione di servizi aggiuntivi, basati sulla possibilità di ottenere, in tempo reale, delle misurazioni.

Cercare di entrare nel dettaglio delle varie modifiche che l'Autorità intende apportare a questo settore non può essere totalmente discusso in questa sede, ma può essere utile descrivere in breve le principali differenze tra il TIME e gli orientamenti finali apparsi nell'ultimo DCO.

IL NUOVO TIME: UN DOCUMENTO UNICO SULLA MISURA

Con il DCO 288/16 l'Autorità ha ripreso il percorso della razionalizzazione del TIME iniziato ormai nel 2015, cercando di tenere in considerazione le diverse osservazioni pervenute dalle imprese distributrici e da Terna. In particolare, le principali modifiche proposte riguardano:

- l'integrazione delle norme che regolano il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con quella prodotta
- la responsabilità della gestione dei dati di misura
- la misura dell'energia elettrica consumata
- il trattamento dei dati di misura.

LA RAZIONALIZZAZIONE DELLE DEFINIZIONI

Le attività di misurazione riguardanti l'energia elettrica immessa e prelevata e l'energia elettrica prodotta sono a oggi regolate separatamente (rispettivamente Delibere 595/14 e 654/15), I due testi, sebbene si occupino dello stesso tema, sono sostanzialmente indipendenti uno dall'altro. Questa separazione, fino ad alcuni anni fa, poteva comunque non rappresentare un problema. Ma il contesto attuale, caratterizzato da microgenerazione capillare su tutto il territorio italiano e presenza di utenti *prosumer*, ha, di fatto, richiesto una modifica dell'attuale scenario regolamentare.

Rispetto all'attuale TIME si propone (**Tabella 2**) un accorpamento delle responsabilità di raccolta e messa a disposizione delle misure e all'introduzione della funzione d'interventi di natura commerciale, che dovrebbe regolare gli interventi sul misuratore necessari a seguito di modifiche contrattuali. La normazione di questa fase è resa necessaria dalle possibilità aperte dai misuratori 2G quale quella di poter disporre ai clienti, ai venditori di energia elettrica e a ulteriori soggetti incaricati dal cliente, dei dati di misura, anche in tempo reale (sebbene senza la validazione degli stessi) attraverso un collegamento tra l'utente e il dispositivo di misura.

Il Nuovo TIME propone anche una sistematizzazione delle definizioni, introducendo un nuovo, unico concetto: il punto di misura, ossia un punto sulla rete elettrica o sull'impianto di utenza cui è associata una misura. Esso sarà distinto in punto di misura effettivo, dove è installato effettivamente il misuratore, e in punto di misura teorico, cioè il punto fisico di una rete elettrica sulla quale dovrebbe essere installato il misuratore. Questo nuovo concetto sarà suddiviso in due principali categorie: il punto di utenza e il punto d'interconnessione (**Figura 1**).

Il punto di misura di utenza sarà ulteriormente distinto in:

- punto di connessione, il quale rileva sia l'energia elettrica prelevata sia l'energia elettrica immessa rispettivamente dei punti di immissione e dei punti di prelievo
- punto di consumo che rileva l'energia elettrica consumata nei casi in cui è necessario ai fini della regolazione vigente
- punto di generazione che rileva l'energia elettrica prodotta nei casi in cui è necessario ai fini della regolazione vigente.

Il punto d'interconnessione rileva infine la misura dell'energia elettrica scambiata tra due differenti reti.

PIÙ RESPONSABILITÀ PER TERNA?

La più controversa e la più dibattuta delle questioni affrontate riguarda le attribuzioni di responsabilità. Il quadro rimane ancora ambiguo, poiché l'Autorità ha modificato, in tre diversi documenti di consultazione³, il proprio orientamento.

L'idea è di passare dalle imprese distributrici a Terna la responsabilità in merito a (**Tabella 3**):

- l'installazione e la manutenzione dei misuratori per i punti di consumo in alta tensione
- la gestione dei dati e le operazioni di natura commerciale (per i servizi regolati)

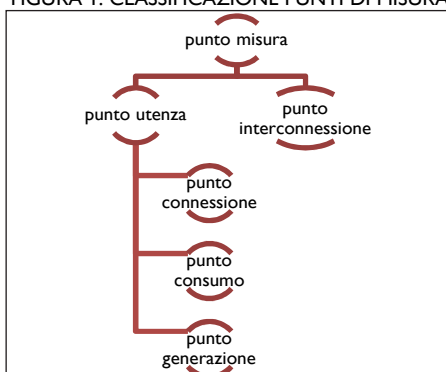
³ 446/2015/R/eel, 544/2015/R/eel, 288/2016/R/eel.

TABELLA 2. FASI DELL'ATTIVITÀ DI MISURA

TIME attuale	Proposte di modifica
Installazione e manutenzione dei misuratori	Installazione e manutenzione
Raccolta delle misure dell'energia elettrica	Gestione dei dati di misura
Validazione, registrazione, messa a disposizione dei dati di misura	
	Interventi di natura commerciale

Fonte: REF-E

FIGURA 1. CLASSIFICAZIONE PUNTI DI MISURA



Fonte: REF-E

per tutti i punti di connessione di utenti in alta e altissima tensione e tra i punti d'interconnessione tra la RTN e la rete di distribuzione⁴.

L'intento è di attribuire una totale responsabilità della gestione della RTN a Terna, superando le diverse criticità che quest'ultima ha riscontrato nel servizio effettuato dalle imprese distributrici. La principale difficoltà riguarderebbe la capacità delle imprese distributrici di garantire un servizio efficiente, troppo oneroso rispetto alle possibilità di molti distributori⁵. La modifica dovrebbe permettere a Terna di avere un totale controllo su tutta la rete in alta tensione, assumendosi la responsabilità delle misure di quantificazione e conguaglio. L'attribuzione, ad un unico attore, di tutte le misure relative alla RTN potrebbe semplificare e velocizzare il sistema di misurazione dei dati, ma rimane poco chiaro come Terna possa migliorare i servizi rispetto alle imprese di distribuzione. L'inclusione di Terna, secondo alcune imprese distributrici, provocherebbe ulteriori intasamenti nel servizio, con prevedibili disagi. Il tema sarà oggetto di successivi approfondimenti per tenere in considerazione sia le opinioni espresse da Terna sia dalle imprese distributrici.

IMPIANTI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

TABELLA 3. RESPONSABILITA' DELLE ATTIVITA' DI MISURA

Punti di consumo				
		Punto connessione	Punto generazione	Punto consumo
Installazione e manutenzione	BT	Distributore	Distributore	Distributore
	MT	Distributore	Produttore	Distributore
	AT	Distributore	Distributore	Gestore di rete
Gestione dati e natura commerciale	BT	Distributore	Distributore	Distributore
	MT	Distributore	Distributore	Distributore
	AT	Terna	Terna	Terna
Punti di immissione				
Installazione e manutenzione	BT	Distributore	Distributore	Distributore
	MT	Produttore	Produttore	Produttore
	AT	Produttore	Produttore	Produttore
Gestione dati e natura commerciale	BT	Distributore	Distributore	Distributore
	MT	Distributore	Distributore	Distributore
	AT	Terna	Terna	Terna
Punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione				
Installazione e manutenzione		Distributore		
Gestione dati e natura commerciale		Terna		

Fonte: REF-E

Le attuali norme richiedono il pagamento di una quota degli oneri generali di sistema anche sull'energia autoconsumata da parte dei proprietari dei sistemi semplici (SEU e SESEU). Nel caso degli impianti connessi alle reti elettriche di alta, altissima e di media tensione - se nella titolarità di aziende ad alto consumo energetico- la presenza dei misuratori consente il calcolo dell'energia effettivamente autoconsumata. Nei casi di impianti collegati a reti elettriche di bassa e media tensione, per i quali non esiste un sistema di misurazione separato tra produzione e consumo⁶, l'Autorità ha deciso di ricorrere a una misura forfettaria. Il problema, in quest'ultimo caso, è che vi è solo una misurazione netta dell'energia elettrica, mentre sarebbe necessario, sia a fini tariffari descritti che a fini operativi, avere una misurazione sia dell'immissione sia del prelievo. Per superare tale problema, l'Autorità prevede che i gestori delle reti, responsabili della gestione dei dati, dovranno misurare, dal 2017, anche i dati di consumo. Con l'introduzione di un sistema di misurazione, l'Autorità intende superare questa criticità, almeno per gli impianti di produzione superiore ai 20 kW. Questa novità comporterà anche una modifica del TISSPC.

FREQUENZA DEI DATI DI MISURA

Il TIS prevede attualmente che i dati di misura oraria siano applicati esclusivamente ai punti di prelievo e ai punti d'immissione con potenza disponibile maggiore a 55 kW, mentre nei restanti casi si utilizza una profilazione per fasce. Terna ha riscontrato che alcune profilazioni, come ad esempio quelle per gli impianti fotovoltaici, stimino in modo errato le misurazioni. S'ipotizza, quindi, di espandere il profilo orario a tutti i punti di misura degli utenti non domestici e ai domestici proprietari d'impianti di generazione. La misurazione oraria per i domestici è possibile solo in caso di presenza dei nuovi misuratori 2G. Dunque l'obbligo di misurazione oraria implicherebbe anche quello di installazione del nuovo misuratore non solo in caso di fine vita utile del vecchio (come emerge dal DCO 267/2016/R/eel) ma anche a altri. Tale obbligo dovrebbe essere oggetto di attente analisi costi-benefici, come richiesto anche dalla direttiva europea⁷. Questa modifica dovrebbe comportare inoltre anche a un coordinamento con il TIS, entrato in vigore nel gennaio del 2016.

L'ANTITRUST SUPERA LA REGOLAZIONE

Recentemente, il tema della misurazione dell'energia elettrica e degli *smart metering*

⁴ Va segnalato che già nel TIME attuale, la gestione è attribuita a Terna, ma viene derogata, fino a fine 2016 alle imprese distributrici.

⁵ Le difficoltà riscontrate da Terna sono descritte nell'allegato A deliberazione 413/2015/E/eel: "Resoconto dell'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica avviata con la deliberazione 475/2013/E/eel".

⁶ In realtà la misurazione esiste ai fini della riscossione delle accise, ma questi misuratori non rientrano nel perimetro regolatorio dell'Autorità.

⁷ Direttiva 2009/72/CE.

è stato oggetto di una sentenza dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato (AGCM)⁸, riguardante un possibile abuso di posizione dominante da parte di Enel Distribuzione nei confronti di Acotel, operante nel settore dei servizi post-misura. Quest'azienda si occupa, attraverso l'utilizzo di un dispositivo in grado di leggere gli impulsi led del contatore (cosiddetto General Pulse Meter o GPM), di inviare i dati di consumo rielaborati all'utente finale (principalmente cliente business o multi-sito). Secondo Acotel, Enel Distribuzione avrebbe, in diverse occasioni, ostacolato i servizi offerti alla propria clientela, distaccando i dispositivi GPM, rendendo i misuratori inaccessibili, poiché installati in quadri di alloggiamento sigillati, e rifiutando ad Acotel il know-how necessario per rilevare la lettura del contatore attraverso la linea elettrica, senza l'utilizzo del conta-impulsi (i cosiddetti in-home device o IHD⁹). Questi fattori avrebbero dato luogo a un abuso di potere da parte di Enel Distribuzione, garantendogli il monopolio dei servizi di misurazione. Dall'esito dell'indagine, che si è chiusa con l'assunzione di alcuni impegni da parte di Enel Distribuzione, emergono importanti sviluppi riguardanti i servizi di misurazione, che potrebbero avere una certa influenza sulla futura regolamentazione. Dalla vicenda appare chiara l'importanza della messa a disposizione del titolare, o del soggetto da questo delegato, dei dati del misuratore, ed in particolar modo degli impulsi metrologici, che sono fondamentali per lo sviluppo dei servizi post-misuratore. Tra i diversi impegni che Enel ha assunto, vi è quello di installare una scheda di Emettitori Segnali (ES) che permette di inviare gli impulsi metrologici del contatore sia al titolare del misuratore, sia ai soggetti delegati da questi ultimi. Questa scheda dovrà essere messa a disposizione del cliente a titolo gratuito, in occasione delle verifiche che il distributore compie sul sito, oppure a pagamento, se il servizio è richiesto dal titolare. Inoltre, Enel Distribuzione metterà a disposizione dei clienti e ai fornitori di servizi un apposito modulo, chiamato Original Equipment Manufacturer (OEM), che consentirà l'integrazione dei dispositivi IHD, permettendo alle aziende come Acotel di poter disporre dei dati senza dover installare ulteriori apparecchiature sul misuratore, sfruttando solamente la linea elettrica. Per Enel l'impegno principale è di dover garantire l'applicazione delle medesime condizioni a tutte le imprese non appartenenti al gruppo Enel, in maniera particolare per la messa a disposizione del dispositivo OEM, indispensabile per lo sviluppo dei dispositivi *in-home device*. Questi impegni rappresentano una forte novità rispetto sia al TIME sia agli orientamenti finali previsti dall'Autorità, sebbene questi stessi argomenti siano stati affrontati nella delibera sulle caratteristiche dei misuratori 2G¹⁰. Fino a oggi il TIME prevedeva che l'impresa distributrice rendesse disponibile esclusivamente al soggetto titolare del punto di misurazione l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni del contatore. Dagli orientamenti finali del DCO 288/16, invece, traspare la volontà dell'Autorità di voler consentire a parti terze, se delegate dai titolari, la disponibilità delle rilevazioni e delle registrazioni. Questo rappresenta un primo passo in avanti nella disposizione dei dati di misura, ma sicuramente non sufficiente rispetto alla velocità con la quale si sta muovendo il mercato, soprattutto dopo gli impegni presi da Enel. Infatti, la disposizione delle rilevazioni, richieste dal TIME, alle aziende operanti nei servizi post-misura risulterebbe inadeguato per i servizi che queste offrono ai propri clienti. Queste rilevazioni e registrazioni, per essere sfruttabili, devono essere messe a disposizione in maniera istantanea, come succede con la lettura degli impulsi metrologici. Grazie a questi ultimi, infatti, ricostruire il profilo orario e renderlo disponibile all'utente finale è possibile, e può aprire ad una infinità di opportunità. La disposizione dei dati in tempo reale e il collegamento dei misuratori con dispositivi di terze parti è comunque una delle caratteristiche fondamentali dei nuovi 2G, sebbene gli orientamenti finali del TIME sembrino, per ora, non essere adatti al loro totale recepimento. In questo senso gli impegni sono andati oltre la regolamentazione vigente, dovendo, Enel, disporre, a favore delle imprese di post-misura, sia degli impulsi metrologici sia del modulo che consentirebbe la rilevazione dei dati senza l'ulteriore installazione del conta-impulsi e senza dover attendere l'installazione dei 2G. Gli impegni, peraltro, hanno sostanzialmente confermato anche per il servizio di energia elettrica quanto era già attivo per il settore gas, ossia di mettere a disposizione agli utenti finali gli impulsi metrologici¹¹. La messa a disposizione di questi ultimi è fondamentale per lo sviluppo dei servizi post-misura.

⁸ A486 - Contatori intelligenti: istruttoria Antitrust su ipotesi Enel-abuso di posizione dominante.

⁹ I dispositivi *in-home device* sono apparecchiature che leggono gli impulsi del contatore attraverso la linea elettrica, senza l'aiuto del led. In questa maniera i dispositivi collegati possono rielaborare i dati della misurazione.

¹⁰ Delibera 87/2016/R/eel: "Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102".

¹¹ Allegato A delibera ARG/gas 155/08 Articolo 8, comma I.

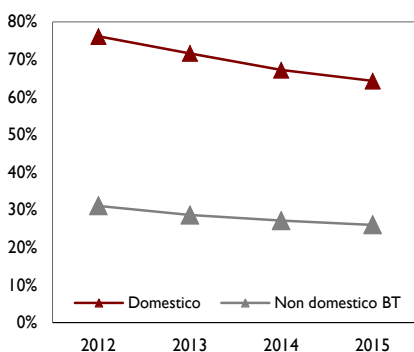
NASCE LA TUTELA SIMILE PER FAVORIRE LA LIBERALIZZAZIONE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 369/2016/R/eel

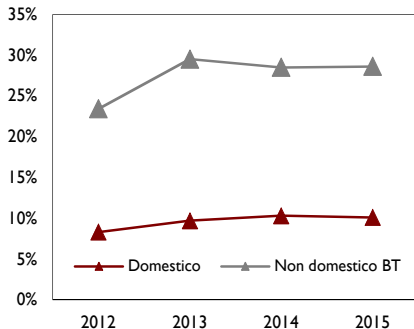
Mentre il Senato discute sulla fine delle tutele di prezzo, l'Autorità interviene nel processo di transizione verso questo obiettivo. La principale novità consiste nell'introduzione della Tutela Simile, uno strumento volontario di negoziazione assistita che dovrebbe stimolare i consumatori elettrici ancora in maggior tutela ad affacciarsi sul mercato libero, attraverso un incentivo economico, la comparabilità del prezzo con la tariffa di maggior tutela e la selezione di fornitori affidabili. Il meccanismo sarà centralizzato in un sito gestito da Acquirente Unico, che svolgerà anche opera di monitoraggio. Il successo del meccanismo però dipenderà dal grado di promozione presso i clienti finali, che è in larga parte affidato alle associazioni di consumatori e clienti finali, le quali saranno remunerate per questo ruolo di facilitatori attraverso un meccanismo ancora poco chiaro. Invece, gli interventi necessari alla trasformazione della maggior tutela da meccanismo di tutela di prezzo a istituto di garanzia del servizio universale sono rimandati a successivo provvedimento; in proposito sembra che i tempi non siano ancora maturi per il passaggio dalla definizione dei costi di approvvigionamento ex ante alla definizione ex post.

FIGURA 1. PESO VOLUMI SERVITI IN MT



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

FIGURA 2. TASSO DI SWITCHING*



* Cambio di fornitore almeno una volta nell'anno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

Il servizio di maggior tutela (MT) nel settore elettrico garantisce oggi in Italia la continuità del servizio di fornitura e la tutela di prezzo ai consumatori domestici e ai piccoli consumatori non domestici. La tutela di prezzo, che consiste nella definizione da parte dell'Autorità¹ di prezzi di riferimento che rispecchiano i costi effettivi del servizio, è coerente con la disciplina comunitaria sulla liberalizzazione del mercato elettrico in quanto ha carattere transitorio. Tenuto conto della temporaneità di tale regime, il legislatore sta cercando di definire un processo certo per il suo completo superamento: il regime di MT, nella sua forma attuale, dovrebbe cessare di esistere nel corso del 2018, secondo quanto contenuto nel DdL Concorrenza in discussione al Senato. Tuttavia i tempi di approvazione e i contenuti del DdL sono ancora incerti². A complemento dell'intervento normativo, l'Autorità sta portando avanti un'ampia opera di riforma del quadro regolatorio e di introduzione di nuovi strumenti volti a facilitare il completamento del processo di liberalizzazione.

Nonostante i volumi di energia fornita in MT si siano progressivamente ridotti nel tempo, nel 2015 era ancora fornito in maggior tutela il 64% dell'elettricità consumata in ambito domestico e il 26% di quella consumata da punti di prelievo non domestico allacciati in bassa tensione (Figura 1). D'altra parte il tasso di *switching*, che fornisce un'indicazione del grado di maturità del mercato, si è stabilizzato nell'ultimo biennio poco sopra il 10% nel settore domestico e intorno al 28.5% tra i clienti non domestici allacciati in bassa tensione (Figura 2).

RIFORMA DELLA MAGGIOR TUTELA E TUTELA SIMILE

La graduale uscita dei clienti finali dalla MT dovrebbe essere realizzata promuovendo un ruolo attivo dei consumatori finali, attraverso un grado sempre maggiore di capacitazione, e una concorrenza tra i fornitori, evitando il mero passaggio dei clienti da un esercente la maggior tutela alla società di vendita ad esso collegata. Al fine di favorire questo processo, l'Autorità introduce transitoriamente un ambiente di negoziazione sorvegliato, la c.d. Tutela Simile (TS), a cui possono aderire volontariamente i fornitori e i clienti finali; i primi sono facilitati nell'incontro con nuovi clienti finali, i secondi possono ottenere condizioni economiche più vantaggiose rispetto alla maggior tutela da parte di fornitori per i quali sono riconosciute garanzie di affidabilità. Con la progressiva fuoriuscita dei clienti, la MT dovrebbe trasformarsi in mero istituto di garanzia del servizio universale, perdendo il ruolo di regime di tutela del prezzo.

La delibera 369/2016/R/eel definisce la disciplina di massima della nuova TS, mentre la riforma delle condizioni contrattuali ed economiche della MT è rimandata a un provvedimento successivo. Nella consultazione che ha preceduto la delibera, le proposte di riforma della MT erano inizialmente concentrate sul passaggio da una definizione ex ante dei costi di approvvigionamento (quindi sulla base di dati stimati) a una definizione ex post (quindi sulla base di dati effettivi e di conseguenza maggiormente rispondente

¹ Autorità per l'Energia Elettrica il gas e il Sistema Idrico.

² Il DdL aveva ricevuto una prima approvazione dalla Camera, ma, date le modifiche sostanziali che sembra siano apportate dal Senato, dovrebbe richiedere un nuovo passaggio alla Camera prima di diventare legge.

ai costi effettivi del servizio). Questo cambiamento rischia tuttavia di comportare ingenti oneri in termini di gestione della fatturazione in capo alle società di vendita, soprattutto se coinvolge l'intera platea dei consumatori domestici, e sembrerebbe al momento accantonato dall'Autorità. Nel più recente DCO³, l'Autorità si limita infatti a proporre di modificare la disciplina in modo da definire i costi di approvvigionamento della materia prima sui soli risultati MGP ed effettuare una stima dei costi di Acquirente Unico (AU) non più per l'intero anno solare, ma trimestre per trimestre.

TUTELA SIMILE: IL DISEGNO DEL MECCANISMO

CLIENTI E FORNITORI

La TS è disegnata dall'Autorità come un meccanismo volontario centralizzato gestito da AU che favorisce l'incontro tra clienti e fornitori dal 1 gennaio 2017 fino al superamento, per legge, della MT. Possono partecipare al meccanismo tutti i clienti serviti in MT, oltre ai clienti aventi diritto alla MT in caso di voltura o attivazione di un nuovo punto di prelievo. L'esclusione dei clienti che abbiano già scelto un fornitore sul mercato libero è coerente con la finalità della TS, che non consiste nell'aggiungere un'ulteriore offerta a quelle già presenti sul mercato libero, ma nel favorire la progressiva uscita dalla MT dei clienti attraverso la creazione di un contesto garantito.

Lato offerta, possono partecipare alla TS tutti i fornitori ammessi da AU sulla base di una serie di requisiti di solidità economico-finanziaria, onorabilità e di natura operativa. In particolare, la solidità economico-finanziaria è valutata sulla base dei rapporti con Terna: è richiesto che il venditore (o l'utente del dispacciamento che rifornisce il venditore) abbia versato l'intera garanzia per il servizio di dispacciamento 2017 e che il ritardo medio di pagamento delle fatture per il servizio di dispacciamento sia limitato a tre giorni nel corso degli ultimi quattro mesi. Altri indici inizialmente proposti in fase di consultazione, quali quello relativo alla reclusione, sono invece stati ritenuti fuorvianti in quanto almeno in parte dipendenti da fattori esogeni al campo di azione dei fornitori. Per quanto riguarda le caratteristiche di natura operativa, attenzione è posta alla taglia del venditore, che deve essere in grado di allargare in un periodo di tempo limitato il numero dei clienti da lui serviti. Il fornitore che intende aderire alla TS, al 30 settembre 2016, deve quindi servire (come esercente la MT o sul mercato libero) almeno 50,000 clienti finali nel settore elettrico aventi diritto alla MT o almeno 100,000 clienti finali nei settori elettrico o gas aventi diritto ai rispettivi servizi di tutela. Tutti i requisiti richiesti ai fornitori in fase di ammissione devono esser mantenuti per tutto il periodo di erogazione del servizio; spetta all'AU vigilare sul rispetto delle condizioni ed eventualmente escludere i fornitori inadempienti, informandone l'Autorità.

LE OFFERTE

Al fine di favorire la comparabilità delle offerte, i fornitori sono obbligati a proporre nell'ambito della TS offerte caratterizzate da una struttura di prezzo e condizioni contrattuali standard predefinite dall'Autorità. L'offerta infatti consiste in uno sconto rispetto alle condizioni di MT, in modo che il consumatore possa agevolmente effettuare una comparazione con i prezzi che per lui costituiscono il riferimento principale e cogliere il vantaggio derivante dall'abbandono del meccanismo di MT. Coerentemente con il principio di comparabilità, non è prevista la possibilità di offrire servizi aggiuntivi alla fornitura di elettricità. Inoltre, data la natura transitoria della TS, le offerte hanno durata limitata a un anno; l'idea è infatti che il cliente sia accompagnato nell'uscita dalla MT, stimolando al contempo alla scelta attiva e consapevole di un fornitore sul mercato libero.

La scelta dell'Autorità di semplificazione della struttura delle offerte di TS (durata predefinita, divieto di proporre prodotti e servizi aggiuntivi e, come si vedrà più avanti, standardizzazione della struttura di sconto) va in una direzione opposta a quella indicata recentemente dall'Antitrust inglese, che ha ritenuto che vincoli eccessivi sulle offerte di vendita abbiano l'effetto negativo di ridurre le possibilità di scelta per il consumatore (**Box**). Tuttavia, tale direzione può essere ritenuta giustificabile se applicata al solo contesto di TS, che svolge la funzione di introdurre i consumatori, limitatamente ad una prima fase, in un mercato complesso e plurale (mentre in Gran Bretagna la semplificazione è stata imposta a tutte le offerte sul mercato libero).

³ DCO 75/2016/R/eel.

Tuttavia, dal disegno del meccanismo dell'Autorità emerge il rischio che le offerte in MT e in TS non siano in realtà del tutto comparabili come promesso dall'Autorità. La delibera apre infatti alla possibilità che il corrispettivo tariffario PCV a copertura dei costi di commercializzazione dei venditori sia differenziato tra i 2 regimi, per tenere eventualmente conto dei maggiori costi in capo al fornitore in TS rispetto all'esercente la MT. L'introduzione del corrispettivo PCR a copertura dei rischi connessi all'approvvigionamento sul mercato all'ingrosso, riconosciuto ai fornitori in TS in aggiunta ai costi riconosciuti ad AU, è invece compensato dalla non applicazione, ai clienti in TS, del corrispettivo PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica in MT. L'Autorità stabilisce infatti che il corrispettivo PPE 2017 sia posto pari a PCR.

L'ammontare dello sconto applicato in TS rispetto al prezzo di MT è scelto liberamente da ciascun fornitore in fase di ammissione al meccanismo (entro l'11 novembre 2016), ma non può essere modificato per tutto il periodo di vigenza del meccanismo (ossia fino al superamento definitivo della MT), quindi per un periodo di tempo potenzialmente anche piuttosto lungo, soprattutto se le tempistiche previste dal DdL Concorrenza saranno prorogate. Lo sconto inoltre deve obbligatoriamente essere definito dal fornitore in €/punto di prelievo e deve consistere in una misura una tantum, a riduzione dell'importo della prima fattura. La modalità una tantum è stata ritenuta preferibile rispetto ad altre opzioni (ad esempio pro die) in quanto fornisce un segnale di risparmio più forte ai consumatori, incentivando all'uscita dalla MT. Tuttavia, rischia di mettere in una situazione di debolezza il venditore a fronte di comportamenti opportunistici dei clienti, che potrebbero aderire alla TS al solo fine di beneficiare dello sconto iniziale, recedendo in breve tempo dal contratto, o potrebbero successivamente risultare inadempienti al pagamento. La possibilità per il fornitore di richiedere la restituzione pro quota del bonus una tantum in caso di recesso anticipato del cliente finale sembra una soluzione debole a fronte di comportamenti morosi e potrebbe di conseguenza influire negativamente sull'ammontare del bonus offerto. Occorre a questo proposito considerare che, in caso di sconti ridotti, in presenza di una differenziazione del livello della PCV tra TS e MT, il vantaggio per il consumatore che aderisce alla TS potrebbe essere sostanzialmente nullo o, nei casi più estremi, potrebbe trasformarsi in un aggravio di costi rispetto alla MT.

Data la funzione di accompagnamento all'uscita dalla MT, la TS ha una durata limitata tassativamente a un anno, senza possibilità di rinnovo automatico o di proroga. Il comportamento attivo del consumatore di ricerca di un nuovo contratto di fornitura sul mercato libero viene stimolato da apposite comunicazioni del venditore di TS in prossimità della scadenza della fornitura. Allo stesso tempo, però, viene disincentivato il comportamento attivo durante l'anno di fornitura del servizio, in quanto, in caso di recesso anticipato, il consumatore deve restituire parte dello sconto ricevuto all'inizio.

In caso di inerzia del consumatore alla scadenza del contratto, l'Autorità intende evitare che il consumatore, che ha fatto un primo passo verso il mercato libero aderendo alla TS, ritorni automaticamente in MT, sostenendo tra l'altro condizioni economiche peggiorative. Al termine della TS è quindi previsto che il cliente che non compie una scelta attiva rimanga automaticamente con il suo fornitore di TS, il quale applica le condizioni contrattuali ed economiche da lui previste sul mercato libero, secondo una struttura standard definita dall'Autorità (di cui l'Autorità dovrà necessariamente fornire una disciplina di dettaglio prima che trovi applicazione). Tuttavia, imposizioni analoghe di applicazione di strutture tariffarie standard nel mercato elettrico *retail* sono state recentemente bocciate dall'Antitrust inglese (**Box**). D'altra parte, l'imposizione di una struttura standard potrebbe di per sé non essere sufficiente a garantire i consumatori dalla non applicazione di condizioni peggiorative da parte dei propri fornitori, se non affiancata da un'adeguata campagna di comunicazione.

IL TETTO INDIVIDUALE

La TS rappresenta quindi un indubbio vantaggio per i fornitori che, una volta acquisito un nuovo cliente grazie allo sconto una tantum rispetto alle condizioni di MT, hanno gli strumenti, in particolare grazie alle regole relative ai consumatori inattivi alla scadenza del servizio, per consolidare il nuovo rapporto di fornitura. Per evitare che la TS porti di fatto a una redistribuzione dei clienti finali in favore dei venditori di maggiore dimensione, presumibilmente in grado più degli altri di offrire sconti maggiori, e stimolare invece la pluralità del mercato, l'Autorità ha introdotto un tetto massimo di

clienti che ciascun fornitore può servire nell'ambito della TS, pari a 500,000 punti di prelievo (livello che potrà essere rivisto al rialzo dall'Autorità tenuto conto del grado di adesioni da parte dei consumatori). I fornitori, in fase di richiesta di ammissione alla TS, potranno indicare anche un tetto individuale minore, in ogni caso sulla base di questa norma ad essi è consentito incrementare i punti di prelievo serviti (aventi diritto alla maggior tutela) fino a 10 volte rispetto alle dimensioni attuali⁴, con il rischio, in caso di successo del meccanismo, di elevati stress nella gestione del portafoglio clienti.

IL SITO CENTRALE

Il servizio di TS potrà essere attivato esclusivamente via *web*, una scelta dell'Autorità che sancisce la volontà di superare i canali commerciali tradizionali. Di fatto vengono quindi esclusi a priori dalla TS i consumatori che non hanno accesso o hanno accesso limitato al *web*, i quali probabilmente corrispondono alla classe di consumatori maggiormente passivi, in quanto dispongono di meno strumenti per l'analisi e la comparabilità delle offerte.

Il sito *web* realizzato e gestito da AU svolge un ruolo chiave nel meccanismo, data la scelta dell'Autorità di optare per un disegno centralizzato: la conclusione del contratto di TS può avvenire infatti esclusivamente attraverso l'interazione con il Sito Centrale. La centralizzazione del meccanismo risponde all'esigenza di evitare confusione tra l'offerta di TS e le altre offerte a mercato dei fornitori, favorire la comparabilità delle offerte in un contesto neutrale e istituzionalizzato e offrire garanzie sul meccanismo e sui soggetti coinvolti. In particolare, il Sito Centrale opera nella fase precontrattuale della TS. Esso fornisce al cliente finale informazioni sulla TS e l'elenco di tutti i fornitori ammessi al meccanismo, con i relativi sconti rispetto alle condizioni di MT e il numero di clienti servibili da ciascuno, al fine dell'analisi comparativa delle offerte. Nel caso il cliente manifesti l'interesse a sottoscrivere il contratto di TS con un fornitore, il sito rilascia un codice di prenotazione valido 15 giorni.

L'intervento del fornitore si inserisce a monte (promozione) e a valle (conclusione del contratto), ma in entrambe le fasi la sua libertà di azione è dettagliatamente normata, al fine di distinguere il più chiaramente possibile le offerte di TS dalle altre proposte. Ad esempio, norme specifiche sono previste in caso di promozione da parte dei fornitori di offerte di TS tramite propri *call center*. Per quanto riguarda la conclusione del contratto, essa avviene su una piattaforma *web* predisposta dal fornitore ed esclusivamente dedicata alla TS, a cui è possibile accedere esclusivamente attraverso il Sito Centrale gestito da AU da parte dei clienti che hanno ricevuto il codice di prenotazione. La conclusione deve realizzarsi nell'arco di un massimo di 15 giorni, un tempo ritenuto ragionevole sia per evitare che i clienti prenotati "occupino" troppo a lungo la capacità del fornitore fissata attraverso il tetto individuale, sia per consentire ai fornitori di valutare l'opportunità di rifiutare il cliente.

IL RUOLO DELLE ASSOCIAZIONI

L'impianto generale della TS sembra in generale bilanciato nel sostenere le esigenze sia lato domanda che lato offerta nella fase di transizione verso la completa liberalizzazione. Tuttavia, la garanzia derivante dall'istituzionalizzazione del meccanismo non sembra un fattore sufficiente a spingere i clienti ancora in MT, quindi i più passivi tra gli aventi diritto alla MT, ad affacciarsi sul mercato libero. Il successo della TS dipenderà piuttosto dall'attività di promozione del meccanismo presso i consumatori finali in MT. Né la promozione da parte dei fornitori, soggetta a numerose limitazioni, né le comunicazioni (ancora da definire nella forma e nella sostanza) a carico degli esercenti la MT potrebbero però rivelarsi adeguati a sostenere la diffusione della TS. L'Autorità affida piuttosto la promozione, e quindi di fatto il successo, del nuovo meccanismo a soggetti terzi, ossia alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese.

Le associazioni accreditate da AU⁵ sono tenute a svolgere il ruolo di facilitatori, promuovendo la TS attraverso canali propri e indirizzando i consumatori finali interessati a sottoscrivere il contratto di TS sul Sito Centrale. Per ciascun contratto concluso grazie al loro intervento hanno diritto a un corrispettivo. L'Autorità deve ancora definire sia il livello, sia le modalità di copertura del corrispettivo, ma ha già specificato che questo non potrà essere a carico del consumatore finale; presumibilmente, pertanto, sarà posto

⁴ Nel caso di un fornitore che si collochi sulla soglia minima di 50,000 punti di prelievo attualmente serviti.

⁵ L'elenco sarà reso disponibile sul Sito Centrale.

a carico dei fornitori di TS, che di fatto ne terranno conto nella definizione del livello di sconto.

In Italia quindi il ruolo delle associazioni, nell'ambito della TS, di meri facilitatori non va confuso con quello dei gruppi di acquisto. Secondo le regole stabilite dall'Autorità le associazioni non possono infatti svolgere il ruolo di negoziatori, contrattando con uno o più fornitori uno sconto ulteriore a quello già proposto dai fornitori sul Sito Centrale (come invece inizialmente proposto in fase di consultazione); ne consegue che il corrispettivo dovrà necessariamente essere a carico di tutti i fornitori di TS. Inoltre, in Italia il livello del corrispettivo dovrà tenere conto dei costi dell'attività di promozione svolta dalle associazioni che non si conclude con la stipula del contratto. Il rischio è che, se il corrispettivo sarà elevato al fine di sostenere un'ampia campagna di promozione, questo si ripercuota sull'ammontare dello sconto offerto dai fornitori; per contro, se il corrispettivo sarà contenuto, l'attività di promozione potrebbe non essere sufficiente a garantire il successo della TS.

CONCLUSIONI

In conclusione, i consumatori dovrebbero essere spinti ad aderire alla TS soprattutto dalle condizioni economiche offerte, migliorative rispetto a quelle loro applicate nell'ambito della MT e con queste facilmente confrontabili. Sicuramente l'ammontare dello sconto offerto sarà centrale nel vincere l'inerzia dei consumatori al cambiamento, e in questo senso l'erogazione dello sconto interamente sulla prima bolletta può avere maggiore efficacia persuasiva. D'altra parte, la durata limitata del contratto potrebbe generare apprensione tra i consumatori, soprattutto quelli meno propensi a un comportamento attivo.

Lato fornitori, la rigidità nella struttura dell'offerta e nelle condizioni commerciali (livello di prezzo riferimento, modalità di erogazione dello sconto, divieto di erogare servizi aggiuntivi), oltre che nelle modalità di promozione (rigida distinzione tra i canali destinati alle offerte di TS e quelle dedicate alle offerte sul mercato libero), potrebbe scoraggiare dalla partecipazione al nuovo meccanismo, anche se l'Autorità sembra intenzionata a tenere conto dei costi specifici di commercializzazione dei fornitori in TS rispetto agli esercenti la MT. Inoltre, il margine di manovra nel definire lo sconto sembra limitato dall'imposizione di un corrispettivo a carico dei fornitori a favore delle associazioni. Tuttavia, la durata limitata del contratto di TS, e in particolare le regole da applicarsi a fine contratto ai consumatori passivi, possono determinare un importante vantaggio competitivo per i fornitori che hanno avuto successo nel sottoscrivere i contratti di TS.

BOX - GRAN BRETAGNA: L'ANTITRUST CHIEDE AL REGOLATORE DI CORREGGERE LA RIFORMA DEI MERCATI RETAIL

In Gran Bretagna i mercati al dettaglio di energia elettrica e gas sono liberalizzati da circa tre decenni, ma l'obiettivo della concorrenza non è stato raggiunto appieno: il livello di coinvolgimento dei clienti è basso, e le analisi della *Competition and Markets Authority* (CMA) rivelano un forte potere di mercato dei fornitori, che si trovano nella condizione di poter discriminare i clienti inattivi. I clienti sono prevalentemente serviti con tariffe di *default*, mediamente più alte delle offerte alternative. Le indagini sui clienti mostrano scarsa consapevolezza sulle opportunità di negoziazione delle condizioni economiche e di cambio di fornitore, e segnalano perciò tempi lunghissimi di permanenza con lo stesso fornitore.

La CMA ha recentemente concluso un'indagine sui mercati dell'energia¹, in esito a cui ha formulato alcune raccomandazioni molto pesanti sulla regolazione dei mercati *retail*. Le più importanti si pongono in contrasto con le decisioni che l'Autorità per l'energia, OFGEM, ha preso nel 2013 nell'ambito di una riforma dei mercati al dettaglio. Questa si è fondata su tre pilastri:

- semplicità delle offerte per favorire la scelta dei clienti
- chiarezza delle informazioni sulle condizioni economiche, in fase di negoziazione e fatturazione/comunicazione periodica
- equità di trattamento dei clienti, attraverso il rafforzamento delle regole di condotta commerciale per i fornitori.

L'Antitrust ha criticato in particolare le principali misure che costituiscono il primo asse di intervento, ossia una regola che impone una struttura standard per tutte le tariffe offerte dai fornitori, una norma che limita a quattro il numero di offerte praticabili da ciascun fornitore e una che pone limiti agli sconti praticabili dai venditori. Le suddette regole, disegnate per semplificare e favorire la confrontabilità delle offerte, restringono eccessivamente, secondo la CMA, la discrezionalità del fornitore e il ventaglio di scelte disponibili per il cliente. L'argomentazione di fondo è legata all'omogeneità dei prodotti elettricità e gas, per cui la concorrenza si gioca essenzialmente sul prezzo, e l'innovatività trova sbocco essenzialmente nel disegno di un'ampia gamma di strutture tariffarie. Inoltre, l'esperienza della riforma della regolazione dei mercati al dettaglio ha dimostrato come, a fronte di un trascurabile miglioramento del *engagement* dei clienti, numerosi consumatori abbiano subito un peggioramento delle condizioni economiche a seguito dell'eliminazione di offerte innovative e della riduzione della gamma di sconti offerti. Le prospettive future sono quelle che più preoccupano la CMA: le restrizioni alla formulazione di un'ampia gamma di offerte può limitare i benefici conseguibili dallo sfruttamento dei principali strumenti di coinvolgimento dei clienti, ossia il contatore intelligente e la possibilità di effettuare azioni di *demand-response*, la cui diffusione su larga scala è prevista nel breve-medio termine.

Tutte le suddette considerazioni hanno spinto l'Antitrust a raccomandare la rimozione delle regole di semplificazione introdotte nel 2013, e l'adozione di uno stile regolatorio più basato su principi che su regole tassative.

Un altro importante aspetto su cui la CMA interviene riguarda gli intermediari tra fornitori e clienti, ai quali evidentemente è riconosciuto un ruolo cruciale nel favorire la partecipazione attiva dei consumatori al mercato. L'attenzione è soprattutto rivolta ai siti di confronto di prezzi, per cui l'Antitrust prevede un ruolo più attivo di negoziazione con il fornitore, che sarà favorito dalla rimozione del vincolo al numero di offerte, e per cui chiede, sempre al Regolatore, di alleggerire le regole che attualmente impongono il confronto *whole-of-the-market*, ossia la copertura di tutte le offerte disponibili, e di permettere l'accesso più ampio ai dati dei clienti, ad esempio per poter fornire valutazioni più precise sui risparmi potenziali dell'adesione a nuove offerte.

Un'ulteriore proposta, questa volta a favore dei fornitori, è l'istituzione di un registro dei clienti serviti in regime di *default*.

Infine, l'Antitrust abbandona l'idea più radicale, considerata nel corso dell'investigazione, di proporre un *cap* transitorio alle tariffe praticate ai clienti in *default*, che avrebbe costituito un passo indietro importante (ancorché transitorio) ad opera del primo paese europeo a liberalizzare i mercati dell'energia, e che aveva già destato attenzione a livello internazionale.

¹ CMA, *Energy Market Investigation – Final Report*, Giugno 2016.

GAS NATURALE

LA RIFORMA DEL COSTO DI TRASPORTO PER LE CENTRALI TERMOELETTRICHE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 336/2016/R/gas
- DCO 613/2015/R/gas
- DCO 409/2015/R/gas
- Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83

ARTICOLI CORRELATI

- Riforma del conferimento capacità per i termoelettrici: maggiore economicità? (Newsletter 191)
- Energy Outlook n. 2
- Energy Outlook n. 1
- Previsivo Osservatorio Energia n. 36

TAG
gas logistics, network regulation

La portata più rilevante del provvedimento risiede nella revisione delle penali di scostamento: il meccanismo giornaliero, con un k incrementato da 3 a 10, difficilmente potrà portare a vantaggi per la maggioranza degli operatori, mentre la rilevanza dei prodotti infra annuali dipenderà dal k che verrà loro attribuito e da logiche di ottimizzazione sui singoli impianti. Pubblicato dopo molto tempo dall'ultima consultazione e con soluzioni profondamente riviste, non vengono confermati gli aggiustamenti promessi per l'anno termico in corso, ma perché gli impianti possano effettivamente ottimizzare la prenotazione annuale rimangono cruciali le tempistiche di pubblicazione dei dettagli sui prodotti stagionali.

Dopo una lunga attesa, ha preso finalmente forma il progetto pilota per la riforma del conferimento di capacità di trasporto per le centrali termoelettriche (Delibera 336/2016/R/gas). Lungamente atteso dagli operatori, il provvedimento dovrebbe adeguare la struttura dei costi di trasporto (oggi esclusivamente fissi a livello annuale) alle esigenze del mercato, in cui i cicli combinati sono operati in modo sempre più flessibile. Questa esigenza è stata assecondata dal legislatore,¹ ma si scontra con la natura dei costi di rete, che è prevalentemente fissa e tarata sulla capacità giornaliera massima impegnata dal consumatore, nonché con l'impossibilità da parte del regolatore e ai sensi anche della normativa europea, di effettuare trattamenti diversificati per diversi soggetti allacciati alla rete. Ne è nato un lungo procedimento in cui l'Autorità ha messo in consultazione diverse soluzioni cercando di contemperare le diverse esigenze, incluse quelle del gestore della rete rivolte anche a garantire la semplicità operativa del meccanismo. La soluzione prospettata non è ancora definitiva, dato che non sono stati pubblicati alcuni parametri e tempistiche mentre, altri verranno confermati definitivamente solo entro il 5 agosto, ma alcuni punti fermi sono stati stabiliti:

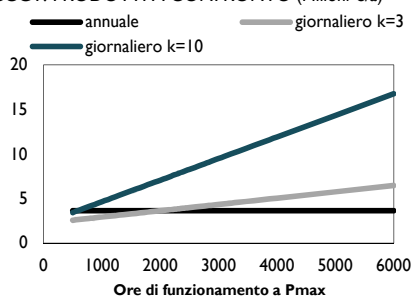
- il progetto pilota riguarda solo l'allocazione della capacità in riconsegna per gli impianti termoelettrici, rimanendo invariata la modalità di allocazione della capacità in uscita dalla rete (e le relative penalità di supero)²
- i prodotti di capacità a disposizione per l'allocazione di capacità ai punti di riconsegna sono gli stessi previsti ai punti di interconnessione con paesi comunitari confinanti ossia: annuale, semestrale, trimestrale, mensile, giornaliero, infra-giornaliero (ma questo per ora è stato ritenuto non applicabile al caso dei prelievi)
- tempi e costi dell'introduzione dei diversi prodotti infra-annuali rimangono da definire, mentre per il prodotto giornaliero si impone l'entrata in funzione entro gennaio 2017 (mentre era stato prospettato l'avvio nel corso di questo anno termico), e si prevede un riproporzionamento dei costi con un k pari a 10
- la penale per scostamento di capacità viene conseguentemente rimodulata e posta pari al 110% del corrispettivo giornaliero (prima era il 110% del corrispettivo annuale), con quindi una penalizzazione contenuta (10%) rispetto al prodotto giornaliero
- non viene dato seguito all'ipotesi di effettuare una compensazione "finanziaria" e retroattiva per l'AT 15 per gli impianti che avrebbero guadagnato con il nuovo regime (DCO 613/2015/R/gas).

Il livello del parametro k è determinante per valutare l'effettivo interesse per gli operatori ad utilizzare i prodotti di capacità *short-term* e quindi per definire l'effettiva opzione di sfruttamento della flessibilità. Esso è inoltre importante perché definisce anche l'impatto che la diversa struttura dei costi può avere sui prezzi dell'energia elettrica, che tendono a riflettere i costi variabili di produzione. E su questo è in particolare incentrata la delibera: nelle passate consultazioni si era infatti ipotizzato un livello di k pari a 3, rivisto e aumentato oggi in maniera rilevante, nonostante il criterio per la sua determinazione sia rimasto invariato. In base a questo criterio k è tarato in modo da garantire l'invarianza della spesa totale dei termoelettrici per il trasporto e quindi

¹ Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese", Articolo 38, comma 2-bis.

² Oggi per questa capacità è disponibile solamente il prodotto annuale con tariffe diversificate per macro aree di prelievo.

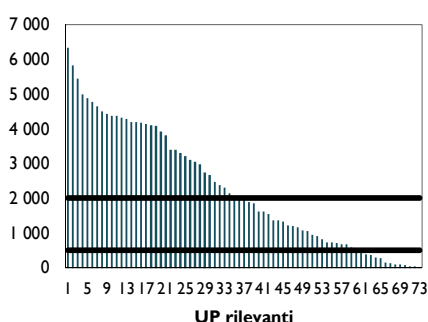
FIGURA 1. COSTI TRASPORTO GAS IMPIANTO CCGT: PRODOTTI A CONFRONTO (Milioni €/a)



Oneri esclusi

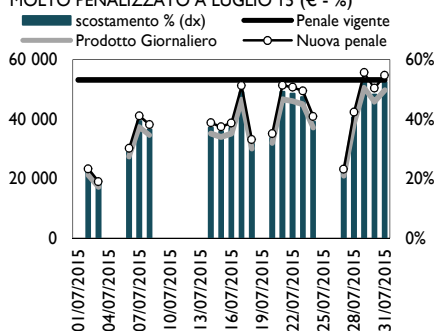
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. ORE EQUIVALENTI A Pmax NEL 2015 (Numero)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 3. COSTO AGGIUNTIVO PER UN IMPIANTO MOLTO PENALIZZATO A LUGLIO 15 (€ - %)



Fonte: elaborazioni REF-E

della quota dei costi complessivi di rete coperti da questa categoria di consumatori. Tale criterio può in effetti aprirsi a diverse interpretazioni applicative e risultare compatibile con livelli di k molto diversi: è infatti necessario simulare come sarà il comportamento dopo la riforma e capire quale è la situazione di riferimento presa per valutare il “prima” della riforma. Secondo le stime REF-E tuttavia il livello di k pari a 3 sembrava giustificato dai dati e dalle simulazioni di andamento del mercato nonché sufficientemente adeguato a consentire lo sfruttamento della flessibilità per quegli impianti che oggi effettivamente maggiormente contribuiscono alla modulazione (*Newsletter 191*). L'introduzione di una pluralità di prodotti infra-annuali (non prevista in precedenza) rispetto ai quali non è stata ancora definita un'ipotesi di livello di k rende impossibile sia l'analisi di impatto che la valutazione del criterio con cui è stimato il k del prodotto giornaliero, su cui l'Autorità chiede pareri motivati e osservazioni. Il livello del parametro k per il prodotto giornaliero è stato aumentato molto probabilmente immaginando un ricorso minore a questo strumento e solo per gli impianti che hanno una modulazione molto elevata, e quindi l'invarianza dovrebbe essere stata calcolata solo in riferimento a questi impianti.

Immaginando che un impianto abbia a disposizione solamente due opzioni, ossia acquistare solo capacità annuale o acquistare solo capacità giornaliera, l'acquisto di capacità esclusivamente giornaliera, con $k=10$ sarebbe conveniente solo per impianti che lavorano meno di circa 500 ore equivalenti (sarebbero 2,000 con $k=3$) (**Figura 1**). Nel 2015 (**Figura 2**) si trovavano in questa situazione 14 dei 73 cicli combinati rilevanti attivi sul mercato (37 invece hanno lavorato meno di 2,000 ore), ma nel 2016 potrebbero essere ancora meno data la riduzione del mercato rilevante prevedibile per i prossimi mesi (*Energy Outlook n. 2*).

La maggior parte degli impianti, per ottenere dei vantaggi dalla riforma, dovrà quindi ricorrere all'acquisto di un mix di prodotti, ottimizzando l'acquisto di capacità rispetto alle previsioni di andamento del mercato di breve periodo e tenendo conto di fattori moltiplicativi che oggi non sono noti.

Per quanto riguarda invece il prodotto giornaliero, data la rilevanza dell'incremento di costo rispetto al prodotto annuale, esso potrà essere utilizzato dalla maggior parte degli operatori solamente in occasione di estrema volatilità del mercato, in cui si realizzano picchi di domanda o riduzioni dell'offerta dei *competitor* inattesi (almeno fino al momento delle allocazioni mensili), andando di fatto a sostituire quelle che oggi sono le penali di scostamento.

Un picco di domanda per le centrali a gas di natura eccezionale si è realizzato nel luglio 2015. Molti cicli combinati hanno effettivamente superato in quel mese l'utilizzo della capacità prenotata annualmente, e si può stimare che le penali complessivamente pagate nel mese dai cicli combinati ammontino a circa 22 milioni di euro. Se gli stessi impianti, a parità di allocazione annuale, avessero fatto ricorso al nuovo meccanismo di allocazione giornaliera (prevedendo esattamente il loro scostamento), la spesa aggiuntiva si sarebbe fortemente ridotta, e sarebbe stata, con $k=10$, pari a 8.2 milioni di euro. Se invece nessuno fosse stato in grado di prevedere gli scostamenti e, sempre a parità di allocazioni sul prodotto annuale, invece di fare ricorso al prodotto giornaliero si fossero pagate le nuove penali la spesa aggiuntiva sarebbe stata 9 milioni di euro. La **Figura 3** riporta la situazione per un impianto che ha registrato scostamenti particolarmente elevati (l'ammontare della penale vigente è stato ripartito proporzionalmente su tutti i giorni del mese, inclusi quelli senza scostamento).

Immaginando che gli impianti abbiano trasferito nel prezzo dell'energia elettrica il maggiore costo dovuto alle penali sulla capacità di trasporto nel mese di luglio, il nuovo meccanismo avrebbe implicato un minore impatto anche sul prezzo dell'energia elettrica, indicativamente si può stimare che, grazie al nuovo meccanismo, il prezzo a luglio sarebbe stato inferiore di circa 6 €/MWh. Tuttavia tale impatto sarebbe stato simile anche assumendo solamente che al posto delle vecchie penali si applichino le nuove.

Questi confronti trovano un limite nel fatto che la presenza di prodotti infra-annuali e giornalieri porterà probabilmente a decisioni diverse anche rispetto alla prenotazione annuale da parte dei singoli impianti.

L'esercizio sottolinea comunque come la portata maggiore del provvedimento risieda nella revisione delle penali. Per il resto la presenza del meccanismo giornaliero, con

un k così elevato, difficilmente potrà portare a vantaggi per la maggioranza degli operatori, anche alla luce del fatto che picchi prolungati come quello del luglio 2015 rappresentano comunque eventi eccezionali e ripetibili con bassa probabilità.

Per i picchi maggiormente imprevedibili, come quelli che sempre più spesso caratterizzeranno il sistema, è anche possibile che il rischio di acquistare sul giorno prima una quantità sbagliata non valga il “piccolo” 10% di penalizzazione che si ha tra il prodotto giornaliero e la penale, soprattutto se la partecipazione alle aste giornaliere dovesse comportare costi aggiuntivi, ma questo dipende anche crucialmente dalle tempistiche con cui si svolgeranno le aste giornaliere (più vicine al tempo reale minore il rischio di errori di programmazione).

La rilevanza dei prodotti infra annuali è invece da dimostrare e dipende dal k che verrà loro attribuito. In ogni caso i prodotti infra-annuali saranno appetibili solamente per quegli impianti che storicamente hanno registrato stagionalità persistenti nel tempo (ad esempio minore produzione nei mesi primaverili) o nel caso del mensile per situazioni di picco che si prolungano per più mesi in modo prevedibile.

Per come si presenta oggi, il provvedimento sembra più che altro orientato a prevenire fenomeni di picchi di prezzo sul mercato elettrico in caso di aumenti improvvisi ed estremi della domanda dovuti alla presenza di penali eccessivamente onerose, mentre non sembra in grado di premiare gli impianti che maggiormente contribuiscono alla modulazione in condizioni “normali” del sistema, come sarebbe stato invece con $k=3$. Ma cruciale sarà la possibilità per gli operatori di conoscere con un certo anticipo rispetto alle prossime allocazioni anche le modalità e i costi degli altri prodotti infra-annuali.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Konni Gas

IMPATTI DELLA REGOLAZIONE OLTRE TARVISIO: BNETZA AVVIA UNA CONSULTAZIONE SULL'ESTENSIONE DELLE CONVERSION FEE

Il mancato adeguamento delle tariffe di conversione tra H-gas e L-gas, a seguito della riduzione della disponibilità di L-gas, ha distorto il mercato tedesco, sfavorendo le importazioni dall'Olanda e aumentando i costi di trasporto. La necessaria riforma avviata da Bnetza potrebbe portare a modifiche importanti al meccanismo di formazione dei prezzi su NCG con impatti anche per gli altri paesi.

IL CONTESTO TEDESCO

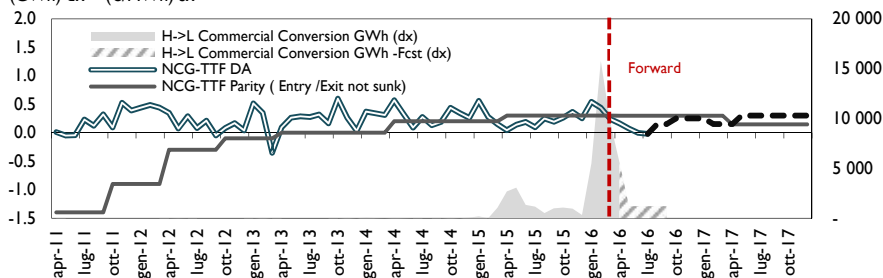
L'attuale processo di consultazione, indetto dal regolatore tedesco Bnetza nell'ambito della revisione della Konni Gas¹, richiama l'attenzione degli operatori sulla possibilità di estendere l'incremento delle *quality conversion charge* anche oltre aprile 2017.

I fenomeni di mercato associati a questa revisione sono riconducibili a un deficit di offerta europea di L-gas, guidato dalla riduzione della produzione *on-shore* L-gas (principalmente olandese - Groeningen- e tedesca) e limitata/sottoutilizzata capacità di conversione.

In Germania, così come in altri paesi nord-europei, L-gas è usato per servire principalmente clienti residenziali e gli operatori possono approvvigionarsi di L-gas in diversi modi:

1. importando direttamente L-gas dall'Olanda (tramite i punti di interconnessione: Zevenaar, Winterswijk, ...)
2. comprare L-gas sugli appositi mercati organizzati sia da NCG che da Gaspool (poco liquidi)
3. convertendo "virtualmente" H-gas in L-gas, al costo di una *virtual conversion charge* (VCC)
4. erogando da stoccaggi L-gas (ma il costo di capacità rende questa opzione non conveniente per molti operatori).

FIGURA 1. VOLUMI COMMERCIALI DI CONVERSIONE H -> L E SPREAD LOGISTICO (GWh) dx - (€/MWh) sx



** Prezzi forward gas - closing 15/07/2016

Ultimo dato 15/07/2016.

Fonte: Stime REF-E ed elaborazioni su dati Net Connect Germany, Alba soluzioni

In aggiunta alla VCC, il *market area manager* (MAM), in quanto responsabile del bilanciamento della rete e, dunque, della conversione fisica da H-gas a L-gas, o da L-gas a H-gas, può applicare una *fee* addizionale, chiamata *conversion neutrality charge* (CNC), qualora i ricavi ottenuti dalla VCC (che ha un *cap* regolatorio imposto² a 0.453 €/MWh) non siano sufficienti a ricoprire i costi effettivi di conversione. Una differenza rilevante tra le due componenti tariffarie è che la CNC si applica, come costo variabile, a tutti i punti di entrata gestiti dai MAM (NCG o Gaspool), inclusi gli stoccaggi, mentre la VCC si applica solo agli *shipper* che richiedono la conversione.

La CNC rappresenta quindi una socializzazione dei costi di conversione.

Da questa struttura tariffaria emerge la possibilità, per i trasportatori, di arbitraggi tra la soluzione (1) e (3), quando lo *spread* logistico (NCG-TTF) è al di sotto dei costi di *entry/exit* dal sistema olandese, inclusi del CNC e al netto della VCC, rendendo così più profittevole l'approvvigionamento di NCG H (sottoposto al pagamento della VCC) per servire clienti NCG-L, piuttosto che l'importazione diretta di gas olandese (**Figura 1**). Soffermandoci sul mercato NCG è emersa un'elevata correlazione tra domanda di conversione da H a L-gas e differenziale logistico NCG-TTF: in particolare quando lo *spread* è al di sotto della soglia di indifferenza economica tra soluzione (1) e soluzione (3) (*NCG-TTF parity* nella **Figura 1**), risulta più conveniente acquistare NCG H e

¹ Konni Gas: testo di riferimento per il bilanciamento tedesco.

² Bnetza ha pubblicato il *cap* per l'estensione della *conversion fee* per sei mesi. L'applicazione è "not vetoed" - potenzialmente rivedibile al rialzo - fino a 1.81 €/MWh secondo le regole vigenti, in caso di "unpredictable development of the conversion activities".

convertirlo in L gas, piuttosto che rifornirsi direttamente di L-gas sul mercato olandese, e la domanda di conversione aumenta considerevolmente.

GLI EFFETTI DELLA RIDUZIONE DI L-GAS PER LE CASSE DEL MAM

Per i MAM, NCG in misura più rilevante, la progressiva riduzione della domanda di importazione di L-gas, ha causato un aumento sostanziale dei costi operativi di conversione, sistematicamente al di sopra dei ricavi derivanti da VCC. In effetti ad aprile 2016 si registrava già una richiesta di conversione di circa quattro volte superiore al totale convertito nel AT14 (**Figura 2**). La stessa dinamica è stata evidenziata anche dal *Market Manager* Gaspool.

In particolare NCG riportava a fine marzo una perdita cumulata di circa 52 milioni di euro. Al fine di raggiungere un pareggio di bilancio entro la fine di settembre, NCG

avrebbe dovuto richiedere un aumento della VCC tra 5-6 €/MWh, ma ciò non è stato possibile a causa del *cap*. L'unica alternativa per il MAM NCG è stata quella di agire sulla CNC, che si applica a tutti i punti di immissione in rete. NCG ha stimato che un valore della CNC di circa 0.15 €/MWh, avrebbe portato al pareggio di bilancio, stimando un flusso di circa 440 TWh su tutti i *balancing point* per il periodo in esame.

Per il futuro è prevista ancora una consistente domanda di conversione, almeno fino a settembre 2016, che secondo NCG comporterà un'ulteriore perdita di circa 10 milioni di euro se la domanda

di conversione sarà di circa 11.6 GWh, corrispondente a circa l'1% del fabbisogno tedesco totale di L-gas.

Tuttavia REF-E stima che la domanda di conversione potrebbe essere ancora più elevata di quanto stimato da NCG, considerando che circa il 2-3% del fabbisogno tedesco di L-gas (quota di conversione dell'ultimo inverno) potrebbe essere riconvertito, attestandosi intorno ai 22 GWh (circa il doppio della stima NCG), e che il differenziale logistico *forward* è inferiore al livello di indifferenza economica (opzione *In the Money*). Questo significherebbe un aggravio per NCG di circa 19 milioni di euro (+9 milioni rispetto alla previsione del MAM), prevedendo un *cash-out* cumulato di circa 71 milioni di euro entro settembre.

In aggiunta REF-E stima l'*entry* di gas nel mercato tedesco per l'estate 2016 a circa 460 TWh, di cui il 60% transitante o destinato al mercato NCG. Il ricavo atteso dall'applicazione delle CNC per NCG sarà quindi poco più di 40 milioni di euro a cui vanno sommate le entrate da VCC pari a circa 10 milioni di euro (basandoci su una previsione di domanda di conversione di 22 GWh). L'applicazione temporanea della CNC e l'incremento della VCC non saranno quindi ancora bastevoli per il raggiungimento del pareggio di bilancio entro settembre 2016 (basandoci su stime REF-E, previsto deficit di circa 21 milioni di euro). Questo dovrebbe spingere a rivedere la gestione economica della conversione in maniera strutturale e non solo come situazione contingente.

VERSO LA KONNI GAS 2.0: I POSSIBILI SCENARI

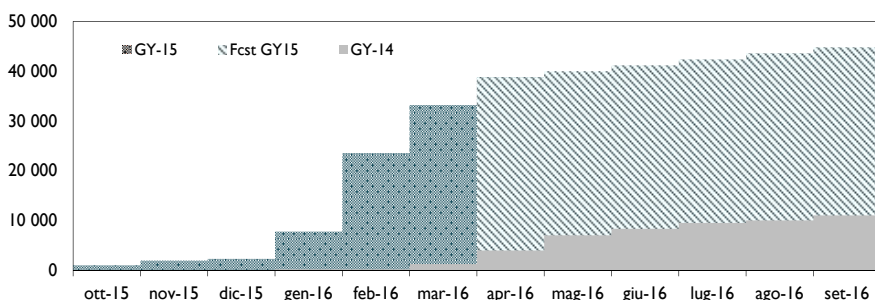
Quanto riportato sta spingendo il regolatore tedesco Bnetza a una revisione della Konni-Gas, alla luce anche del processo consultivo in corso.

Le soluzioni su cui il regolatore ha aperto le discussioni sono:

- componente ex ante: i costi di conversione sono noti a priori all'operatore, e del tutto simili a quelli attuali (VCC + CNC), ma non è stato ancora specificato su quale delle due componenti si riverserebbero i maggiori costi
- componente ex post: viene definita una *conversion fee* giornaliera calcolata ex post, in modo da riflettere esattamente i costi sostenuti; l'applicazione della CNC continuerebbe fino al completo pareggio di bilancio, sebbene in maniera ridotta.

FIGURA 2. VOLUMI COMMERCIALI DI CONVERSIONE CUMULATI DA INIZIO A.T.

ALLOCAZIONE E PREVISIVO (MWh) Cumulata mensile



Ultimo dato 15/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Net Connect Germany

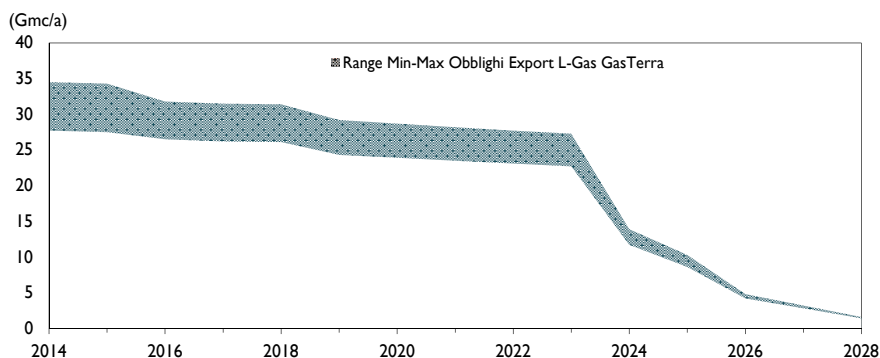
L'applicazione della VCC, con una revisione del *cap*, sarebbe ragionevolmente applicabile solo al gas che da H deve essere convertito in L (e non anche il viceversa), essendo la riduzione di offerta di L-gas la causa del deficit. Inoltre il mantenimento della CNC, che penalizza tutti gli *shipper*, indiscriminatamente dal loro sbilancio di H / L-gas, comporta un elevato rischio regolatorio per un trasportatore, senza incentivare il bilanciamento autonomo di chi è strutturalmente corto di L-gas. Il vantaggio di questa soluzione è la maggior tutela dei flussi in entrata per i MAM.

La soluzione ex-post invece implicherebbe un semplice trasferimento della rischiosità dei costi di conversione dal MAM all'operatore, che non potrà "difendersi" opportunamente se non dotato di un opportuno portafoglio di acquisto L-gas. Ciò potrebbe tramutarsi in uno strumento di *defensive market strategy*, creando potenzialmente una barriera di mercato, a discapito della concorrenzialità.

La soluzione alternativa alle proposte del regolatore potrebbero essere di tarare un costo di conversione pari almeno ai costi della catena logistica dal TTF (su base giornaliera) fino al mercato tedesco al fine di rendere neutrale per un operatore approvvigionarsi di L gas sul mercato olandese o direttamente su NCG. Questo limiterebbe la domanda

di conversione sul mercato tedesco e indurrebbe sicuramente maggiore pressione sul mercato olandese, che è anche la causa principale di questo *gap* e, contestualmente, stimolerebbe anche un apprezzamento del mercato tedesco che, a questo punto, attrarrebbe più L-gas. C'è da considerare tuttavia che questo non sarebbe in linea con una prospettiva di lungo periodo in cui GasTerra³ vede una riduzione dei volumi di L-gas sempre più forte congiuntamente al *ceiling* produttivo di Groningen (attualmente in discussione un'ulteriore riduzione a 24 Gmc/a a partire da ottobre 16 vs i 27 Gmc/a previsti nel corrente anno termico).

FIGURA 3. OBBLIGHI DI CONSEGNA L-GAS DI GASTERRA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Dutch Government 2013

La riforma in corso dovrebbe dunque integrarsi in un discorso più ampio di sicurezza dell'approvvigionamento tra mercato tedesco e olandese, con un coordinamento stringente tra i due regolatori, nonché anche a livello europeo.

IMPATTI POTENZIALI SUI MERCATI EUROPEI

Le due soluzioni potrebbero avere impatti indiretti sui mercati europei diversi tra loro.

Un indirizzo di Bnetza verso la soluzione ex ante, in base a quanto precedentemente argomentato, potrebbe tramutarsi in

- un segnale *bullish* sul mercato olandese TTF, nel caso si decida di agire sulla VCC
- un segnale *bullish* sull'NCG, nel caso si agisca tramite CNC.

In entrambi gli scenari la soluzione ex ante si potrebbe tramutare, in un potenziale *upside risk* sul prezzo gas italiano, essendo il mercato italiano tipicamente a spread rispetto all' NCG e /o TTF.

In caso di scelta ex-post, difficilmente uno *shipper* riuscirebbe a quantificare e ad ottimizzare le proprie strategie per cui potrebbe essere richiesto di ribaltare questo costo sui clienti finali, causando di fatto un aumento del costo della materia prima degli utenti finali oppure, se non ribaltabile, sarebbe un costo operativo che gli operatori non dotati di contratti di approvvigionamento L-gas dovrebbero strutturalmente sostenere. Questo agevolerebbe e lascerebbe maggiore spazio agli *owner* di contratti di lungo termine di L-gas, significando la creazione di una barriera sul mercato L-gas, e dunque minor competitività sul mercato tedesco, senza però grossi impatti sui prezzi *hub* europei.

In prospettiva, riteniamo che un confronto sul tema sia necessario in un contesto europeo, con un maggior coordinamento tra mercato olandese e gli altri mercati europei di destinazione L-gas (dunque tedesco, ma anche belga e francese), che sono e saranno impattati dalla forte riduzione della produzione L-gas di questi ultimi anni.

³ Principale *wholesaler* olandese.

GAS NATURALE MONITORAGGIO GARE GAS

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Invio AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	VIR/RAB	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 2	30/10/2015	29/12/2015	04/10/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MILANO 1	12/11/2015	23/12/2015	17/10/2016	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/12/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
VARESE 2	NO	11/09/2015	31/12/2016*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	03/03/2017	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/03/2017*	●	**	ALTA	●	●	●	●	●
VENEZIA I	12/11/2015	28/12/2015	Sospesa	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	Sospesa	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
ROMA I	25/11/2015	NO	-	-	**	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-	-	>10%	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	01/06/2016	NO	-	-	**	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 21/07/2016

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

**Informazioni incomplete o indisponibili

NOTA METODOLOGICA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fino al *closing* dell'operazione per l'acquisizione del 51% di LGH da parte di A2A, l'analisi elaborata da REF-E continua a considerare i due gruppi separatamente.

Scaduti termini per pubblicazione del bando

Bandi inviati all'AEEGSI per verifica, ma non

Bandi pubblicati

DATI DI MERCATO

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

	2016	2015	Var. %
Domanda	151 005	154 150	-2.0%
Produzione netta	129 688	132 153	-1.9%
- Termoelettrico	83 823	83 808	0.0%
- Rinnovabili*	45 865	48 345	-5.3%
Saldo estero	22 585	22 941	-1.6%

* Idro, Geoterm., Eolico e FV. Valori cumulati fino al 30/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

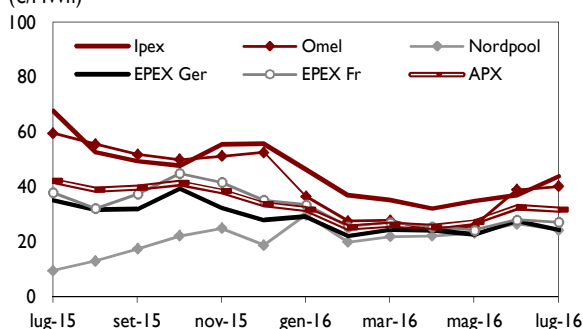
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	7.1	6.6	7.7%	10.4	9.9	4.6%
Termoelettrico	10.7	9.2	16.1%	16.2	14.0	16.0%
Distribuzione	18.1	18.5	-2.3%	28.2	27.7	1.8%
Altro	1.2	0.9	24.1%	2.0	1.6	26.6%
Totale prelevato	37.0	35.2	5.1%	56.7	53.1	6.8%

Valori cumulati fino al 30/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

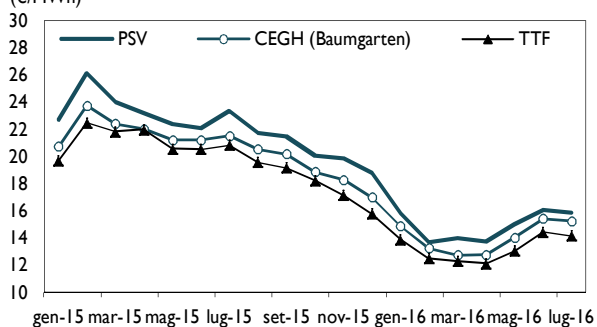
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 22/07/2016

Fonte: Borse Europee

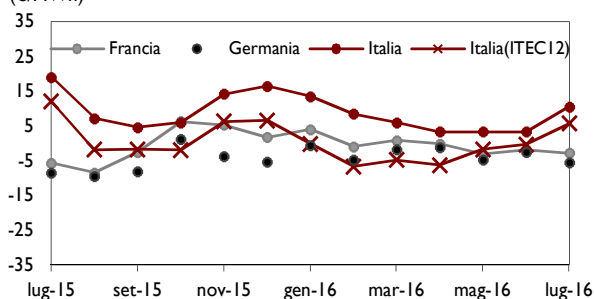
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 18/07/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

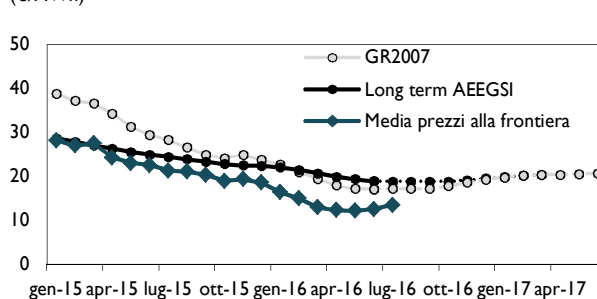
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 22/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

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

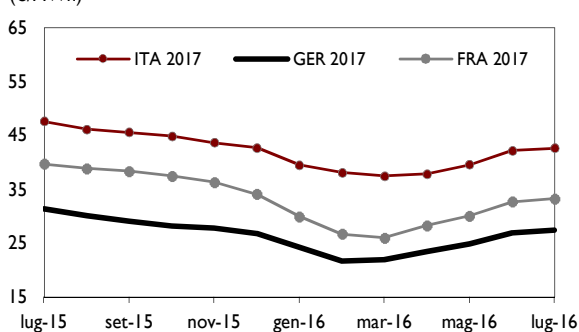


Confronto al PSV

Long term AEEGI: PTOP 556/2015/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGI e forward al 14/07/2016

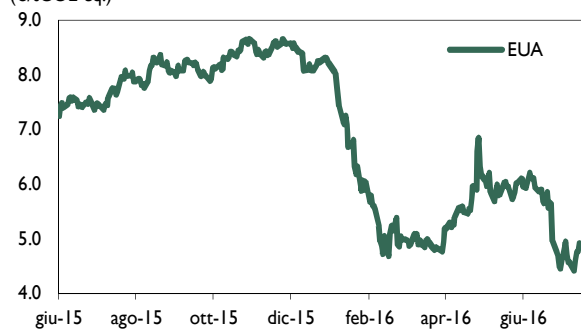
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



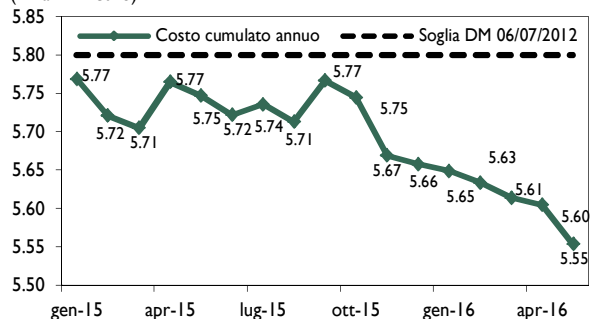
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 21/07/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

(miliardi di euro)

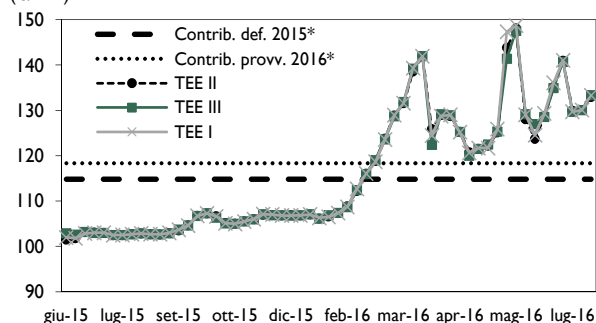


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato al 31/05/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

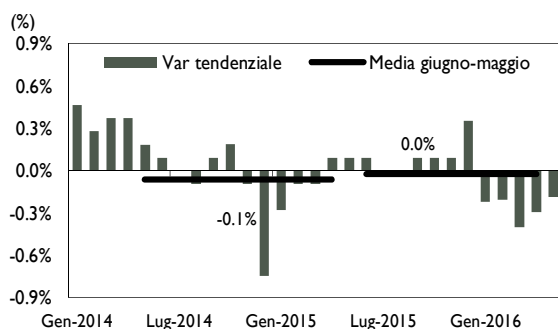
(€/TEE)



* AEEGSI 11/2016 - DMEG. Ultimo dato al 19/07/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

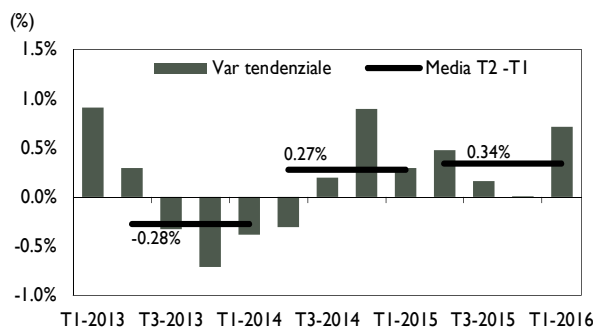


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato giugno 2016

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2016

Edizione dati Istat: maggio 2016

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI (D2)

(€/cent/kWh)

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

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

*Sospensione aggiornamento per decreto cautelare Tar Lombardia

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI

(€/cent/kWh)

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

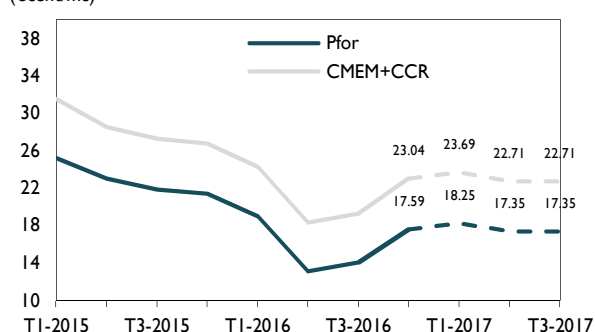
Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

*Sospensione aggiornamento per decreto cautelare Tar Lombardia

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 18/07/2016

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

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

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

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

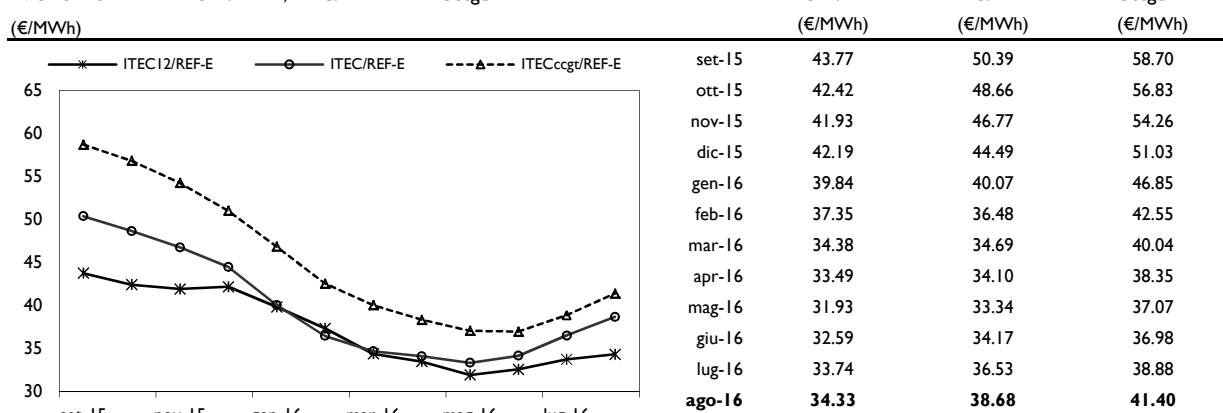
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di luglio è pari a 33.74 €/MWh, in aumento del 3.5% sul dato di giugno (32.59 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi e al leggero deprezzamento del tasso di cambio €/£.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 36.53 €/MWh, in aumento del 6.9% sul valore consuntivo di giugno (pari a 34.17 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di luglio si attesta a 38.88 €/MWh, in aumento (+5.1%) sul consuntivo del mese precedente (36.98 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice **ITEC/REF-E** è legato alla crescita del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi e al leggero deprezzamento del tasso di cambio €/£.

Il valore *forward* per il mese di agosto dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 luglio, è pari a 34.33 €/MWh, in crescita del 1.7% rispetto al consuntivo di luglio. I valori *forward* per il mese di luglio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 21 luglio, sono pari a 38.68 €/MWh e 41.40 €/MWh, il primo in aumento del 5.9% e il secondo del 6.5% sul consuntivo di luglio.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 21/07/2016.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

Cos'è ITEC/REF-E

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

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



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

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

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

PERCHÉ MAGI

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

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

GLI SPONSOR

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

ANDAMENTO

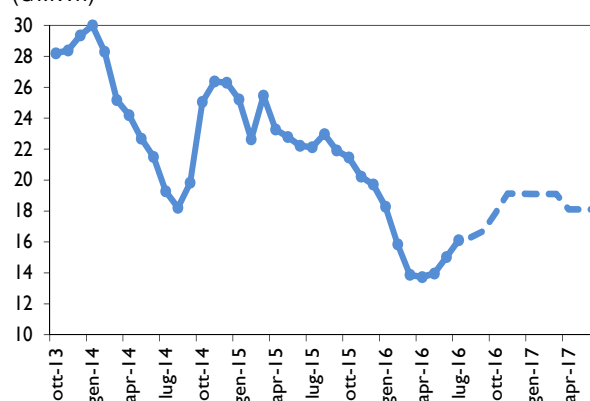
L'indice gas MAGI consuntivo per luglio 2016 è pari a 16.11 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 16.10 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (16.15 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a luglio 2016 è salita del 7.25% rispetto a quella per le consegne di giugno 2016, ma rimane notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (22.12 €/MWh). Sia il volume complessivo transato (5,965 MW) sia il numero di operazioni registrate (288) sono superiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, con variazioni rispettivamente pari a +2% e +15%.

I primi scambi del prodotto con consegna ad agosto 2016, relativi a un campione di 229 operazioni e un volume totale scambiato di 5,270 MW, indicano un prezzo di 15.99 €/MWh, un valore leggermente più basso di quello del prodotto con consegna a luglio. Al 20 luglio il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 16.3 €/MWh, +1.2% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel IV trimestre del 2016 e nel I trimestre del 2017, sono rimaste pressoché stabili con una quotazione rispettivamente pari a 18.7 e 19.1 €/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