



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

- La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento

Più di 80 operatori saranno stimolati a partecipare a MSD con nuove opportunità ma anche nuovi rischi: le flessibilità introdotte (partecipazione attiva a tutti i mercati, anche in forma aggregata) si scontrano con alcune rigidità (aggregati prefissati, sessioni discrete di MI, gate closure lontano dal tempo reale). Le ricadute sugli operatori vanno valutate caso per caso, e dipendono anche dall'evoluzione dello scenario di mercato.

pag. 3

- Perché la riforma degli oneri generali di sistema elettrico?

I primi orientamenti dell'Autorità discendono da un contesto legislativo che non fissa obiettivi chiari, ma tuttavia aprono alla possibilità di ampie modifiche rispetto allo status quo: l'intervento sembra prestarsi a un elevato numero di ricorsi e non va nella direzione di semplificare il quadro complessivo. Una revisione congiunta della struttura degli OGS e delle agevolazioni degli energivori potrebbe invece portare a un sistema di aliquote regressive per i soggetti che ne hanno diritto, nel rispetto delle linee guida comunitarie.

pag. 13

- Fine della tutela di prezzo: il caso della Francia

Il sistema di assegnazione dei clienti tramite aste, non dissimile dalla salvaguardia italiana, prevede l'obbligo di socializzare i disincentivi introdotti: una soluzione innovativa e replicabile, ma che sembra aver ridotto la contendibilità del mercato.

pag. 17

GAS NATURALE

- Antitrust e gare d'ambito: poche possibilità per il processo di M&A

L'AGCM sembra orientata a un approccio piuttosto rigido nei confronti delle operazioni di M&A che portano anche solo piccoli vantaggi agli operatori incumbent, seguendo come unico criterio la massimizzazione dei potenziali partecipanti alle singole gare: questo atteggiamento potrebbe però favorire la riduzione degli operatori a livello nazionale, ampliare le perdite di efficienza dovute all'uscita di molti distributori, e ridurre infine la competitività complessiva dei procedimenti.

pag. 21

- Monitoraggio gare gas

pag. 27

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 29

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 30

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascarì,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi,
Mario Cirillo, Andrea Coletta,
Michele Dalena, Tommaso Franci,
Ana Georgieva, Giulia Mazzanti,
Pasquale Panebianco, 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

Prossime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 2

Ultime pubblicazioni

- *Energy Outlook* n. 1 - Febbraio 2016
- Energia Verde 2015 - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Novembre 2015
- Working paper "Natural gas consumption in the household sector: the impact of energy efficiency and fuel switching" - n. 13 / Ottobre 2015
- Working paper "La filiera degli usi finali del GNL" - n. 12 / Luglio 2015

MERCATO ELETTRICO

LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO E DEI PREZZI DI SBILANCIAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 393/2015/R/eel
- DCO 298/2016/R/eel
- DCO 316/2016/R/eel
- Delibera 326/2016/R/eel
- DCO 557/2013/R/eel

ARTICOLI CORRELATI

- La riforma organica e complessa del mercato elettrico (Newsletter 197)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 185)
- In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti (Newsletter 182-183)
- L'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico (Newsletter 182-183)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- Tre nuove proposte per gli sbilanciamenti delle rinnovabili (Newsletter 179)
- La riforma del dispacciamento italiano nel panorama europeo (Newsletter 176)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- Il dibattito promosso dall'AEEG sul dispacciamento delle rinnovabili e della generazione distribuita: prime riflessioni (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

Più di 80 operatori saranno stimolati a partecipare a MSD con nuove opportunità ma anche nuovi rischi: le flessibilità introdotte (partecipazione attiva a tutti i mercati, anche in forma aggregata) si scontrano con alcune rigidità (aggregati prefissati, sessioni discrete di MI, gate closure lontano dal tempo reale). Le ricadute sugli operatori vanno valutate caso per caso, e dipendono anche dall'evoluzione dello scenario di mercato.

A circa sei mesi dall'avvio (Delibera 393/2015/R/eel) del progetto interdirezionale RDE (Riforma del Dispacciamento Elettrico), avente a oggetto la riforma organica della regolazione del dispacciamento al fine di renderla maggiormente consistente con gli ultimi sviluppi tecnologici e la connessa evoluzione del quadro di mercato (Newsletter 197), l'Autorità ha finalmente posto in consultazione i propri orientamenti riguardo l'allargamento della platea di operatori (nello specifico, domanda, fonti rinnovabili intermittenti e generazione distribuita, anche in forma eventualmente aggregata) che possono partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e quindi alla fornitura di risorse di dispacciamento a Terna (DCO 298/2016/R/eel). Nonostante non vi sia ancora un quadro normativo e regolatorio europeo definitivo in materia di dispacciamento e bilanciamento¹, questa rappresenta dunque la prima fase della riforma organica della regolazione del dispacciamento (Newsletter 169, Newsletter 176 e Newsletter 182-183), cui l'Autorità intende procedere secondo un approccio di implementazione progressiva, in modo tale da rimuovere in tempi rapidi le attuali discriminazioni fra potenziali fornitori di risorse di dispacciamento, tenendo comunque conto del processo di integrazione del mercato elettrico italiano all'ingrosso in un mercato armonizzato europeo. Questa prima fase della riforma organica della regolazione del dispacciamento, che dovrebbe diventare operativa dal prossimo anno e durare al massimo un biennio, deve tuttavia essere considerata secondo quanto indicato dall'Autorità come transitoria, in attesa che venga finalmente definito il quadro normativo e regolatorio europeo sul tema. Strettamente connessa alla proposta di apertura di MSD alla domanda, alla generazione da rinnovabili intermittenti e alla generazione distribuita è anche la proposta dell'Autorità di introdurre alcuni interventi prioritari transitori per il prossimo biennio in tema di sbilanciamenti (DCO 316/2016/R/EEL), anche in questo caso in attesa di una successiva riforma organica della stessa regolazione degli sbilanciamenti coerentemente con il Codice di Rete europeo in tema di *Electricity Balancing* in via di definizione presso la Commissione Europea. Obiettivo di questi interventi prioritari transitori in tema di sbilanciamenti è non soltanto quello di incentivare gli operatori a programmare le proprie immissioni o i propri prelievi secondo i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza stabiliti dall'attuale disciplina del dispacciamento, ma anche di contenere il più possibile gli incentivi impliciti agli sbilanciamenti volontari dell'attuale meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento (Newsletter 159, Newsletter 167, Newsletter 169 e Newsletter 180 e Newsletter 187). Con il presente articolo, oltre a descrivere le due recenti proposte dell'Autorità in tema di apertura di MSD ai nuovi operatori oggi esclusi e di disciplina degli sbilanciamenti, si tenta di dare una prima valutazione qualitativa dei possibili limiti e dei potenziali impatti sul mercato.

L'APERTURA DI MSD AI NUOVI OPERATORI

IL DISPACCIAMENTO CONTINUERÀ AD ESSERE CENTRALIZZATO

Affinché possa essere resa operativa fin dall'inizio del prossimo anno, la possibilità di partecipazione a MSD da parte della domanda, delle fonti rinnovabili intermittenti e della generazione distribuita sarà dall'Autorità implementata all'interno dell'attuale modello di dispacciamento centralizzato in cui è Terna, in quanto unico soggetto in grado di conoscere in tempo reale le esigenze e i vincoli del sistema elettrico nazionale, ad approvvigionare direttamente le risorse di dispacciamento non soltanto dagli

¹ L'Autorità ricorda in particolare come l'approvazione del Codice di Rete europeo in tema di *Electricity Balancing* sia sensibilmente slittata e non possa pertanto essere completata prima della fine di quest'anno. Inoltre, anche il futuro completamento del processo di implementazione del Codice di Rete europeo in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management* (Regolamento UE 1222/15) non potrà che avere un impatto secondo l'Autorità sul disegno di MSD.

operatori connessi alla rete di trasmissione, ma anche da quelli connessi alla rete di distribuzione.

Nel biennio transitorio la partecipazione a MSD da parte della domanda, delle fonti rinnovabili intermittenti e della generazione distribuita potrà pertanto avvenire anche in caso di aggregazione esclusivamente per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, in qualità di controparti uniche di Terna responsabili del rispetto degli ordini di dispacciamento da questa impartiti. Nella figura dell'utente del dispacciamento continueranno pertanto a convergere le due distinte figure di fornitore dei servizi di dispacciamento al gestore della rete di trasmissione o *Balancing Service Provider* (BSP) e di responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento o *Balancing Responsible Party* (BRP).

SARANNO INTRODOTTE LE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE

Pur confermando l'attuale modello di dispacciamento centralizzato, l'Autorità intende superare l'attuale impostazione del Codice di Rete di Terna, che prevede sia l'obbligo di partecipazione a MSD per tutte le unità che possiedono i requisiti di abilitazione, sia requisiti di abilitazione ai diversi servizi identici per tutte le unità. A tal fine l'Autorità propone di estendere l'abilitazione a MSD, su base volontaria² e purché tali unità siano misurate su base oraria³, anche a:

- unità di produzione rilevanti da fonti rinnovabili intermittenti
- unità Virtuali Abilitate (UVA) costituite da aggregati di unità di produzione non rilevanti (incluse quelle da fonti rinnovabili intermittenti) o aggregati di unità di consumo⁴, senza tuttavia possibilità di aggregazione tra unità lato offerta e unità lato domanda.

Al riguardo, Terna dovrà in ogni caso definire le necessarie prestazioni tecniche (in particolare, vincoli di durata e vincoli di gradiente) che queste unità dovranno essere in grado di rispettare per poter essere abilitate. Nel biennio transitorio queste prestazioni non dovranno però essere necessariamente uguali a quelle richieste alle unità che rientrano nel regime di partecipazione obbligatoria, ma questa eventuale differenziazione dovrà essere comunque superata dopo la fase transitoria, così come il doppio regime di partecipazione (obbligatorio e volontario).

LE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE SARANNO DEFINITE DA TERNA

La definizione delle UVA, cioè degli aggregati di unità di produzione o di unità di consumo abilitati a partecipare a MSD, continuerà tuttavia a essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità. Al riguardo, l'Autorità intende mediare tra le opposte esigenze espresse, da un lato dagli operatori, cui conviene ampliare il più possibile i confini geografici dell'aggregazione per essere in grado di rispondere agli ordini di dispacciamento con elevati margini di affidabilità, dall'altro da Terna, che invece nell'attività di dispacciamento preferirebbe continuare a controllare il più possibile i singoli nodi della rete. La proposta dell'Autorità è pertanto di:

- vietare⁵ l'aggregazione delle unità di produzione rilevanti, che potranno quindi partecipare a MSD solo singolarmente
- consentire l'aggregazione delle unità di produzione non rilevanti che richiedono l'abilitazione a MSD, non necessariamente appartenenti a solo una delle tipologie⁶ definite dall'attuale regolazione del dispacciamento (Delibera 111/06), ma necessariamente localizzate nelle aree geografiche ottimali che saranno successivamente definite da Terna e che non potranno eccedere le zone di mercato
- consentire l'aggregazione delle unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD, anche in questo caso localizzate nelle aree geografiche ottimali che saranno

² Resterebbe comunque fermo il regime di partecipazione obbligatoria per tutte le unità rilevanti che attualmente possiedono i necessari requisiti tecnici per la fornitura dei servizi di dispacciamento.

³ La partecipazione delle unità di produzione o di consumo profilate sarebbe secondo l'Autorità difficilmente gestibile da parte dei relativi utenti del dispacciamento, con una loro conseguente eccessiva esposizione al rischio di sbilanciamento.

⁴ Per il biennio transitorio l'Autorità propone comunque di escludere le unità di consumo che hanno sottoscritto dei contratti per il servizio di interrompibilità, in attesa di una ridefinizione di questo servizio.

⁵ Continuerà in ogni caso a essere consentita l'aggregazione per le aste idroelettriche e quella delle unità di produzione fino a 50 MVA che condividono lo stesso punto di connessione e sono alimentate dalla stessa fonte primaria come già prevista dal Codice di Rete di Terna.

⁶ Le tipologie di unità di produzione non rilevanti sono in particolare definite dall'articolo 8.2 della Delibera 111/06.

successivamente definite da Terna e che non potranno eccedere le zone di mercato⁷.

Le unità di produzione e le unità di consumo non rilevanti che non richiedono l'abilitazione a MSD continueranno invece a poter essere aggregate solo su base zonale e nel caso delle prime con l'ulteriore vincolo della tipologia.

Naturalmente, l'aggregazione delle unità di produzione non rilevanti o delle unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD una volta definita da Terna sarà valida non solo su questo mercato, ma anche sui mercati dell'energia, dato che nella regolazione vigente i punti di dispacciamento dei mercati dell'energia e quelli di MSD devono coincidere ai fini del calcolo degli sbilanciamenti.

POSSIBILITÀ DI ABILITAZIONE ANCHE ASIMMETRICA

Tra gli ulteriori aspetti che dovrebbero caratterizzare il biennio transitorio, l'Autorità indica inoltre:

- la necessità di dettagliare nel Codice di Rete di Terna la procedura necessaria per ottenere l'abilitazione a MSD su base volontaria
- la possibilità di ottenere l'abilitazione a MSD su base volontaria non soltanto per la fornitura di uno solo dei servizi attualmente previsti dal Codice di Rete di Terna, ma anche per la fornitura di servizi asimmetrici, ovvero soltanto a salire o soltanto a scendere
- la necessità di introdurre una specifica procedura di pre-qualifica per consentire a Terna di verificare l'effettiva possibilità di fornitura del servizio da parte dei nuovi soggetti ammessi su base volontaria a partecipare a MSD
- la necessità di informare le imprese di distribuzione riguardo i punti di immissione o di prelievo inclusi nelle UVA per i quali viene presentata domanda di abilitazione, affinché queste imprese possano segnalare l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della loro definizione.

L'Autorità ritiene inoltre opportuno prevedere che Terna definisca un limite minimo di capacità, sotto al quale non sia possibile consentire l'abilitazione delle UVA, indicando peraltro come il valore ottimale potrebbe corrispondere a 1 MW, scelto probabilmente in linea con il volume minimo delle offerte sui mercati.

LA REVISIONE DEI CRITERI DI PRIORITÀ DI DISPACCIAMENTO

Data la possibilità di definire delle UVA aggregando in un unico punto di dispacciamento unità di produzione da fonti rinnovabili sia programmabili, che intermittenti e unità di produzione non rinnovabili, l'Autorità propone di assegnare a queste UVA un'apposita posizione nell'ordine di priorità di dispacciamento. In particolare, le offerte di vendita delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili non rilevanti abilitate a partecipare a MSD (anche se aggregate con unità di tipologia diversa) dovrebbero secondo l'Autorità essere collocate nell'ultima posizione nell'ordine di priorità di dispacciamento delle fonti passanti, dopo tutte le altre fonti rinnovabili, programmabili e non, e le fonti cogenerative e incentivate.

DA VALUTARE COMPATIBILITÀ TRA INCENTIVI E RUOLO DEL GSE SU MSD

Nell'implementazione dell'allargamento della platea di operatori abilitati a partecipare a MSD, secondo l'Autorità deve essere comunque attentamente valutato l'eventuale ruolo del GSE su questo mercato. Al riguardo, l'Autorità non dà indicazioni precise, ma nota come in caso di incentivi di tipo *feed-in tariff* e di scambio sul posto l'eventuale operato del GSE su MSD andrebbe ad impattare sugli incentivi erogati ai produttori, mentre il caso di ritiro dedicato, non essendo erogati incentivi la partecipazione a MSD da parte del GSE, sarebbe esente da criticità di questo tipo, considerato anche il fatto che essendo il ritiro dedicato opzionale i produttori eventualmente non soddisfatti dei risultati ottenuti dal GSE potrebbero comunque rivolgersi ad altri *trader*.

⁷ Per tenere conto dei vantaggi per il sistema elettrico nazionale derivanti dalla loro partecipazione a MSD, l'Autorità propone per queste unità l'esenzione dal pagamento delle componenti dell'*uplift* relative agli sbilanciamenti e all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

OFFERTE SU MSD SEMPLIFICATE PER LE UVA

Pur considerando come necessaria una parità di trattamento rispetto alle altre unità abilitate a MSD, l'Autorità propone per le UVA delle modalità di offerta su MSD comunque semplificate e caratterizzate dal mancato obbligo di presentazione delle offerte di accensione al minimo tecnico e di spegnimento e dalla mancata possibilità di presentazione delle offerte per i gettoni di accensione e di cambio assetto.

APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLA TERZIARIA A SALIRE IN SARDEGNA

L'ESPLOSIONE DEI COSTI DEL DISPACCIAMENTO IN SARDEGNA

In Sardegna, negli ultimi mesi i costi del dispacciamento sono cresciuti in modo vertiginoso: oltre 220 milioni di Euro la spesa sostenuta da Terna su MSD e MB nei primi cinque mesi del 2016, in confronto ai soli 85 milioni di Euro spesi negli stessi mesi dell'anno precedente. Fin da gennaio si è assistito a una forte crescita dei prezzi, in particolare nella fase di programmazione del MSD e per quanto riguarda i servizi di accensione al minimo tecnico e di riserva terziaria a salire: attorno a 250 €/MWh il prezzo medio dei servizi a salire, pari a 2-3 volte il livello osservato nel 2015. Ciò è attribuibile in primo luogo alla fine del regime di essenzialità per alcuni impianti sardi (Fiumesanto e Ottana), che quindi hanno iniziato a offrire senza più vincoli sui mercati. Ma è da febbraio che il fenomeno si è manifestato in modo evidente, perché all'effetto prezzi si è sommato un effetto volumi: la scarsa partecipazione ai mercati dell'energia da parte di impianti programmabili, a causa del trattenimento di capacità su MGP per motivi strategici, deducibile dal fatto che impianti teoricamente disponibili non presentano offerte su MGP, e di diverse indisponibilità occorse, come rilevabile dai dati TERNA, ha generato per Terna un rilevante fabbisogno di accensione al minimo tecnico (oltre 200 GWh mensili in media da febbraio a maggio).

UNA DEROGA RISPETTO ALL'APPROVVIGIONAMENTO SU MSD

Per contenere il forte aumento dei costi di MSD, l'Autorità ha nel frattempo approvato (Delibera 326/2016/R/eel) la proposta di Terna di fare ricorso a un approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento nell'isola per il periodo da luglio 2016 a dicembre 2018, in deroga rispetto all'approvvigionamento *spot* su MSD stabilito dalla disciplina del dispacciamento. I contratti a termine riguarderanno in particolare il servizio di riserva terziaria di sostituzione a salire e saranno assegnati attraverso procedure di gara, nei limiti del fabbisogno che Terna definirà sia per l'intera Sardegna, che per la sola Sardegna meridionale.

SELEZIONE DEGLI OPERATORI MEDIANTE ASTE AL RIBASSO

Nell'ambito di queste procedure, Terna non sarà tenuta a comunicare né il prezzo di riserva unitario, né la spesa massima che intende sostenere nell'ambito dell'approvvigionamento a termine, mentre gli operatori che presentano offerte a un prezzo superiore al premio di riserva unitario potranno ridurre la propria offerta per un massimo di quattro volte con un ribasso minimo di almeno il 10% del premio inizialmente offerto. Terna dovrà inoltre selezionare le offerte in modo tale da soddisfare innanzitutto il proprio fabbisogno per la Sardegna meridionale e solo successivamente quello per l'intera isola (al netto naturalmente della quota relativa alla Sardegna meridionale), con una selezione peraltro il più possibile distribuita fra più impianti per minimizzarne i rischi di indisponibilità contemporanea. Terna potrà infine selezionare un quantitativo di riserva terziaria di sostituzione a salire complessivamente inferiore rispetto al proprio fabbisogno totale se la selezione di una unità di produzione aggiuntiva comporterà il superamento del limite di spesa complessivo.

OBBLIGO DI OFFERTA SU MSD AL COSTO VARIABILE

La partecipazione a queste procedure sarà riservata soltanto alle unità termoelettriche abilitate su MSD localizzate in Sardegna, con esclusione degli impianti turbogas a ciclo aperto, e gli impianti contrattualizzati riceveranno una remunerazione consistente in un premio fisso annuo a fronte dell'obbligo di presentazione su MSD, in tutte le ore del periodo contrattuale, di offerte a salire per riserva terziaria caratterizzate da un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto e una quantità non inferiore al

minor valore tra la quantità contrattualizzata e i margini a salire disponibili a valle del Mercato Infragiornaliero (MI).

GLI INTERVENTI PRIORITARI SUGLI SBILANCIAMENTI

SINGLE-DUAL PRICING MISTO PER LA DOMANDA

Il primo degli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti proposto dall'Autorità per il biennio transitorio è il passaggio a un sistema misto di tipo *single-dual pricing* per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità di consumo. Questo sistema prevede in particolare l'applicazione:

- del *single pricing* per gli sbilanciamenti che rientrano all'interno di una banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ calcolata sul programma di prelievo post-MI
- del *dual pricing* (anche se a prezzi medi e non marginali) per gli sbilanciamenti che superano la banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ ⁸, in modo tale da disincentivarne l'occorrenza.

L'Autorità intende mantenere fissa la banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ per l'intero biennio transitorio (2017-2018), ipotizzando implicitamente l'entrata in vigore della riforma organica della regolazione degli sbilanciamenti a partire dal 2019. Allo stesso tempo l'Autorità si riserva tuttavia la possibilità di modificare il valore della banda di tolleranza in caso di entrata in vigore della riforma organica dopo il 2019, a causa della mancata definizione di un quadro regolatorio europeo certo sul tema.

Poiché l'Autorità è inoltre consapevole che l'applicazione di una banda di tolleranza riferita al programma di prelievo post-MI possa indurre gli operatori a distorcere (in eccesso) la programmazione dei propri prelievi al fine di incrementare le quote di sbilanciamento soggette a banda e i conseguenti arbitraggi, l'Autorità stessa intende prevedere dei confronti a consuntivo tra i prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI. In caso di esito negativo di questi confronti, cioè di differenze sistematiche tra prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI, si procederebbe a un azzeramento ex-post della banda di tolleranza, a un'applicazione automatica del *dual pricing* a tutto lo sbilanciamento e a una segnalazione da parte di Terna all'Autorità di queste condotte ai fini di valutazioni ulteriori.

In alternativa (o eventualmente in aggiunta) ai confronti a consuntivo, l'Autorità intende comunque valutare anche la possibilità di definire una taglia massima per le unità di consumo, utile peraltro anche ai fini dell'abilitazione delle unità di consumo su MSD. Al riguardo, l'ipotesi dell'Autorità è quella di definire la taglia massima come somma delle potenze impegnate di ciascun punto di prelievo incrementata del 20% per tenere conto di eventuali picchi di consumo.

SINGLE-DUAL PRICING MISTO ANCHE PER LE NON ABILITATE

Il sistema misto di tipo *single-dual pricing* con banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ e utilizzo oltre questa banda dei prezzi medi piuttosto che marginali del Mercato di Bilanciamento (MB) sarà esteso anche alle unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da rinnovabili intermittenti, data l'intenzione dell'Autorità di mantenere l'analogia esistente fra unità di consumo e unità di produzione non abilitate.

MODIFICHE ANCHE AL REGIME SPECIFICO PER LE RINNOVABILI INTERMITTENTI

L'Autorità intende modificare anche la specifica regolazione degli sbilanciamenti delle unità di produzione da fonti rinnovabili intermittenti attualmente in vigore (*Newsletter 179* e *Newsletter 182-183*). Al riguardo, l'Autorità propone una possibilità di scelta per queste unità fra due alternative:

- un sistema misto di tipo *single-dual pricing* con banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ e utilizzo oltre questa banda dei prezzi medi di MB, così come proposto per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da rinnovabili intermittenti
- un sistema con soglie differenziate per fonte con prezzi di sbilanciamento e

⁸ La banda del 2.5% è stata fissata dall'Autorità sulla base degli sbilanciamenti storici delle unità di consumo della zona Nord osservati nel periodo gennaio 2015-febbraio 2016 ed è tale da escludere dall'applicazione del *dual pricing* almeno la metà dei prelievi. Al riguardo, non è chiaro se ai fini di questo calcolo l'Autorità abbia considerato soltanto le unità di consumo misurate orarie o anche quelle soggette a una profilazione convenzionale dei propri prelievi.

corrispettivi perequativi zonali all'interno di queste soglie calcolati come avviene già attualmente, ma con un *dual pricing* a prezzi medi di MB oltre le soglie.

ABBANDONO DEI PREZZI MARGINALI DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA

Nell'ambito degli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti, l'Autorità analizza anche il ruolo della regolazione secondaria nell'ambito del bilanciamento e quindi anche dell'utilizzo dei prezzi di questa regolazione ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Al riguardo, l'Autorità nota come in un sistema a dispacciamento centralizzato la riserva secondaria sia utilizzata per compensare sia la variabilità del carico e della generazione da rinnovabili intermittenti effettivi rispetto a quanto previsto da Terna, che gli eventuali scostamenti di breve termine tra immissioni e programmi delle unità di produzione programmabili. La riserva terziaria viene invece principalmente per il bilanciamento tra i programmi delle unità di consumo e delle unità da fonti rinnovabili intermittenti e le previsioni di prelievo o di immissione di queste unità. L'Autorità ricorda inoltre che, essendo il contributo della regolazione secondaria caratterizzato da una durata solitamente inferiore ai 15 minuti, all'interno sia del periodo rilevante per le unità non abilitate su MSD (pari all'ora), che di quello per le unità abilitate su MSD (pari a 15 minuti) si possono verificare attivazioni di regolazione secondaria sia a salire che a scendere. Il costo effettivo sostenuto dal sistema per la regolazione secondaria in ciascun periodo rilevante per l'Autorità deve tenere pertanto conto di queste possibili opposte attivazioni. Ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento delle unità abilitate l'Autorità propone quindi di utilizzare oltre ai prezzi marginali della regolazione terziaria, non più i prezzi marginali della regolazione secondaria, ma il prezzo medio ponderato di attivazione di quest'ultima per ciascun periodo rilevante.

DUAL PRICING PER TUTTE LE UNITÀ ABILITATE

Al fine di raccordare gli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti, con l'apertura di MSD alla domanda, alla generazione da rinnovabili intermittenti e alla generazione distribuita, l'Autorità intende infine estendere il sistema di *dual pricing* per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento delle unità di produzione abilitate (così come modificato per tenere conto non più dei prezzi marginali, ma del prezzo medio ponderato di attivazione della regolazione secondaria) anche alle unità lato domanda, da generazione rinnovabile intermittente e da generazione distribuita che dovessero abilitarsi volontariamente a partecipare a MSD.

POTENZIALI IMPATTI E LIMITI DELLE PROPOSTE DI RIFORMA

La proposta di riforma presentata dall'Autorità può produrre effetti diversi sui mercati, sia dal punto di vista del sistema elettrico che degli operatori che vi partecipano: sarebbe utile quindi effettuare un'approfondita valutazione quantitativa, da un lato sull'efficienza e sui risparmi che queste riforme garantiranno ai costi del sistema, dall'altro sui potenziali impatti sui risultati economici degli operatori, chiamati a compiere una scelta di abilitazione al dispacciamento. È comunque possibile individuare già numerosi spunti di discussione, di cui si darà una prima riflessione qualitativa.

LA DEFINIZIONE DEGLI AGGREGATI

La possibilità di aggregazione rappresenta sicuramente un'evoluzione del disegno di mercato verso una sempre maggiore integrazione di tutte le risorse di produzione e consumo: essa consente infatti agli operatori di auto-bilanciarsi meglio all'interno del proprio portafoglio di unità, a partire dai mercati dell'energia fino ad arrivare al tempo reale, garantendo al sistema una riduzione delle operazioni di bilanciamento necessarie e un risparmio sugli oneri di dispacciamento sostenuti da Terna e riversati nell'*uplift*. Ci si muove quindi verso un disegno di mercato che responsabilizza e coinvolge sempre di più tutte le risorse presenti nel sistema, massimizzando la loro partecipazione sui mercati e sfruttando il potenziale di regolazione di ciascuno, grazie al coinvolgimento in tutte le fasi del dispacciamento. Le nuove tecnologie di telecontrollo dovrebbero comunque permettere al Gestore di Rete di gestire in modo efficace ed efficiente tutte le risorse, anche aggregate e persino quelle di dimensione minima.

Tuttavia l'aggregazione, come ipotizzata al momento, presenta ancora dei limiti evidenti.

In primo luogo, la definizione del perimetro di aggregazione continua a essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete, non potendo eccedere il perimetro delle zone di mercato, ma non necessariamente coincidendo con esse. Ciò verrebbe svolto in modo statico, individuando ex ante un insieme di nodi della rete concentrati nella stessa area geografica, che, aggregati in un unico punto di dispacciamento, permettono un controllo puntuale da parte del Gestore di Rete senza impattare sui vincoli di rete. Questo approccio sembra molto conservativo se si considera la possibilità che gli aggregati richiedano l'abilitazione per fornire un solo servizio di dispacciamento, anche asimmetrico: in questa condizione, si potrebbe introdurre l'idea di aggregati non più statici, ma dinamici, il cui perimetro viene valutato proprio sulla base del servizio ancillare per cui viene chiesta l'abilitazione: per esempio, all'interno della stessa zona di mercato, la dimensione di un aggregato che svolge la risoluzione delle congestioni infrazonali potrebbe essere diversa da quella di un aggregato che svolge servizio di bilanciamento a scendere o regolazione della tensione e potrebbe persino variare nel tempo, in funzione dello stato contingente del sistema.

Per le unità di produzione non rilevanti, la vera novità è la possibilità di aggregare diverse tipologie di produzione, diversamente dalla disciplina attuale (Delibera 111/06) che consente l'aggregazione per tipologia e zona di mercato: in particolare, l'aggregazione di unità di produzione rinnovabili intermittenti con unità di produzione programmabili (rinnovabili programmabili, cogenerazioni e altri termoelettrici), seppur di taglia non rilevante, consentirebbe un miglior bilanciamento all'interno del portafoglio di unità di un aggregatore. Ciò comporterebbe un vantaggio sia durante il mercato infragiornaliero (MI), sia soprattutto nelle ore che intercorrono tra la chiusura del MI e il tempo reale, in cui le variazioni (ad esempio climatiche) che intervengono sulla generazione programmata da fonti rinnovabili intermittenti possono essere direttamente bilanciate dalle altre unità programmabili che si trovano all'interno dell'aggregato, diminuendo da un lato la necessità dell'operatore di trovare una controparte con cui bilanciarsi sul MI, dall'altro la necessità del sistema di effettuare operazioni di bilanciamento dopo la chiusura del MI.

Permane invece il limite di aggregazione per tecnologia per le unità di produzione non rilevanti che non chiedono l'abilitazione al MSD: questo può essere motivato, da un lato, dalla volontà di incentivare l'abilitazione e, dall'altro, dal tentativo di evitare lo sfruttamento strategico degli sbilanciamenti da parte di unità non abilitate, che, aggregate tra diverse tipologie, diventerebbero molto più programmabili e bilanciabili di quanto sono ora, ma ciò dovrebbe essere già scoraggiato dalla nuova disciplina degli sbilanciamenti in consultazione. Consentire l'aggregazione tra diverse tipologie di produzione anche a chi rimane soltanto sui mercati dell'energia consentirebbe invece un miglior bilanciamento a tutti gli operatori, con potenziali effetti benefici per il sistema.

Per le unità di consumo che volessero abilitarsi, le condizioni di aggregazione diventerebbero invece più restrittive delle attuali, in quanto passerebbero da un'aggregazione per utente del dispacciamento e zona di mercato a una fatta sempre per utente del dispacciamento, ma sul perimetro geografico definito da Terna e che al massimo può coincidere con la zona di mercato: è plausibile quindi un aumento delle unità di consumo operanti sui mercati, così come della loro operatività sul MI, in base ai servizi ancillari che saranno abilitate a fornire al sistema e quindi all'estensione che sarà definita per esse. Sicuramente molto attrattiva, per i titolari delle unità di consumo, l'opportunità di essere esentati dal pagamento di alcune componenti dell'*uplift*, con un risparmio potenzialmente significativo sul costo di acquisto dell'energia, ma anche la possibilità di fornire servizi ancillari: è possibile che questo incentivi la domanda, storicamente rigida, a diventare sempre più elastica e flessibile, rispondendo in modo *smart* alle condizioni in tempo reale del sistema.

Un ultimo limite che dovrà essere superato, come evidenziato dalla stessa Autorità, è l'impossibilità al momento di gestire sia unità di produzione che unità di consumo all'interno di uno stesso aggregato: questa evoluzione richiederebbe e consentirebbe una maggiore decentralizzazione delle attività di dispacciamento e bilanciamento, che verrebbero svolte già all'interno dell'aggregato, trasferendone solo la parte residua al Gestore di Rete.

POTENZIALI EFFETTI SU LIQUIDITÀ E CONCORRENZA SUI MERCATI

Per capire l'ampiezza delle risorse toccate dalla riforma, sono state analizzate le offerte presentate sui mercati dalle unità di produzione non rilevanti nei primi cinque mesi del 2016. In questo periodo, hanno presentato offerte sui mercati dell'energia più di 400 aggregati di unità di produzione non rilevanti, con più di 80 operatori attivi, oltre all'operatore dominante nell'offerta delle unità non rilevanti, ossia il GSE. La capacità complessiva di queste unità, stimata con la loro massima offerta oraria sui mercati, è circa 18 GW, localizzata per la maggior parte nella zona Nord (53%), con largo distacco sul Sud (16%), Centro Nord e Centro Sud (11-12%) e isole. Quasi il 60% di questa capacità è offerta sui mercati tramite GSE, mentre tutti gli altri operatori hanno quote minori del 10%: solo una decina, in particolare, hanno quote rilevanti (superiori all'1%) e tra questi si possono trovare diversi intermediari.

I volumi venduti su MGP da parte delle unità di produzione non rilevanti sono stati pari, in questa prima parte del 2016, a circa 18 TWh, circa il 17% dei volumi totali che vengono scambiati sul mercato. Altrettanto significativa è la loro partecipazione al MI, in particolare lato acquisto, dove detengono quote di volumi sempre comprese tra il 10% e il 20%, mentre abbastanza minore è il contributo su MI lato vendita: sembra abbastanza sistematica una sovra-offerta su MGP che viene poi aggiustata a scendere nelle diverse sessioni infragiornaliere.

La quota di capacità e di vendita sui mercati delle unità di produzione non rilevanti è evidentemente molto significativa: di conseguenza, una diversa gestione di esse può cambiare radicalmente le condizioni di liquidità e di concorrenza sui diversi mercati.

Già su MGP, molti piccoli operatori rinnovabili potrebbero optare per l'uscita dalla gestione del GSE per partecipare direttamente al mercato o affidarsi ad altri intermediari attivi, così come i gestori di unità di consumo potrebbero ridurre il perimetro delle loro unità per rispettare le condizioni necessarie ad abilitarsi al mercato dei servizi: ciò aumenterebbe il numero di unità e di operatori presenti sul mercato e quindi la concorrenza. Questo effetto potrebbe essere tuttavia attenuato dalla maggiore aggregazione tra le diverse tecnologie, attuabile dagli operatori già presenti direttamente sul mercato. In questa prima fase dei mercati dell'energia, non ci si aspetta una variazione radicale della liquidità, in quanto ci sarà solo una suddivisione diversa degli acquisti e delle vendite: effetti più rilevanti sulla liquidità potrebbero esserci, invece, quando si consentirà l'aggregazione di unità di produzione con unità di consumo, che farebbe transitare sul mercato solo il netto tra l'energia prodotta e consumata all'interno degli aggregati stessi.

Su MI, invece, si potrebbe già assistere a una riduzione dei volumi scambiati, grazie alla possibilità di auto-bilanciamento svolto dall'aggregatore tra le fonti rinnovabili intermittenti e le fonti programmabili presenti nel proprio aggregato: questo bilanciamento di portafoglio potrebbe sostituire il meccanismo di offerte bilanciate su MI, in relazione alle sole unità non rilevanti. Per le unità di consumo, invece, potrebbero aumentare gli scambi su MI, data la minore dimensione e quindi la minore possibilità di bilanciamento fra i diversi punti di prelievo interni all'aggregato.

Infine, i mercati dei servizi cambieranno in modo radicale: infatti, l'abilitazione concessa agli operatori lato domanda, ai produttori rinnovabili e agli utenti di unità di produzione non rilevanti estenderà la platea di partecipanti che potranno essere chiamati da Terna alla fornitura dei servizi di dispacciamento: di sicuro, la maggiore concorrenza potrebbe portare ad aumentare la competitività dei prezzi su MSD e quindi a garantire un risparmio netto per il sistema; occorre capire solamente quanto il Gestore di Rete potrà essere in grado di cambiare il paradigma di approvvigionamento delle risorse sul MSD, per coinvolgere e massimizzare l'utilizzo di tutte le risorse disponibili.

POSIZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI INTERMITTENTI

In particolare, per le fonti rinnovabili intermittenti, è di complessa valutazione la convenienza o meno di partecipare come aggregati alla fornitura di servizi ancillari al sistema.

Da un lato, la possibilità di partecipare attivamente al MSD per la fornitura anche di un solo servizio (come può essere il servizio di regolazione a scendere, particolarmente critico nel medio periodo secondo le valutazioni di Terna) consentirebbe agli operatori rinnovabili di ottenere una marginalità dai servizi ancillari che oggi gli è preclusa e al

sistema di giovare del maggior numero di risorse disponibili per la sicurezza. Inoltre, gli operatori rinnovabili stessi parteciperebbero direttamente alla formazione dei prezzi sul mercato del bilanciamento, base per la determinazione dei prezzi cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti.

Dall'altro lato, però, questo comporterebbe due svantaggi: la perdita della priorità di dispacciamento sui mercati rispetto alle altre fonti rinnovabili e agli impianti di cogenerazione e il passaggio a una regolazione degli sbilanciamenti *dual pricing*, al pari di tutte le altre unità abilitate. Con la regolazione attuale, caratterizzata da un *gate closure* dei mercati dell'energia ancora molto lontana dal tempo reale e da una disciplina degli sbilanciamenti potenzialmente premiante per le unità non abilitate che attenuano il segno di sbilanciamento zonale, la possibilità di abilitarsi a MSD potrebbe non risultare troppo attraente, considerando oltretutto l'estrema incertezza sulle quote di mercato e i risultati effettivamente ottenibili poi su MSD.

È quindi evidente come questa fase della riforma possa muoversi solamente in parallelo con una riforma del MI, volta ad avvicinarsi sempre di più al tempo reale, e alla riforma della disciplina degli sbilanciamenti, così come l'Autorità si è apprestata a fare.

INTEGRAZIONE FUNZIONALE TRA MI E MSD

Nei giorni scorsi, per l'appunto, il GME ha proposto in consultazione l'introduzione di nuove sessioni del mercato infragiornaliero, coordinate con nuove sessioni dei mercati dei servizi e del bilanciamento.

Una nuova sessione di MI sarebbe aggiunta tra la seconda e l'attuale terza sessione di MI, mentre una ulteriore sarebbe aggiunta in coda, diventando la settima sessione. L'integrazione delle sessioni di MI e MSD avrebbe così un disegno molto complesso, anche se ordinato: ogni successione di singole sessioni MI-MSD-MB definirebbe il programma di quattro ore del giorno successivo: ad esempio la successione MI2-MSD1-MB1 definirebbe il programma delle prime quattro ore della giornata, la successione MI3-MSD2-MB2 definirebbe il programma delle ore 5-8, e così via.

Questa densità di sessioni di mercato sposta sicuramente il disegno sempre più verso l'obiettivo europeo di *continuous trading*, moltiplicando (anche se sempre in modo discreto) il numero di momenti in cui è possibile effettuare un aggiustamento; sembra invece che l'obiettivo di avvicinamento al tempo reale sia ancora molto distante, seppur migliorato con l'introduzione delle ultime sessioni: l'intervallo tra la chiusura del mercato infragiornaliero e il tempo reale resta infatti compreso tra 4 ore (per il primo periodo orario incluso nell'intervallo) e 7 ore (per l'ultimo periodo orario incluso nell'intervallo), molto consistente in particolare per un'unità rinnovabile intermittente che volesse abilitarsi per partecipare attivamente al mercato dei servizi.

COORDINAMENTO CON LA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

Proprio le rinnovabili intermittenti, con *gate closure* dei mercati dell'energia così distante dal tempo reale, sarebbero particolarmente penalizzate dal passaggio a un meccanismo di regolazione degli sbilanciamenti *dual pricing*, rispetto alla regolazione attuale, che prevede la possibilità di scelta tra un meccanismo con franchigie o un meccanismo senza franchigie a puro *single pricing*. È in quest'ottica che va letta la nuova consultazione sulla disciplina degli sbilanciamenti: applicando già di base il *dual pricing* all'esterno di soglie predefinite, si riducono in modo consistente gli incentivi impliciti nella disciplina attuale e si attenua la differenza tra gli sbilanciamenti delle unità abilitate e di quelle non abilitate, rendendo probabilmente più appetibile l'abilitazione e la partecipazione ai mercati dei servizi anche per le fonti non convenzionali o convenzionali di piccola taglia.

Sembra poco necessaria nel disegno complessivo la possibilità di verifica a consuntivo degli sbilanciamenti che l'Autorità si riserva: infatti, la possibilità di arbitraggio sugli sbilanciamenti sarebbe già scoraggiata dall'applicazione dei prezzi duali fuori dalla banda. Questa proposta suona quindi più come un invito dall'Autorità agli operatori a migliorare sempre più i propri sistemi predittivi e ad attenersi strettamente a una programmazione secondo i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, ma potrebbe essere penalizzante soprattutto per le unità non abilitate, che, con *gate closure* ancora molto lontano dal tempo reale, sono più soggette al rischio di sbilanciamento. La stessa banda del 2.5%, di ampiezza molto ridotta, sembra muovere progressivamente la

disciplina verso una piena applicazione dei prezzi duali, che potrà essere implementata però solo in coordinamento con una piena integrazione delle risorse nel dispacciamento e uno spostamento dei mercati dell'energia in prossimità al tempo reale.

COERENZA CON IL DISEGNO DI *CAPACITY MARKET*

Occorre infine rivalutare la coerenza del disegno di mercato che si sta cercando di realizzare con i meccanismi di remunerazione della capacità.

Dal punto di vista della sicurezza, cioè del meccanismo di remunerazione della capacità flessibile finora solo consultato, l'estensione del MSD cambia le esigenze del sistema, che potrebbe contare su un numero molto più ampio di risorse e non dipenderebbe più solo dal limitato numero di risorse programmabili flessibili attualmente abilitate. Le criticità evidenziate da Terna durante le diverse consultazioni sulla riforma MSD (DCO 557/2013/R/eel) potrebbero trovare una risposta proprio grazie all'approvvigionamento di servizi da parte di fonti non convenzionali, attenuando la necessità di assicurarsi le "classiche" risorse flessibili nel medio-lungo termine.

Dal punto di vista dell'adeguatezza, il meccanismo già in esame alla Commissione Europea non considera la partecipazione delle fonti rinnovabili o delle unità di produzione non rilevanti, mentre prevede la partecipazione della domanda soltanto in un secondo momento. Ora, con la possibilità di aggregazione delle risorse di produzione non rilevanti, gli stessi aggregati (costituiti sia da fonti rinnovabili intermittenti che da fonti programmabili) avrebbero una quota di programmabilità e una taglia sufficiente ad essere considerati contributo significativo all'adeguatezza, richiedendo quindi un'inclusione nel meccanismo di remunerazione, oltre che un'ulteriore valutazione se il meccanismo stesso sia effettivamente necessario alla luce dell'esistenza di queste nuove risorse.

PERCHÉ LA RIFORMA DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA ELETTRICO?

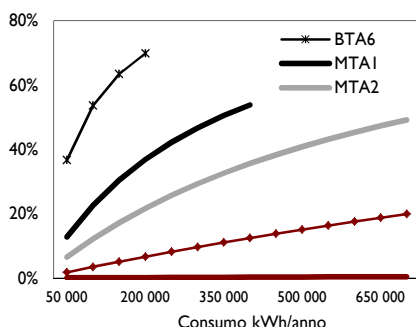
RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legge 210/15, convertito con legge 21/16
- DCO 255/2016/R/eel
- Comunicazione CE (2014/C 200/01) (Linee guida ambiente e energia 2014-2020)

ARTICOLI CORRELATI

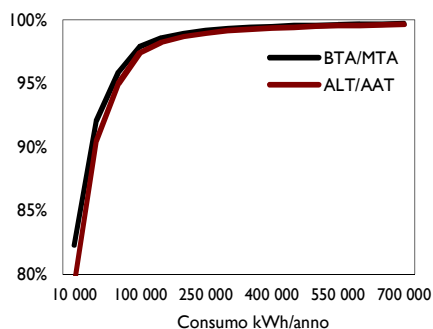
- Politica industriale: a rischio le misure a riduzione del costo dell'elettricità (Newsletter 198)

FIGURA 1. PESO DEI CORRISPETTIVI VARIABILI SUGLI ONERI DI RETE



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

FIGURA 2. PESO DEI CORRISPETTIVI VARIABILI SUGLI OGS



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

TAG
retail elettrico, industria

I primi orientamenti dell'Autorità discendono da un contesto legislativo che non fissa obiettivi chiari, ma tuttavia aprono alla possibilità di ampie modifiche rispetto allo status quo: l'intervento sembra prestarsi a un elevato numero di ricorsi e non va nella direzione di semplificare il quadro complessivo. Una revisione congiunta della struttura degli OGS e delle agevolazioni degli energivori potrebbe invece portare a un sistema di aliquote regressive per i soggetti che ne hanno diritto, nel rispetto delle linee guida comunitarie.

LE INDICAZIONI DEL LEGISLATORE

Il decreto legge 210/15, come convertito dalla legge 21/16, prevede che l'Autorità, per tutti i consumatori non domestici, adegui la struttura degli OGS (componenti A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7) a quella delle tariffe di rete (componenti TRAS per la trasmissione, DIS per la distribuzione, MIS per la misura e componenti perequative UC3 e UC6¹). Sommando tra loro tutte le diverse componenti della tariffa di rete, sulla base degli orientamenti dell'Autorità, risulta una struttura tariffaria trinomiale, in cui le parti fisse e in quota potenza prevalgono sulle variabili, anche se in misura diversa a seconda della tipologia di consumatori, della potenza e del livello di consumo (Figura 1)². Adeguare la struttura degli OGS, tipicamente più spostati sui corrispettivi variabili (ma anche in questo caso si rilevano alcune differenze in funzione del livello di consumo - Figura 2)³, sembrerebbe quindi portare a un maggiore peso delle parti fisse e/o in quota potenza per questi oneri.

Il legislatore specifica che occorre in ogni caso tenere conto della diversa natura degli OGS rispetto alla tariffa di rete. Il peso che riveste la quota potenza nella tariffa di rete trova giustificazione nella natura stessa dei costi sottostanti (che dipendono fortemente dalla potenza impegnata presso i punti di prelievo e quindi dall'ampiezza della rete), ma lo stesso non può dirsi per gli OGS. Gli OGS discendono infatti da decisioni legislative e regolatorie afferenti al settore elettrico (per la maggior parte relative a incentivi a produttori e consumatori), ma non sono costi strettamente legati al funzionamento del sistema elettrico. Dato però che la maggior parte degli OGS (circa il 90%⁴) consiste in incentivi alla generazione rinnovabile, potrebbe essere ragionevole in questo caso ipotizzare che chi consuma di più sia tenuto a contribuire maggiormente all'onere, oppure, come avviene in altri stati, che tali costi siano spostati sulla fiscalità generale.

Il legislatore dà allo stesso tempo anche indicazione di intervenire sulla struttura degli OGS tenendo conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione dei consumatori finali, come del resto già avviene sia per gli oneri di rete sia per gli OGS, dato che entrambi sono differenziati tra BT, MT, AT e AAT e, a parità di tensione, in molti casi, sulla base della potenza disponibile. La legge sembra quindi lasciare la possibilità di mantenere i sussidi incrociati attualmente presenti tra i consumatori non domestici, che vedono le piccole medie e imprese pagare OGS unitari maggiori e le imprese a maggiore consumo di energia pagare OGS unitari minori. In ogni caso occorre ricordare che qualunque intervento redistributivo in ambito non domestico interesserebbe categorie di consumatori molto eterogenee tra loro: non solo imprese dei servizi e dell'industria di ogni taglia, ma anche gli usi comuni dei condomini residenziali e l'illuminazione pubblica.

QUAL È LA RATIO DELL'INTERVENTO?

La legge fornisce quindi una serie di indicazioni sui criteri da adottare per la riforma che lasciano all'Autorità ampio margine di manovra, ma non esplicita la ratio che dovrebbe stare alla base dell'intervento. Tuttavia, con la disposizione, contenuta nello

¹ L'Autorità valuta la possibilità di non tenere conto ai fini della riforma delle componenti perequative UC3 e UC6, al fine di garantire una maggiore semplicità amministrativa; dato che tali componenti rivestono un peso marginale, il risultato complessivo della riforma non cambierebbe.

² In figura si fa riferimento ai casi standard individuati dall'Autorità nel DCO per le diverse classi di consumatori (individuati sulla base del livello di tensione e la classe di potenza) e ai corrispettivi in vigore nel 2016.

³ In figura si fa riferimento a casi medi per i diversi livelli di tensione e ai corrispettivi in vigore al 1° trimestre 2016.

⁴ Peso dell'onere A3 sul totale degli OGS nel 2016, ipotizzando che nel secondo semestre vengano confermate le aliquote fissate per il secondo trimestre dell'anno.

stesso articolo di legge, che limita le agevolazioni alle imprese energivore agli oneri a sostegno della generazione rinnovabile (quindi alla sola componente A3⁵), il legislatore conferma la volontà di mantenere una struttura regressiva degli OGS per le imprese energivore, nel rispetto delle linee guida comunitarie sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

L'intervento di riforma del legislatore potrebbe derivare dal procedimento di esame da parte della Commissione Europea (CE) della struttura delle tariffe italiane, che potrebbe teoricamente portare una parte dei consumatori a elevato consumo di energia a ricevere agevolazioni non legittime. Come discusso nella *Newsletter 198*, la stratificazione degli interventi normativi e regolatori (scaglioni sulle componenti A, agevolazioni agli energivori sotto forma di rimborsi, con selezione dei beneficiari delle agevolazioni sulla base di criteri nazionali diversi da quelli comunitari, esenzioni tariffarie sull'autoconsumo di RIU e SEU) ha portato in Italia a una situazione complessa, in cui probabilmente per la CE è difficile orientarsi per verificare il rispetto delle linee guida. In questo contesto, sarebbe auspicabile una riforma che andasse nella direzione di conformare il più possibile la disciplina nazionale con le logiche comunitarie, tra l'altro già adottate da altri stati (applicazione regressiva delle aliquote a soggetti selezionati sulla base degli stessi criteri fissati dalle linee guida). La semplice cancellazione dell'attuale struttura a scaglioni delle componenti A⁶, mantenendo tuttavia il meccanismo di rimborsi ai soggetti che la disciplina italiana individua come beneficiari, non metterebbe al riparo l'Italia dai procedimenti della CE e renderebbe ancora più confuso e oneroso il meccanismo di redistribuzione degli oneri.

LA MANOVRA REDISTRIBUTIVA DELL'AUTORITÀ

Data la formulazione dell'articolo di legge, l'Autorità, chiamata dal legislatore a riformare gli OGS, senza però avere ricevuto indicazioni esplicite sul fine ultimo della riforma, propone diverse opzioni di redistribuzione degli OGS tra i consumatori non domestici, che valuta sulla base di obiettivi stabiliti in autonomia.

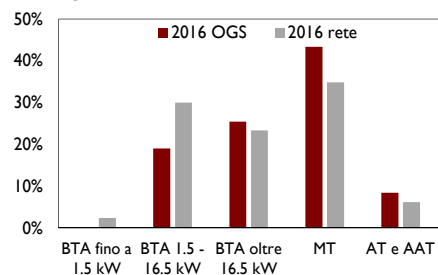
LE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ

Le opzioni dell'Autorità prevedono:

- la piena trasposizione della struttura tariffaria dei corrispettivi di rete agli OGS, applicando un coefficiente moltiplicativo prefissato alla spesa totale per i servizi di rete di ciascun cliente al fine di determinare la sua spesa per OGS (**Ipotesi A**)
- soluzioni miste (**Ipotesi B**), che prevedono l'applicazione, insieme alla metodologia prevista dall'ipotesi A, di un corrispettivo variabile *flat* uniforme; nel sotto-caso B3 il corrispettivo variabile *flat* uniforme concorrerebbe al 75% della costruzione dell'onere complessivo
- la differenziazione tra oneri a sostegno delle fonti rinnovabili, per i quali troverebbe applicazione l'Ipotesi B3, e gli altri oneri, per i quali troverebbe applicazione l'Ipotesi A (**Ipotesi C**).

Nel caso venisse scelta l'Ipotesi A, la stessa redistribuzione attualmente prevista per le tariffe di rete sarebbe applicata anche agli OGS, per cui a beneficiarne maggiormente sarebbero le imprese in MT (che passerebbero da una copertura del 43% degli OGS complessivi a una copertura del 35%), a scapito delle imprese in BT tra 1.5 kW e 16.5 kW, che passerebbero da una quota del 19% a una del 30% dell'onere (**Figura 3**).

FIGURA 3. CONTRIBUTO DELLE DIVERSE CATEGORIE DI CONSUMATORI AGLI ONERI PRE RIFORMA



* Senza considerare i rimborsi erogati agli energivori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

Le ipotesi B3 e C, nelle quali, rispetto alle altre, il peso dei corrispettivi variabili rimane relativamente maggiore, dovrebbero essere le soluzioni più vicine allo status quo; tuttavia, dato che prevedono l'abolizione degli scaglioni di natura regressiva delle componenti A per le imprese in MT, AT e AAT, queste comportano un aggravio di

⁵ Dato che le agevolazioni dovrebbero limitarsi agli oneri a sostegno delle energie rinnovabili, potrebbe essere esclusa dalle agevolazioni la parte dell'onere A3 a copertura dei costi di incentivazione della generazione assimilata alle rinnovabili attraverso il meccanismo CIP6.

⁶ Al momento attuale la struttura a scaglioni prevede, per le imprese connesse in MT, l'azzeramento delle aliquote delle componenti A sui consumi superiori a 8 GWh/mese e, per le imprese connesse in AT e AAT, il dimezzamento delle aliquote sui consumi oltre a 4 e fino a 12 GWh/mese e l'azzeramento sui consumi superiori (queste discipline si applica da gennaio 2016 indifferentemente sia per le imprese riconosciute energivore che per le altre).

costi elevato per le imprese che degli scaglioni finora hanno beneficiato. L'Autorità ha effettuato delle valutazioni dell'impatto delle diverse ipotesi per diversi consumatori-standard. Nel caso di un'impresa connessa in AAT con potenza impegnata di 80 MW e consumo pari a 400 GWh/anno (quindi con un *load factor* di 5000 ore), le ipotesi B3 e C comporterebbero, rispettivamente, un aggravio di spesa del 42% e del 33%. L'incremento di spesa sarebbe tuttavia maggiore se si considerassero livelli di consumo superiori, che quindi finora hanno beneficiato maggiormente della struttura regressiva degli scaglioni.

Gli interventi di riforma prospettati dall'Autorità comportano ricadute su una molteplicità di categorie di consumatori finali e sul perseguimento di diverse politiche ambientali e industriali:

Spostare il peso dell'onere dai corrispettivi variabili a quelli fissi e in quota potenza potrebbe determinare un beneficio in presenza di investimenti in tecnologie efficienti (quali sistemi centralizzati a pompa di calore per il riscaldamento e il raffrescamento di condomini o uffici) che comportano elevati consumi elettrici. Tuttavia, lo stesso intervento riduce i benefici che la generazione distribuita (RIU e SEU) ottiene tramite la parziale esenzione dal pagamento dei corrispettivi variabili degli OGS sull'autoconsumo. Quando gli impianti di generazione distribuita sono associati alla presenza di tecnologie quali le pompe di calore, l'impatto della riforma deve essere valutato caso per caso. Nel complesso, l'intervento di riforma potrebbe, almeno in una parte dei casi, ostacolare il perseguimento delle politiche per le rinnovabili e l'efficienza, che attualmente trovano un supporto nel regime tariffario previsto per i SEU.

Allo stesso tempo, spostare il peso dell'onere dai corrispettivi variabili a quelli fissi e in quota potenza penalizza i consumatori con minori livelli di consumo, tra cui quindi anche gran parte delle piccole e medie imprese per le quali il Governo Renzi si era impegnato a ridurre la spesa elettrica del 10%, determinando quindi un cambiamento di rotta rispetto alla politica industriale recentemente delineata.

I grandi consumatori di elettricità connessi in MT, AT e AAT, che da un lato dovrebbero trarre vantaggio dallo spostamento degli oneri sulle componenti fisse e in quota potenza, risulterebbero penalizzati dall'abolizione degli scaglioni di consumo sui corrispettivi variabili. Nel caso delle imprese riconosciute energivore, una parte dell'onere pagato sui consumi (fino al 60%, ma la quota dipende dal livello di intensità elettrica dell'impresa) è oggetto di rimborso da parte di CSEA⁷, ma comunque le imprese dovrebbero affrontare un peggioramento dei flussi di cassa, anche tenuto conto del fatto che i tempi di rimborso sono lunghi e incerti. A oggi, i rimborsi relativi al 2014 non sono ancora stati erogati, complice il protrarsi del procedimento di valutazione della disciplina delle agevolazioni agli energivori presso la CE, mentre l'Autorità non ha ancora definito la disciplina dei rimborsi per gli anni successivi. La riforma degli OGS potrebbe quindi comportare importanti ricadute in termini di politiche nazionali per l'industria pesante.

L'aumento degli oneri in termini di corrispettivi variabili per le imprese energivore, inoltre, determinerebbe un aumento dell'onere AE (temporaneamente azzerato) a copertura dei costi delle agevolazioni per gli energivori, a carico di tutti i consumatori finali diversi dagli energivori, sia domestici che non domestici; questo aumento in taluni casi andrebbe a compensazione dell'alleggerimento degli OGS derivante dalla riforma, mentre in altri inasprirebbe l'aggravio.

I CRITERI DI VALUTAZIONE

A fronte di questo complicato intreccio di interessi divergenti, l'Autorità ha definito una serie di criteri di valutazione qualitativi sulla base dei quali orientarsi tra le opzioni di riforma presentate. I criteri tengono conto di: impatto sugli investimenti nello sviluppo di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, numero di clienti per i quali la riforma comporta un aumento significativo della spesa per OGS (ossia accettabilità diffusa della riforma), minimizzazione degli scostamenti di spesa rispetto alla situazione attuale per gruppi aggregati di consumatori, minimizzazione della redistribuzione effettuata attraverso la componente AE, stimolo agli investimenti in sistemi di accumulo.

L'analisi dell'Autorità passa quindi attraverso la simulazione della variazione di spesa per elettricità per diverse tipologie di consumatori tipo (uno per ciascun livello di

⁷ Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

tensione e per ciascuno scaglione di potenza), individuati sulla base di caratteristiche (di potenza e di consumo annuo) medie per ciascuna classe. Alla luce di questa analisi, l'Autorità sembrerebbe preferire le opzioni B3 o C, che porterebbero a una riduzione della spesa rispetto alla situazione attuale per gli impianti connessi in BT⁸ e AT e a una conferma o un incremento contenuto nell'ordine dell'8% per le imprese connesse in MT. Questa tuttavia sarebbe la soluzione che comporterebbe il maggiore aggravio per le imprese connesse in AAT, che potrebbero arrivare a pagare l'elettricità fino al 42% in più rispetto a oggi, nel caso del consumatore di dimensioni maggiori individuato dall'Autorità⁹. Anche se l'impatto per questa categoria di consumatori potrebbe essere in parte mitigato dal meccanismo di agevolazioni previste per gli energivori, attualmente in via di definizione da parte dell'Autorità per il periodo post 2014, se sarà confermato l'aiuto sotto forma di rimborsi, come già sottolineato, l'impatto per l'industria potrebbe essere rilevante. Inoltre, queste sarebbero le soluzioni che determinerebbero un maggiore impatto redistributivo a valle, non quantificato nel DCO, a causa di un aumento della componente AE, in contrasto quindi con uno dei criteri definiti dall'Autorità stessa.

Occorre inoltre sottolineare che la valutazione effettuata sulla variazione della spesa per soli i consumatori medi non consente di apprezzare l'impatto della riforma per i consumatori che abbiano caratteristiche anche solo parzialmente diverse. Ad esempio per il caso-tipo scelto dall'Autorità per rappresentare il consumatore MTA2¹⁰, caratterizzato da potenza pari a 150 kW e consumi annui pari a 450 MWh, l'applicazione dell'ipotesi B3 comporterebbe un aggravio di spesa per elettricità contenuto al 2.25%. Tuttavia, se si considera un altro caso di consumatore connesso in MT, ricadente nella stessa classe di potenza, che secondo le analisi REF-E potrebbe corrispondere a un ufficio di medie dimensioni (1,725 mq) collocato in zona climatica E e climatizzato con pompa di calore centralizzata aria-acqua, con potenza pari a 163 kW e consumi annui pari a 216 MWh, l'incremento della spesa risulterebbe dell'ordine dell'8.4%¹¹.

SERVIREBBE UNA SEMPLIFICAZIONE DEL QUADRO TARIFFARIO

Il processo di riforma degli OGS in ambito non domestico appare al momento ancora lungo e incerto. La selezione delle opzioni di riforma sulla base di criteri che non discendono dalla legge, ma che sono definiti dall'Autorità stessa, potrebbe aprire la strada a numerosi ricorsi al TAR. Allo stesso tempo, le opzioni presentate muovono gli interessi di differenti *stakeholder* e potrebbero aprire la strada a un intenso dibattito, favorito dall'allungamento dei termini all'11 luglio per l'invio delle osservazioni al primo DCO dell'Autorità.

A contributo del dibattito, si ritiene auspicabile che l'intervento dell'Autorità vada nella direzione di una semplificazione del quadro, proponendo una riforma congiunta degli OGS e delle agevolazioni agli energivori, che potrebbe prevedere l'applicazione di aliquote regressive sulla componente A3 per i consumatori energivori che ne hanno diritto conformemente a quanto previsto dalle direttive comunitarie, come ad esempio avviene in Germania. In questo modo potrebbe essere superato il sistema di rimborsi sui corrispettivi pagati che, oltre a determinare aggravii di cassa alle imprese, è alla base di una scarsa comprensione della redistribuzione degli oneri nel sistema italiano.

⁸ Ad eccezione dei piccolissimi consumatori in BT con potenza impegnata fino a 1.5 kW, che in tutte le ipotesi verrebbero penalizzati dallo spostamento degli oneri sulle parti fisse.

⁹ Potenza 80 MW, consumo annuo 400 GWh.

¹⁰ Ossia con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW.

¹¹ L'analisi si riferisce all'incremento di spesa per l'elettricità (incluse le imposte) per il I trimestre 2016.

FINE DELLA TUTELA DI PREZZO: IL CASO DELLA FRANCIA

Il sistema di assegnazione dei clienti tramite aste, non dissimile dalla salvaguardia italiana, prevede l'obbligo di socializzare i disincentivi introdotti: una soluzione innovativa e replicabile, ma che sembra aver ridotto la contendibilità del mercato.

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016

PHASE-OUT DEI PREZZI REGOLATI PER I NON DOMESTICI

Ancora a fine 2014, una grandissima parte (circa il 90%) dei clienti francesi, domestici e non domestici, acquistava elettricità e/o gas a prezzi amministrati, dai fornitori cosiddetti storici¹.

La rimozione dei prezzi amministrati è stata decisa nel 2013 in ottemperanza alla disciplina comunitaria, e sta trovando attuazione secondo un percorso di gradualità, che ha avuto avvio nel 2014 (con due scadenze, luglio e dicembre) per i clienti non domestici del settore gas con consumi annui superiori a 200 MWh, ed è proseguita nel 2016 con l'estensione ai clienti non domestici del gas con consumi superiori a 30 MWh/anno e ai clienti non domestici elettrici che impegnano più di 36 kVA.

I clienti interessati dal cambiamento, ossia quelli che si trovavano in regime di tutela nel momento in cui è stata deliberata la rimozione dei prezzi regolati, sono circa 70 mila nel settore gas e circa 450 mila nel settore elettrico. Per il momento i piccoli consumatori non domestici e tutti i clienti domestici possono ancora essere serviti attraverso i prezzi di vendita regolati: questi due gruppi contengono, nel complesso, circa 6 milioni di utenti regolati per quanto concerne il gas, e più di 30 milioni per l'elettrico.

Come misura di accompagnamento all'eliminazione dei prezzi regolati, a tutela della continuità della fornitura il legislatore francese ha previsto un regime di "offerta transitoria", ossia di *default*, realizzato dai fornitori storici, con applicazione di tariffe disincentivanti (proposte dagli stessi fornitori di *default*) e con l'obbligo, almeno nel settore gas, di socializzare gli extra profitti realizzati attraverso la maggiorazione tariffaria.

La schema appena descritto troverà attuazione fino al 30 giugno 2016: a partire da tale data i clienti interessati saranno trasferiti a nuovi fornitori di *default*, già selezionati attraverso procedure concorsuali, con tetti al numero di clienti aggiudicabili al singolo partecipante. I fornitori aggiudicatari continueranno a praticare un prezzo disincentivante per un anno, prima di essere liberi di fissare condizioni di mercato (che andranno comunque notificate all'Autorità per l'energia, CRE).

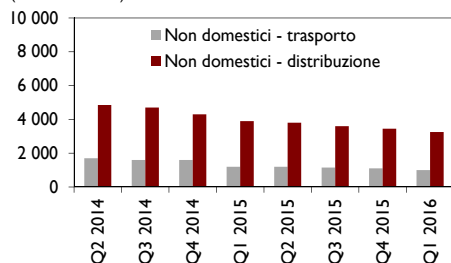
I DATI SULLA CONCENTRAZIONE DELL'OFFERTA

I mercati *retail* francesi dell'energia elettrica e del gas si presentavano, prima dell'intervento del legislatore, come fortemente concentrati. A fine 2014, i tre fornitori storici di gas detenevano più dell'80% dei clienti in numero, e poco più del 55% in termini di volumi venduti, con una netta differenza tra segmenti di clientela: quote elevatissime nel segmento domestico e delle piccole imprese; quote di minoranza relativa con riferimento ai clienti di maggiori dimensioni². Contemporaneamente EDF, unico fornitore storico del mercato elettrico, serviva il 90% dei punti di prelievo, corrispondente all'83% dei consumi.

GAS: LIEVE DISCESA DELLA CONCENTRAZIONE

I valori dell'indice HHI, misurato rispetto al numero di clienti serviti, mostrano una discesa della concentrazione per i consumatori di gas interessati dalla rimozione della tutela tutto sommato poco significativa e graduale, con un piccolo salto in corrispondenza della scadenza di fine 2014 (Figura 1). Il segmento meno concentrato, ossia quello dei clienti non domestici connessi alla rete di trasporto, continua ad attestarsi su livelli di concentrazione elevati.

FIGURA 1. INDICE HHI - N. CLIENTI GAS
(numero indice)



Il mercato è "molto concentrato" per valori > 1.700.

E' "concentrato" nell'intervallo 1.700-1.000.

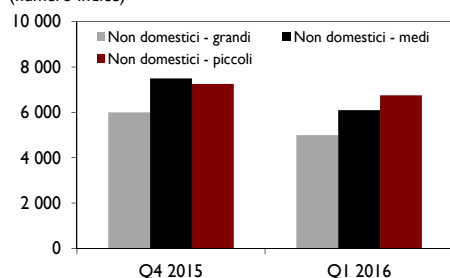
Fonte: CRE

TAG
consumers, liberalisation, auction
design, antitrust policy

¹ I fornitori storici comprendono la sola EDF nel settore elettrico, e ENGIE, Gaz de Bordeaux e Total Energie Gaz nel settore gas.

² CRE, *Rapport Annuel à la Commission européenne*, Luglio 2015.

FIGURA 2. INDICE HHI - N. CLIENTI ELETTRICO
(numero indice)

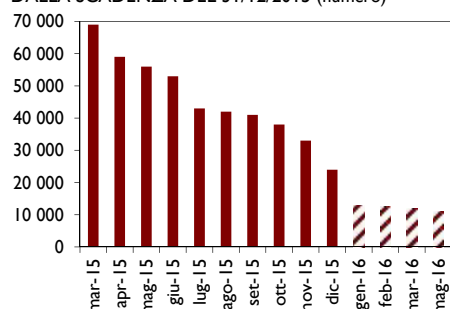


Il mercato è "molto concentrato" per valori > 1,700.

E' "concentrato" nell'intervallo 1,700-1,000.

Fonte: CRE

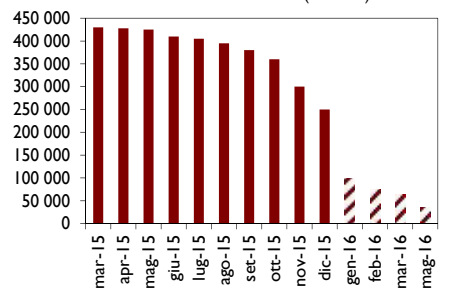
FIGURA 3. CLIENTI GAS TUTELATI INTERESSATI
DALLA SCADENZA DEL 31/12/2015 (numero)



Le barre tratteggiate indicano il regime di offerta transitoria

Fonte: CRE

FIGURA 4. CLIENTI ELETTRICI TUTELATI INTERESSATI
DALLA SCADENZA DEL 31/12/2015 (numero)



Le barre tratteggiate indicano regime di offerta transitoria

Fonte: CRE

ELETTRICO: LIVELLI ANCORA MOLTO ELEVATI

Per quanto concerne l'elettrico, gli indicatori non lasciano dubbi per nessun segmento di clientela (**Figura 2**): gli indici di concentrazione al 31 marzo 2016, ossia 3 mesi dopo l'eliminazione della tutela di prezzo per i consumatori grandi e medi, assumono valori molto alti anche per i clienti con elevati livelli di consumo.

L'impatto della rimozione della tutela di prezzo alla fine del 2015, tuttavia, sembra essere stato più consistente rispetto al settore gas, rivelando una maggiore efficacia del segnale disincentivante del regime di *default*. Sempre nell'elettrico, è scesa in misura non trascurabile la concentrazione nel segmento dei piccoli clienti non domestici, non ancora interessati dalla riforma.

L'ASSEGNAZIONE DEI CLIENTI PASSIVI

La previsione di un servizio di *default* transitorio con prezzi disincentivanti è sicuramente risultato efficace nel far attivare i clienti: lo dimostrano i dati di passaggio al mercato libero, a partire dalle scadenze dei prezzi regolati, sia nel settore del gas che in quello elettrico (**Figura 3 e Figura 4**).

Sotto il profilo della concorrenza lato offerta, invece, la riforma per ora non potrà che produrre effetti poco significativi, sia data l'attuale portata del processo di rimozione della tutela, sia perché il principale strumento di riallocazione dei clienti, ossia il meccanismo di aste realizzato dopo la prima fase di gestione del transitorio da parte dei fornitori storici, interesserà solo i pochissimi clienti che non sono ancora passati sul libero. Tuttavia, lo schema di aste francese presenta delle caratteristiche di interesse e originalità, in primis l'oggetto stesso delle aste, identificato nella quota di maggiorazione di prezzo che il partecipante si impegna a socializzare.

IL NUOVO SCHEMA DI DEFAULT

Più nel dettaglio, lo schema di allocazione ha le seguenti caratteristiche. Le aste sono organizzate dalla CRE ed effettuate per lotti di clienti. I lotti sono riferiti ad aree geografiche e tipo di clienti.

Per i clienti connessi alle reti dei distributori ERDF e GRDF (gli ex monopolisti), i lotti non superano i 1000 clienti e i 50 GWh; per i clienti serviti dagli altri distributori (distributori locali) coincidono con tutti i clienti del distributore locale. In esito all'attuazione delle suddette regole da parte della CRE, il Regolatore ha individuato 32 lotti per il gas e più di 300 per l'elettricità.

Alle aste possono partecipare tutti i fornitori che detengono un'autorizzazione d'acquisto di elettricità per rivendita ai clienti finali, e quelli che detengono un'autorizzazione di fornitura di gas, secondo le disposizioni legislative rilevanti. In questo il meccanismo non differisce significativamente dal servizio di salvaguardia, strumento impiegato in Italia nel 2007 per superare la tutela di prezzo per i clienti elettrici non domestici.

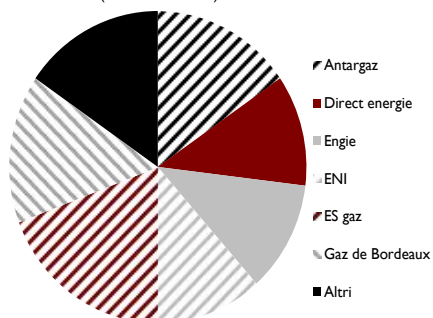
Per evitare la concentrazione dei clienti in pochi fornitori, è previsto un tetto massimo di lotti aggiudicabili a ciascun partecipante, pari al 15%: questa misura garantisce la riallocazione di almeno una parte dei clienti degli ex monopolisti a fornitori alternativi, anche se si è previsto che non continuo, ai fini del raggiungimento del tetto, i lotti in cui l'aggiudicatario sia l'unico offerente.

L'oggetto dell'asta è un ammontare in €/MWh che ciascun partecipante si impegna a restituire alla collettività; in effetti il prezzo della fornitura al cliente finale, fissato dal regolamento d'asta, è stabilito in modo da disincentivare la permanenza nel sistema di *default* (l'obiettivo dato dal provvedimento governativo è quello di superare del 30% il prezzo medio praticato sul mercato libero).

Le aste sono, perciò, al rialzo, ossia si aggiudica il lotto di clienti il fornitore che offre di socializzare l'ammontare più alto di maggiorazione. Il meccanismo differisce, nell'oggetto, da quello di salvaguardia, che prevede aste al ribasso sulla maggiorazione di prezzo da praticare ai consumatori rispetto alle condizioni di mercato.

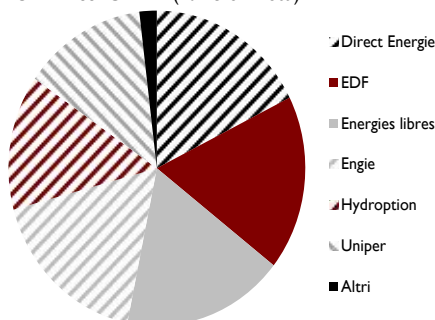
La differenza sostanziale tra i due schemi sta, però, nel fatto che il meccanismo di *default* francese sia disegnato per il semplice trasferimento dei clienti passivi dai fornitori storici ai fornitori del mercato libero a prezzi che temporaneamente continuano a essere amministrati, e che dopo un anno diverranno liberi, mentre il sistema di salvaguardia

FIGURA 5. GAS: AGGIUDICATARI DEI LOTTI ASSEGNATI (numero di lotti)



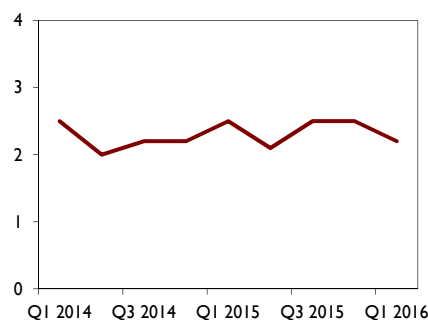
Fonte: CRE

FIGURA 6. ELETTRICITA': AGGIUDICATARI DEI LOTTI ASSEGNATI (numero di lotti)



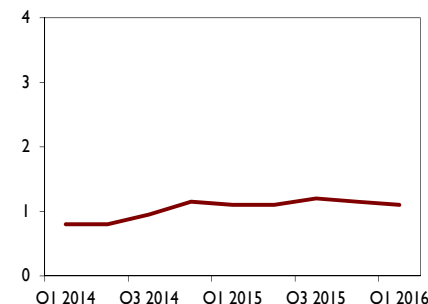
Fonte: CRE

FIGURA 7. GAS: TASSO DI SWITCHING - DOMESTICI (%)



Fonte: CRE

FIGURA 8. ELETTRICITA': TASSO DI SWITCHING DOMESTICI (%)



Fonte: CRE

ha assolto, a regime, il ruolo di servizio di ultima istanza, ancora attivo per garantire la continuità della fornitura ai clienti rimasti (temporaneamente) senza fornitore.

Ultima previsione rispetto al meccanismo francese è quella di prolungamento dell'offerta transitoria del fornitore storico in caso di asta deserta, in attesa della ripetizione dell'asta stessa (la prossima tornata di aste è prevista nel novembre 2016).

I risultati del primo *round* di aste, pubblicati ad inizio maggio, mostrano proprio un numero abbastanza significativo di lotti per cui non è stata presentata alcuna offerta. Si tratta di 6 lotti di clienti gas e circa 50 lotti di clienti di elettricità: in quasi tutti i casi si tratta di gruppi di clienti connessi alle reti dei distributori locali.

In generale, le poche gare non deserte che hanno riguardato i clienti connessi alle reti di distribuzione locale sono state vinte da fornitori minori, mentre i principali fornitori del mercato francese hanno sottratto mercato a EDF e Engie. Per quanto concerne le aste gas, tre fornitori sono arrivati al tetto massimo di lotti, mentre con riferimento all'elettrico sono stati 4 (Figura 5 e Figura 6).

Il prezzo medio offerto dai vincitori delle aste in aree GRDF è stato di 8.6 €/MWh, mentre nelle altre aree è stato pari a 8.1 €/MWh. Quello offerto in aree ERDF è stato di 19.5 €/MWh, contro 10.6 €/MWh nelle aree dei distributori locali. La sensibile differenza di prezzo nelle aste per i clienti elettrici potrebbe essere connessa alla scarsa concorrenza nelle aree servite dai distributori locali rispetto a quelle servite da ERDF.

La stima di quanto del sovrapprezzo rispetto al mercato libero che i nuovi fornitori di default praticeranno sarà restituita può essere effettuata usando come riferimento i prezzi regolati³: il prezzo, tasse incluse, pagato dai consumatori di maggiori dimensioni⁴ dovrebbe aver superato, ad inizio 2016, 95 €/MWh. Ipotizzando che tale livello sia rappresentativo anche dei prezzi sul mercato libero, la maggiorazione del 30% di tale prezzo consisterebbe in poco meno di 30 €/MWh. Per i clienti di minori dimensioni la maggiorazione sarebbe decisamente più alta. Pertanto, pur costituendo un ammontare considerevole, il prezzo d'asta a 19.5 €/MWh non si avvicina al limite che annulla la rendita costituita dal prezzo incentivante e ciò potrebbe segnalare sia che la concorrenza non sia stata così forte, sia che il meccanismo non è così appetibile: il numero di clienti e i relativi volumi di consumo che si acquisiscono è contenuto e non è certo, così come non è certa la permanenza dei clienti nel regime di *default* dopo la stipula del contratto; inoltre, potrebbero essere rimasti a tariffa i clienti più costosi da gestire, e ciò può aver avuto come conseguenza *bid* per la restituzione della maggiorazione di prezzo relativamente bassi.

LE PROSPETTIVE NEL DOMESTICO

Per i clienti domestici, per il momento non interessati dalla riforma della tutela di prezzo, la concentrazione lato offerta è su livelli elevatissimi: gli indici HHI calcolati in modo identico a quanto visto per i non domestici si attestano su valori compresi tra 6000 (gas) e 7000 (elettricità), e il trend di decrescita della concentrazione è molto poco marcato, proprio perché circa il 90% dei consumatori continua ad essere servito a condizioni economiche regolate.

Un'ulteriore evidenza di arretratezza, in termini di concorrenzialità, del segmento dei clienti domestici, è riscontrabile nei tassi di *switching*, ossia di cambio di fornitore (Figura 7 e Figura 8), che si attestano su valori lontanissimi rispetto ai mercati più maturi, dove si raggiungono livelli anche superiori al 10%.

Alla luce di quanto osservato, per completare il processo di superamento dei prezzi regolati anche per i domestici sarà cruciale, perciò, ideare un meccanismo che raggiunga il duplice obiettivo di stimolare il passaggio sul mercato libero e favorire la concorrenza sul lato dell'offerta ma, allo stesso tempo, tale meccanismo dovrà essere di concreta e non troppo complessa realizzazione: non è detto che lo strumento delle aste, impiegato come visto per i clienti non domestici di dimensioni grandi e medie, sia di altrettanto facile implementazione per i restanti consumatori (si tratta di molti milioni di utenti); o almeno il disegno dello schema andrà valutato attentamente e probabilmente attuato secondo un criterio di gradualità. Lo stesso sistema di socializzazione, ammesso che lo

³ Il prezzo di fornitura del nuovo regime di default è, infatti, una tariffa binomia, per cui non è facile stimare la spesa in €/MWh di energia fornita.

⁴ Cliente di riferimento Eurostat: industriale con consumi tra 20 e 70 GWh. È il benchmark più agevole da considerare.

si voglia realizzare, andrà valutato attentamente: occorrerà fissare livelli di prezzo che allo stesso tempo disincentivino la permanenza nel servizio di *default* e permettano ai fornitori di contendersi i gruppi di clienti senza intaccare anche la parte di maggiorazione che corrisponde alla maggiore onerosità dei clienti acquisibili. Tutto quanto detto può essere utile anche rispetto al mercato italiano che, a questo punto, viene a trovarsi allo stesso stadio di quello francese, con un gran numero di piccoli consumatori da trasferire sul mercato libero, facendo attenzione a garantire la concorrenza lato offerta.

GAS NATURALE

ANTITRUST E GARE D'AMBITO: POCHE POSSIBILITÀ PER IL PROCESSO M&A

RIFERIMENTI NORMATIVI

- CI 2044 - A2A/Linea Group Holding
- CI 2035 - IRETI/ATENA
- CI 1990 - SEL-AE
- CI 1878 - ITALGAS - ACEGAS-APS/ISONTINA RETI GAS
- I740 - Comune di Casalmaggiore
- DM 226/2011 e ss.mm.

L'AGCM sembra orientata ad un approccio piuttosto rigido nei confronti delle operazioni di M&A che portano anche solo piccoli vantaggi agli operatori incumbent, seguendo come unico criterio la massimizzazione dei potenziali partecipanti alle singole gare: questo atteggiamento potrebbe però favorire la riduzione degli operatori a livello nazionale, ampliare le perdite di efficienza dovute all'uscita di molti distributori, e ridurre infine la competitività complessiva dei procedimenti.

IN ATTESA DELLE GARE

La nuova scadenza per la pubblicazione dei bandi di gara per gli ATEM del primo gruppo si avvicina - la legge di conversione del DL Milleproroghe la fissa al 11 luglio - ma al momento gli operatori sembrano più impegnati a promuovere ricorsi al TAR contro i bandi già pubblicati e a sospendere/rinvviare i termini degli stessi che a portare avanti nuove gare. Un fronte su cui si rileva invece una certa vivacità è quello delle operazioni di M&A, segno che, pur nella lentezza nell'attuazione della riforma, molti operatori si stanno comunque attrezzando per affrontare le sfide imposte dalla nuova normativa in tema di concessioni. Tuttavia sulle manovre di alleanza pesa una grossa incertezza: il giudizio dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM).

Nell'ambito del settore della distribuzione gas negli ultimi anni numerosi sono stati gli interventi dell'AGCM soprattutto in casi legati alle gare gas. I provvedimenti di M&A che superano una determinata soglia devono essere sempre comunicati per un'analisi preventiva sulle possibili restrizioni che l'operazione potrebbe comportare. In caso l'Autorità rilevi possibili problematiche apre, entro 30 giorni dalla comunicazione, una fase di istruttoria, durante la quale le imprese hanno la possibilità di giustificare e dimostrare i vantaggi dell'operazione. Entro 45 giorni dall'apertura della fase istruttoria l'Autorità è chiamata a esprimere un giudizio finale, potendo quindi vietare l'operazione o (più spesso) condizionarla a determinati comportamenti/correttivi delle parti, volti o a limitare l'impatto in termini di restrizione della concorrenza, o a garantire che gli eventuali benefici in termini di efficienza che le parti guadagnano dalla fusione vengano trasferiti ai consumatori. Nella distribuzione gas, la riforma di allocazione delle modalità di concessione ha definito nuovi parametri all'AGCM per la valutazione dei casi di M&A in questo settore, volti a tutelare che le gare per i singoli ATEM si svolgano in condizioni di effettiva concorrenza. L'AGCM è stata in effetti coinvolta anche nel disegno delle gare stesse, avendo più volte espresso la propria opinione (spesso critica) anche sui dettagli applicativi della nuova disciplina. Il tema è quindi ben conosciuto dagli uffici dell'AGCM.

LA GIURISPRUDENZA PER LE GARE GAS

ISONTINA RETE GAS: UN PROVVEDIMENTO CHE HA FATTO SCUOLA

Il primo caso a ricoprire un particolare rilievo è stato quello della JV Isontina Rete Gas. L'operazione consisteva nel passaggio del controllo di Isontina Rete Gas, detenuto congiuntamente da da ENI (70%) e Acegas Aps (gruppo HERA) (30%), a Italgas e Acegas Aps stessa. L'AGCM (CI1878 - aprile 2013) ha vietato tale operazione in quanto considerata restrittiva della concorrenza, rilevando in particolare che la stessa avrebbe creato una posizione dominante tale da garantire a Isontina l'aggiudicazione delle gare negli ATEM di Trieste, Gorizia, Pordenone e Padova ¹.

Al di là del merito delle decisioni, il caso ha dettato la linea degli interventi futuri dell'AGCM.

In primo luogo si è posto il problema di definire quale fosse il mercato rilevante per questo tipo di operazioni, ossia l'ambito entro il quale deve essere valutata l'eventuale restrizione della concorrenza derivante dall'intesa. Una prima conclusione importante per tutti i provvedimenti futuri è stata quindi la definizione del mercato rilevante per le gare d'ambito, individuato nella singola gara d'ambito, e quindi nei singoli ATEM.

¹ Il Consiglio di Stato (sentenza 334/2015) ha confermato la validità delle decisioni dell'Antitrust.

ARTICOLI CORRELATI

- Monitoraggio gare gas (Newsletter 197)
- Monitoraggio gare gas (Newsletter 196)

TAG
antitrust policy, gare gas

In particolare il criterio seguito dall'AGCM è quello di valutare il numero potenziale di partecipanti alla gara e come questo può essere influenzato dalle operazioni di M&A.

In linea teorica tutti gli operatori che hanno i requisiti tecnici e finanziari richiesti dalla normativa (che prevede restrittivi vincoli di partecipazione alle gare d'ATEM) possono essere considerati concorrenti potenziali, tuttavia l'effettiva probabilità che un operatore partecipi a una gara può dipendere anche da fattori esogeni. Trattandosi di gare che si svolgevano per la prima volta, l'AGCM non poteva far riferimento a indicazioni derivanti da esperienze pregresse, quindi per capire quali fossero i *driver* che potevano determinare l'effettiva probabilità di partecipazione è ricorso allo strumento del *market test*².

Dal *market test* svolto nell'ambito del caso Isontina è emerso che i fattori che discriminano tra coloro che potrebbero astrattamente partecipare alla gara e coloro che invece godono di particolari incentivi a partecipare in quanto favoriti da un'elevata probabilità di aggiudicazione, rientrano:

- la presenza pregressa nell'ATEM (*incumbency*), in particolare è stata individuata nel 50% dei PDR la soglia al di sopra della quale si determinerebbe una posizione di notevole vantaggio per il gestore uscente anche in termini di esborso finanziario che l'eventuale vittoria della gara comporta per gli operatori
- la solidità finanziaria per superare le barriere finanziarie, sia quelle espressamente richieste dalla normativa (garanzie bancarie e fidejussioni) sia quelle date dagli elevati esborsi necessari per l'acquisto delle reti (mediamente stimabile in circa 1,000 €/PDR, ma soggetto ad ampia variabilità a seconda delle località)
- la presenza in ATEM limitrofi, che potrebbe garantire la massimizzazione delle efficienze operative dell'aggiudicatario

In particolare, il vantaggio dei gestori uscenti si esplicherebbe sia in termini finanziari (maggiore è la quota detenuta minore è il valore di rimborso da corrispondere al gestore uscente) sia informativi (asimmetrie informative e esperienza operativa consentono un enorme vantaggio nella preparazione dell'offerta e nella probabilità di elaborare un piano industriale vincente, elemento principale al fine della valutazione delle offerte).

Queste modalità di analisi sono state riproposte anche nei casi successivi.

SEL-AE: UNA MULTI UTILITY A BOLZANO

Nel caso della fusione tra i due principali operatori energetici dell'Alto Adige, SEL e AE, all'apertura dell'istruttoria è seguito l'impegno da parte di SEL di cedere la proprietà e gestione delle reti a un soggetto terzo in grado di garantire piena indipendenza rispetto al nuovo soggetto post-fusione.

Nell'ATEM di Bolzano la quota di mercato in termini PDR serviti non rappresentava una *proxy* corretta del valore da corrispondere al gestore uscente. Infatti, in termini di RAB di località le quote di mercato (75-80% SEL e 15-25% AE/SEAB³), dei due protagonisti dell'operazione erano molto diverse rispetto alle quote in termini di PDR (40-45% SEL e 45-55% AE/SEAB), e questo dipendeva dalle diverse condizioni di gestione del servizio: mentre AE gestiva il servizio in contesti urbani (Bolzano e Merano), SEL distribuiva gas in comuni spesso piccoli e con una elevata percentuale di utenza dispersa sul territorio. Date tali quote di mercato, la difesa dell'operazione ha puntato sul fatto che, anche in assenza di fusione, SEL fosse già un gestore uscente di gran lunga prevalente e che la posizione di AE, in termini di incentivi alla partecipazione alla gara, sarebbe stata identica a quella di soggetti terzi. Infatti, per aggiudicarsi l'intero ATEM avrebbero dovuto reperire fondi per corrispondere, in caso di aggiudicazione, il 75-80% del VIR dell'ATEM⁴.

Nel provvedimento finale l'operazione è stata considerata comunque in grado

² Il *market test* prevede la consultazione diretta delle imprese attive sul territorio nazionale o con una presenza specifica nell'area geografica di riferimento, al fine di capire quale sia l'effettiva probabilità che ognuna delle imprese che dispongono dei requisiti presenti una propria offerta.

³ L'AGCM include nella quota di mercato di AE anche la parte detenuta da SEAB (concessionaria del servizio di distribuzione nel Comune di Bolzano), dato che SEAB è soggetta a controllo da parte del Comune di Bolzano, uno degli azionisti di AE.

⁴ Per quanto riguarda la proprietà delle reti gestite da AE/SEAB, nel provvedimento finale l'AGCM sostiene che "è comunque riconducibile ai comuni che controllano AE e SEAB, e dunque il pagamento del VIR ai comuni sarebbe stato qualificabile, di fatto, come una partita di giro. Anche per questa condizione, quindi, per tali imprese la partecipazione alla futura gara d'Atem di Bolzano sarebbe stata più favorevole rispetto a quella relativa a qualunque altro Atem."

di costituire o rafforzare una posizione dominante restrittiva della concorrenza sul mercato della gara nell'ATEM di Bolzano: SEL e AE, in quanto principali gestori uscenti dell'ATEM di Bolzano, erano considerati i soggetti maggiormente incentivati a partecipare alla gara. La fusione delle due società avrebbe comportato l'eliminazione di uno dei possibili concorrenti alla gara, che dai rilievi del *market test* appariva, a prescindere dall'operazione, già scarsamente contendibile e quindi sarebbe andata ad agire come ulteriore disincentivo alla partecipazione di terzi.

IREN- ATENA: FINALMENTE UN VIA LIBERA

Lo scorso aprile l'AGCM ha dato il via libera senza condizioni all'aumento della quota di Ireti (gruppo IREN) dal 40 al 60% del capitale sociale di Atena⁵ in quanto ha ritenuto che tale operazione non determinasse la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante in grado di eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza. In particolare, l'attenzione dell'AGCM si è concentrata sull'ATEM di Vercelli, in cui Atena detiene il 34% dei PDR, e sugli ATEM limitrofi. Sono tutti ATEM piuttosto frammentati in cui il gruppo IREN non è attivo. Stante questo quadro, l'AGCM ha considerato plausibile che alla futura gara si presentino un numero sufficiente di credibili *competitor* e quindi ha dato il via libera all'operazione.

FUSIONE A2A/LGH: ISTRUTTORIA IN CORSO

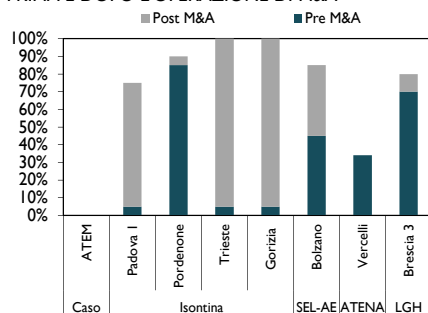
Il caso più recente è l'apertura di un'istruttoria sull'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH da parte di A2A, in base alla quale l'operazione potrebbe produrre effetti anticoncorrenziali nelle gare per la distribuzione gas e nel mercato lombardo della gestione dei rifiuti.

Limitandosi al settore della distribuzione, le società sono entrambe contemporaneamente presenti in sei ATEM (Bergamo 5, Brescia 3 e 4, Cremona 2 e 3 e Lodi 1), tuttavia solo in Brescia 3 (ATEM che include la città di Brescia) l'AGCM rileva condizioni tali da rendere l'operazione suscettibile di costituire o rafforzare una posizione dominante. Basandosi sull'analisi delle quote di mercato in termini di PDR (A2A Reti Gas 70-75%, Linea Distribuzione 10-15%, Italgas 10-15%, SIME e 2i Rete Gas 0-5%) due sono fondamentalmente i rilievi dell'Autorità Antitrust, secondo la quale l'operazione in esame:

- comporterebbe l'aumento del numero di concessioni comunali detenute dall'*incumbent* (A2A) e quindi ridurrebbe il costo del finanziamento necessario per rimborsare, a seguito di un'eventuale aggiudicazione, i gestori uscenti, con l'effetto ulteriore di scoraggiare potenzialmente la partecipazione di soggetti terzi alla gara, i quali dovrebbero, per contro, sostenere un più significativo onere finanziario in caso di aggiudicazione
- eliminerebbe uno dei possibili partecipanti alla gara (LGH) che in assenza di tale operazione potrebbe partecipare da solo o in ATI con operatori terzi.

Nell'ambito dell'istruttoria, è stata condotta anche un'analisi delle quote di mercato dei distributori operanti in ATEM confinanti con Brescia 3 basandosi sulla quale l'AGCM deduce in via preliminare che i soggetti potenzialmente interessati alla gara sarebbero 2i Rete Gas e Italgas.

FIGURA 1. QUOTE DI MERCATO IN TERMINI DI PDR
PRIMA E DOPO L'OPERAZIONE DI M&A



Fonte: elaborazioni su stime REF-E

PER IL FUTURO?

MAGGIORI RISCHI PER I PICCOLI OPERATORI

I casi oggetto di M&A e finora sottoposti a revisione da parte dell'Autorità Antitrust, rappresentano casi abbastanza diversi tra di loro, anche se si tratta per lo più di operazioni che implicano l'assorbimento da parte di un operatore di maggiori dimensioni di un operatore significativo ma più piccolo. Nel caso di Isontina in effetti l'operazione avrebbe portato a integrare le quote di mercato di due operatori molto ben posizionati in ATEM diversi, ma a livello di singolo ATEM avrebbe rappresentato un caso simile agli altri. In SEL-AEW i due operatori erano infatti assimilabili dal punto di vista dei PDR ma molto diversi in termini di valore delle reti, rappresentando SEL la maggioranza (Figura 1).

⁵ Atena è una società attiva nella distribuzione dell'energia elettrica e del gas, nella gestione del ciclo idrico e dell'igiene urbana e ambientale della provincia di Vercelli.

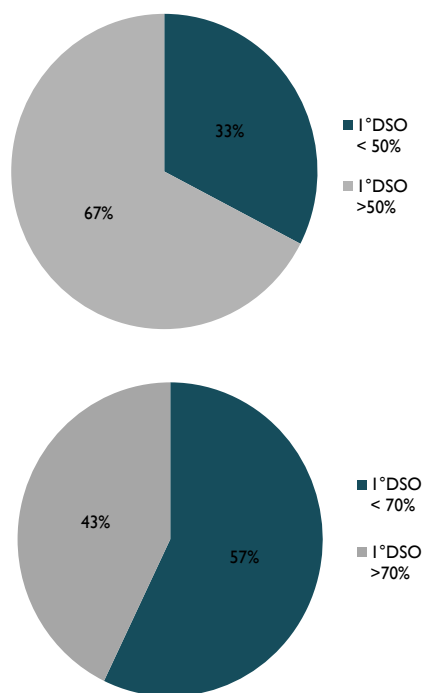
Una prima considerazione può riguardare il problema della finanziabilità della partecipazione alle gare. L'Autorità infatti ammette come lo sforzo finanziario sia una delle barriere principali alla partecipazione alla gara. Ora se un "grande" incorpora un "piccolo" si può affermare che:

- per il "grande" lo sforzo finanziario non cambia molto, perché rimane basso
- per il "piccolo" nemmeno: se pure sulla carta il piccolo ha la possibilità di partecipare alla gare perché possiede i requisiti di legge, di fatto è probabile che abbia poche chance, soprattutto se il DSO ha solo quella partecipazione e non è un grande operatore
- per eventuali nuovi entranti non cambia niente, infatti dovrebbero in ogni caso compiere lo sforzo massimo.

L'argomento degli sforzi finanziari non sembra quindi essere particolarmente rilevante per questi casi.

Diversa potrebbe essere invece la situazione sotto il profilo informativo. Sotto il profilo informativo, ci possono essere dei vantaggi rilevanti anche dalla acquisizione di imprese più piccole. In base al disciplinare di gara tipo al piano di sviluppo degli impianti sono riservati 45 punti. La conoscenza del territorio e degli impianti può dare un vantaggio nella redazione del piano di sviluppo. Tuttavia i massicci obblighi informativi definiti nel Regolamento criteri e poi riportati nel bando di gara mirano proprio a sterilizzare la superiorità informativa degli *incumbent*, mentre è possibile che la presenza in un territorio garantisca già anche una buona conoscenza di quelli limitrofi, per i quali è possibile che anche il vantaggio informativo guadagnato dalle fusioni non sia poi così rilevante.

FIGURE 2 E 3. ATEM CONTENDIBILI (% PDR)



Fonte: elaborazioni su stime REF-E

SCARSA CONTENDIBILITÀ DELLE GARE

L'AGCM sembra in sintesi orientata ad un approccio piuttosto rigido nei confronti delle operazioni di M&A che portano anche piccoli vantaggi agli operatori *incumbent*, e a non tenere in alcuna considerazione la necessità dei gruppi più piccoli di rafforzarsi.

La situazione degli ATEM analizzati non è infrequente, ma anzi rappresenta quella più diffusa. Ad oggi, secondo stime REF-E, 31 gruppi posseggono in 117 dei 175 ATEM una quota di mercato in termini di PDR superiore al 50%, mentre in termini di RAB di località i gruppi a possedere una quota di mercato superiore al 50% sono 25 in 118 ATEM. Concentrandosi sui soli PDR (la variabile considerata rilevante dall'AGCM), si stima che:

- la quota di mercato media del secondo più grande operatore si aggira sul 15%
- il numero medio di operatori diversi dal primo operanti nell'ATEM è pari a 4.

Se si guarda poi agli ATEM in cui il primo operatore ha una quota di mercato in termini di PDR superiore a 70%, si rileva che:

- ciò si verifica in più di un terzo degli ATEM
- la quota di mercato media del secondo più grande operatore si aggira sul 10%
- il numero medio di operatori diversi dal primo operanti nell'ATEM è pari a 3.

Stanti queste stime, in circa due terzi degli ATEM si può quindi già oggi ipotizzare una situazione di scarsa contendibilità (**Figure 2-3**).

QUALE COMPETIZIONE?

La necessità di avere un certo numero di partecipanti alla gara per massimizzare i vantaggi delle aste, criterio guida degli interventi dell'AGCM, è senza dubbio condivisibile. Tuttavia i vantaggi maggiori della riforma non sono attesi tanto dalle gare in sé, quanto dall'ampliamento degli ambiti territoriali che dovrebbe contribuire ad aumentare la dimensione media degli operatori (oggi troppo bassa) e la loro efficienza. Per massimizzare i vantaggi della gara sono necessari molti partecipanti quando l'asimmetria informativa è molto elevata, tra chi effettua l'asta e chi partecipa, o tra i partecipanti stessi. In questo caso le asimmetrie informative non sono rilevanti: la stazione appaltante è tenuta a raccogliere tutti i dati rilevanti per una perfetta conoscenza dello stato delle reti, la tecnologia è standardizzata, il prezzo è regolato.

Nel quadro descritto molti operatori di dimensioni minori sono destinati (come da obiettivi dichiarati) a scomparire a vantaggio di pochi più grandi.

Le operazioni di M&A potrebbero portare al rafforzamento di operatori di dimensioni intermedie e che da soli oggi hanno poche probabilità di sopravvivenza. Nel caso di operatori di dimensioni simili, questi potrebbero raggiungere la soglia minima per partecipare ad esempio a altre gare oltre a quella su cui detengono un vantaggio. Nel caso in cui invece i piccoli operatori si uniscano ad uno di maggiori dimensioni (che probabilmente vincerebbe comunque la gara), viene da chiedersi se l'aggregazione spontanea non possa in alcuni casi garantire una maggiore efficienza piuttosto che l'espropriazione a valle della perdita della gara: il rafforzamento degli operatori prima della gara potrebbe in effetti comportare minori costi di subentro, minori costi di finanziamento, minori costi di organizzazione delle gare stesse. La gara potrebbe in questo caso essere vista più come un *beauty contest* che una semplice competizione su chi offre condizioni tecniche ed economiche migliori.

In questo senso il timore è che l'atteggiamento dell'AGCM possa essere al limite controproducente: rafforzando la posizione di quegli operatori che non hanno necessità di aggregazioni per partecipare alle aste, potrebbe favorire la riduzione degli operatori a livello nazionale e ampliare le perdite di efficienza dovute all'uscita di molti operatori, non solo quello piccolissimi ma anche quelli con posizioni intermedie a livello di ATEM. La situazione andrebbe poi analizzata anche in ottica futura: la vita delle concessioni sarà breve (12 anni) e seguendo i criteri dell'AGCM nel secondo giro di gare nessun ATEM potrà essere considerato contendibile, ma maggiore sarà il numero di operatori che sono sopravvissuti alla prima tornata, maggiore la probabilità che possa essere esercitata una certa pressione sugli *incumbent*.

PARTECIPAZIONE IN ATI

Un'alternativa alle operazioni di M&A è la costituzione di raggruppamenti temporanei d'impresa (RTI/ATI)⁶. Proprio nell'ottica incentivare la partecipazione alle gare, il Regolamento Criteri (DM 226/2011 e ss.mm.) dà la possibilità di partecipare in ATI.

Anche se non vi è l'obbligo di notifica all'Antitrust delle operazioni di costituzione di RTI/ATI, l'AGCM non ha sempre visto di buon occhio le c.d ATI non necessarie o "sovrabbondanti", cioè i raggruppamenti tra imprese che producono il medesimo bene o servizio e dispongono ciascuna autonomamente dei requisiti finanziari e tecnici per la partecipazione alla gara, gli unici possibili nel nostro caso. Come hanno di recente rilevato l'AGCM e l'AEEGSI infatti (*Newsletter 197*), le restrizioni poste dalla normativa su questa fattispecie sono rilevanti: tutti gli aderenti a un ATI devono possedere i requisiti richiesti ai singoli. Tali previsioni impediscono ad esempio a eventuali soggetti finanziatori non industriali di poter partecipare alle gare e di conseguenza limitano la possibilità di partecipare alle stesse anche alle imprese di distribuzione più piccole che non dispongono delle risorse finanziarie necessarie.

Proprio per venire incontro alla segnalazione delle due Autorità, nell'ambito della discussione del Ddl Concorrenza sono stati presentati degli emendamenti in tema di gare gas⁷, uno dei quali mira proprio ad agevolare la partecipazione in ATI: i requisiti di capacità tecnica possono essere posseduti anche da uno solo dei partecipanti, mentre quelli di esperienza gestionale devono essere posseduti cumulativamente dai partecipanti.

Solo negli ultimi anni si è affermato l'orientamento in base al quale agli ATI sovrabbondanti non costituiscono una violazione in sé e quindi non sono da vietare sempre e comunque, ma sono illegittime solo se viene dimostrato che sono inserite in

⁶ Nell'ambito del *market test* svolto per il Caso Isontina Rete Gas è emersa l'importanza attribuita alla possibilità di costituire raggruppamenti temporanei d'impresa (RTI/ATI) anche come strumento per rendere maggiormente contendibili anche gli ATEM in cui esistono *incumbent* molto forti. Infatti tali raggruppamenti darebbero l'opportunità di far meglio fronte alla barriera finanziaria creata dalle dimensioni degli ATEM e dagli esborsi finanziari richiesti per partecipare alle gare. Tuttavia i partecipanti al *market test* hanno anche manifestato una certa preoccupazione circa i rischi antitrust che potrebbero derivare da tali intese.

⁷ Gli altri emendamenti mirano a una semplificazione dell'iter procedurale. Il primo stabilisce che la stazione appaltante non è più tenuta a comunicare all'AEEGSI la definizione del VIR prima della pubblicazione del bando se questo è stato calcolato applicando le Linee guida e se il delta VIR/RAB aggregato d'ambito non superi l'8% e quello del singolo Comune non superi il 20%. Viene inoltre proposto che l'AEEGSI definisca delle procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, se i bandi sono stati redatti in aderenza al bando di gara tipo; infine per quanto riguarda i punteggi è stata avanzata la proposta che questi non possano discostarsi dai massimi previsti per i criteri e i sub-criteri previsti nel Regolamento Criteri.

un quadro collusivo più ampio⁸.

A tal proposito si può ricordare l'istruttoria relativa al comune di Casalmaggiore, avviata alla luce di una segnalazione del comune stesso. Nel 2012 l'AGCM ha sanzionato l'allora E.ON Rete e Linea Distribuzione che costituendosi in ATI per partecipare alla gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas indetta dal Comune di Casalmaggiore (Cremona), pur possedendo i requisiti necessari per competere singolarmente, hanno ristretto la concorrenza nel mercato della distribuzione del gas naturale. Infatti, l'atto di costituzione dell'ATI stipulato dopo l'aggiudicazione della gara, che prevedeva espressamente che ognuna delle due società continuasse a gestire in maniera autonoma il servizio di distribuzione del gas esattamente nei Comuni nei quali aveva in precedenza la concessione, è stato considerato dall'AGCM una prova del fatto che il raggruppamento fosse stato costituito per mantenere lo status quo. Inoltre, è stato asserito che la loro partecipazione congiunta avesse scoraggiato la partecipazione di soggetti terzi (l'ATI era stato l'unico partecipante alla gara) permettendo loro di ottenere le condizioni economiche più favorevoli consentite dal bando (l'ATI aveva offerto al minimo).

⁸ AGCM, *Comunicazione avente ad oggetto l'esclusione dei raggruppamenti temporanei di imprese "sovrabbondanti" dalle gare pubbliche*, 23 dicembre 2014. L'AGCM ha chiarito che l'inserimento nei bandi di gara di clausole che escludono dalla gara raggruppamenti temporanei di imprese "sovrabbondanti" è legittimo solo nel caso in cui la clausola:

- espliciti le ragioni della possibile esclusione in relazione alle esigenze del caso concreto, quali la natura del servizio e/o l'assetto del mercato di riferimento
- preveda che l'esclusione del raggruppamento non può essere automatica, essendo la stazione appaltante tenuta a dimostrare la sussistenza di rischi concreti e attuali di collusione delle imprese partecipanti alla gara in raggruppamento
- disponga che la valutazione della stazione appaltante, relativa alla sussistenza dei possibili profili anticoncorrenziali nella formazione del raggruppamento, tenga conto delle giustificazioni - in termini di efficienza gestionale e industriale, alla luce del valore, della dimensione o della tipologia del servizio richiesto - che le imprese partecipanti al raggruppamento forniscono al momento della presentazione della domanda o su richiesta della stazione appaltante.

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
VARESE 2	NO	11/09/2015	-	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 2	30/10/2015	29/12/2015	04/10/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	03/03/2017	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MILANO 1	12/11/2015	23/12/2015	17/10/2016	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	12/11/2015	28/12/2015	Sospesa	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	Sospesa	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ROMA 1	25/11/2015	NO	-	-	**	ALTA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	31/05/2016	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	30/11/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/03/2017*	●	**	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-	-	>10%	BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2017*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
BELLUNO	01/06/2016	NO	-	-	**	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 28/06/2016

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.

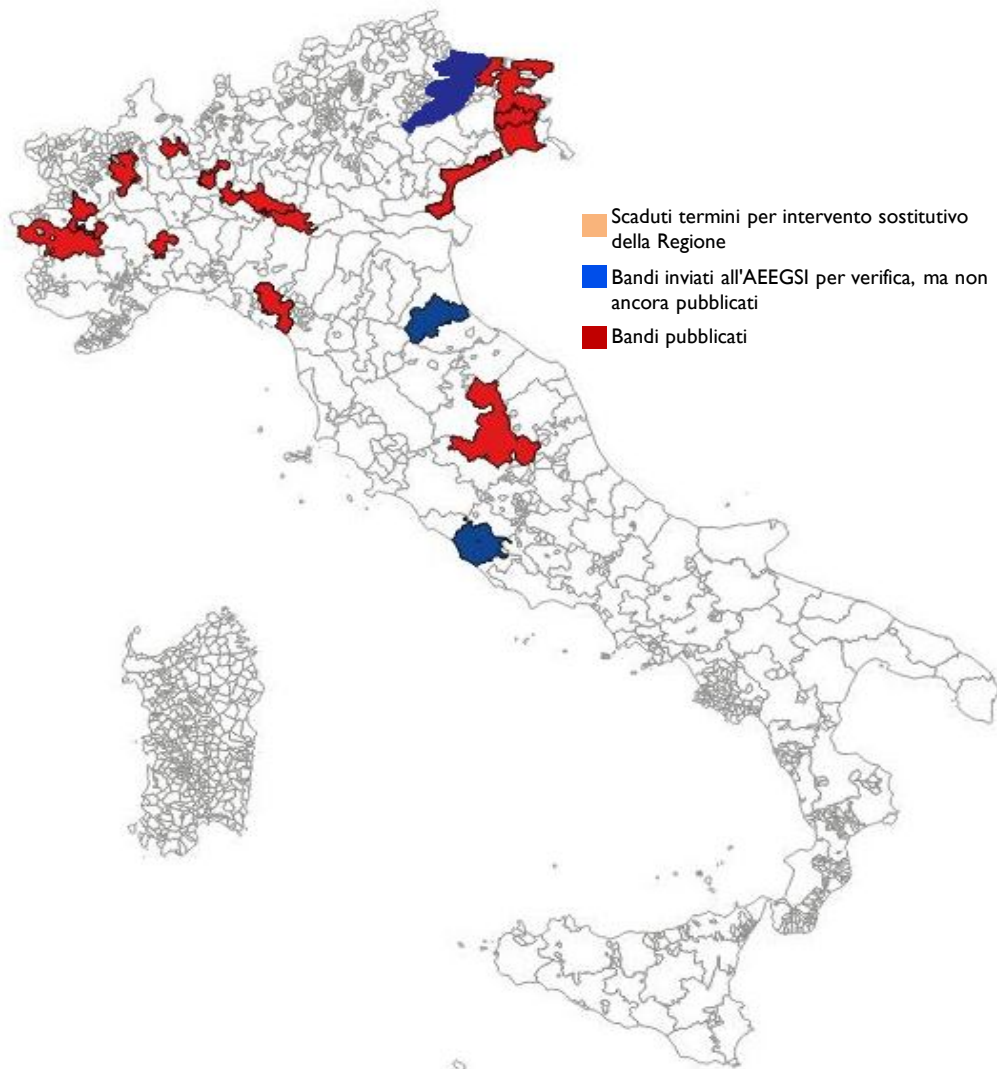
Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

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.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



DATI DI MERCATO

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

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	118 261	119 888	-1.4%
Produzione netta	204 291	207 434	-1.5%
- Termoelettrico	15 860	18 434	-14.0%
- Rinnovabili**	188 431	189 000	3.9%
Saldo estero	9 020	7 919	13.9%

*Maggio ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

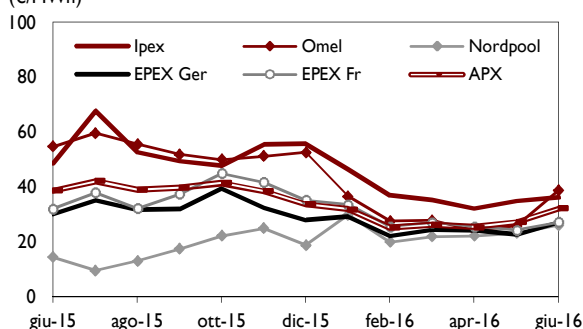
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	5.7	5.6	2.3%	9.0	8.9	0.9%
Termoelettrico	8.7	7.7	12.0%	14.2	12.5	13.5%
Distribuzione	16.7	17.5	-4.5%	26.8	26.7	0.5%
Altro	1.0	0.8	15.6%	1.8	1.5	21.9%
Totale prelevato	32.1	31.7	1.2%	51.7	49.5	4.5%

Valori cumulati fino al 31/05/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

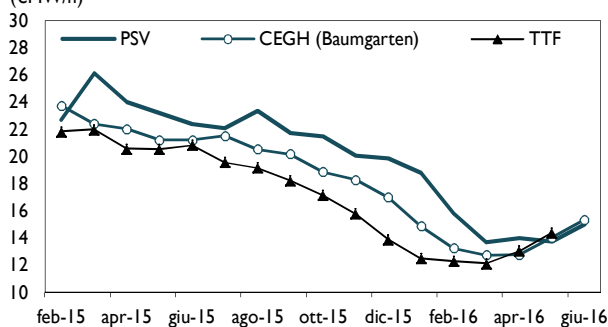
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato 21/06/2016

Fonte: Borse Europee

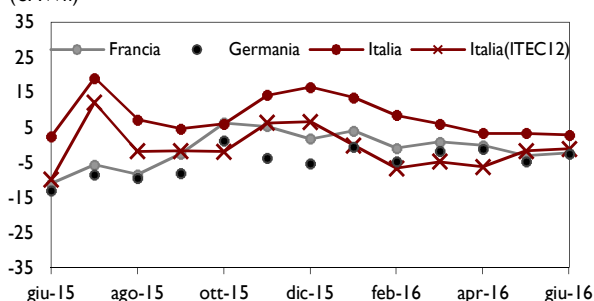
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Ultimo dato 20/06/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

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

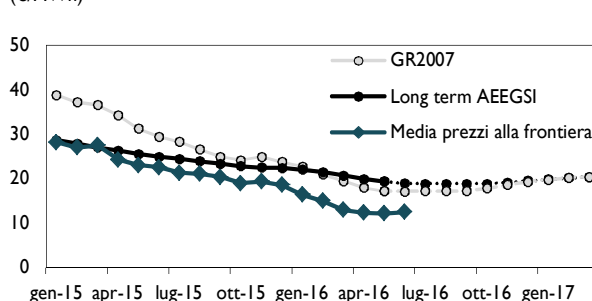


* Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato 21/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

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

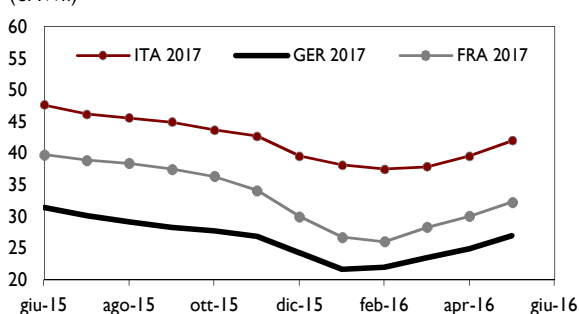


Confronto al PSV

Long term AEEGSI: PTOF 556/2015/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 16/06/2016

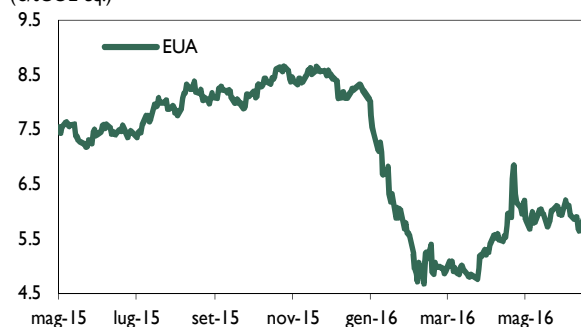
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 21/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2 (€/tCO2 eq.)



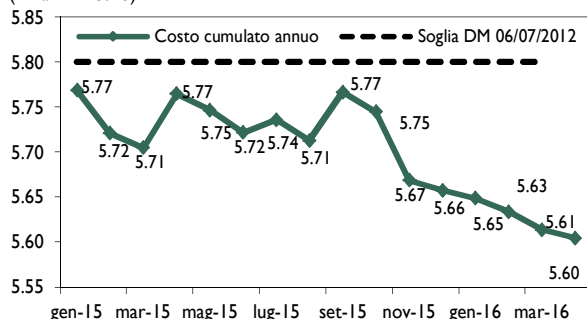
Prezzi giornalieri. Ultimo dato 23/05/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI*

(miliardi di euro)

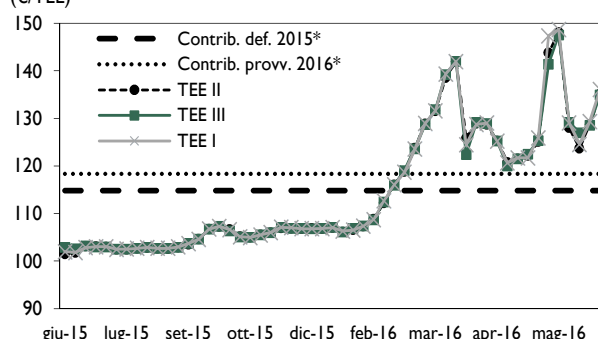


* Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 30/04/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

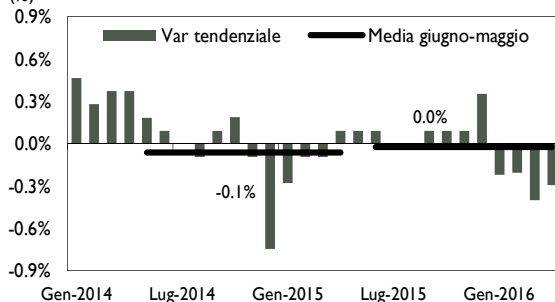


* AEEGSI 11/2016 - DMEG. Ultimo dato al 21/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



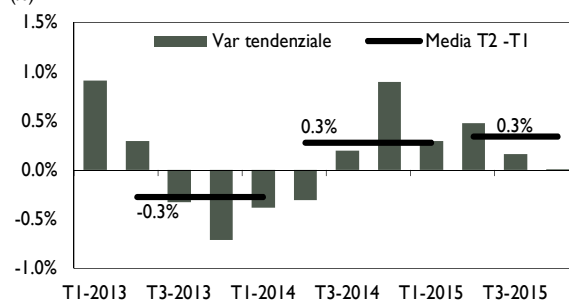
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato maggio 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	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.08	8.39	8.41	7.56
Costi infrastrutture	2.86	2.86	3.05	3.05
Oneri A UC MCT	5.02	5.28	4.85	4.85
Totale - tasse escluse	15.95	16.52	16.32	15.47

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI*

(€/cent/kWh)

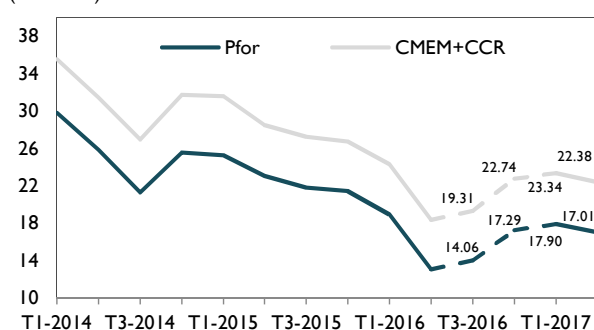
Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.72	7.99	7.60	6.68
Costi infrastrutture	2.91	2.91	2.75	2.75
Oneri A UC MCT	8.42	8.80	8.22	8.24
Totale - tasse escluse	19.04	19.69	18.56	17.66

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 29/06/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI*

(€/cent/mc)

Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Approvvig. e vendita	33.60	34.13	32.14	26.21
Costi di trasporto	3.07	4.11	3.99	3.17
Costi di distribuzione	8.91	8.91	8.77	8.77
Oneri generali di sistema	2.99	2.99	2.99	3.34
Totale - tasse escluse	48.57	50.13	47.88	41.48

*Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

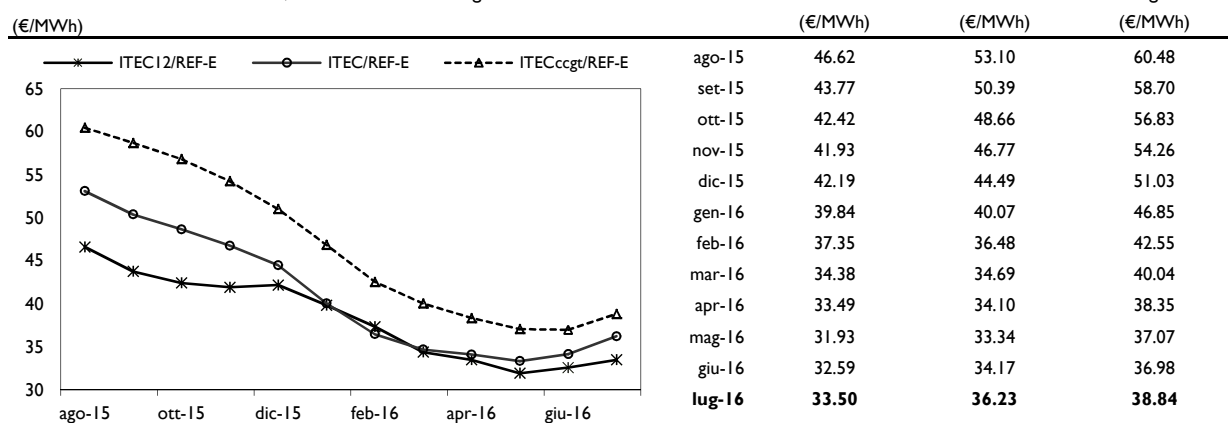
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di giugno è pari a 32.59 €/MWh, in aumento del 2.1% sul dato di aprile (31.93 €/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 €/€ rilevato a maggio (-0.25%). Si riportano le variazioni positive dei combustibili nel mese di maggio: brent +13%, TTF +7.7% e carbone +5.6%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 34.17 €/MWh, in aumento del 2.5% sul valore consuntivo di maggio (pari a 33.34 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di giugno si attesta a 36.98 €/MWh, un valore in leggera diminuzione (-0.2%) sul consuntivo del mese precedente (37.07 €/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 €/€ rilevato a maggio (-0.25%). Si riportano le variazioni positive dei combustibili nel mese di maggio: olio BTZ +21%, gasolio +15.1%, brent +13% e carbone +5.6%.

Il valore *forward* per il mese di luglio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 16 giugno, è pari a 33.50 €/MWh, in crescita del 2.8% rispetto al consuntivo di giugno. I valori *forward* per il mese di luglio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 16 giugno, sono pari a 36.23 €/MWh e 38.84 €/MWh, il primo in aumento del 6% e il secondo del 5% sul consuntivo di giugno.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di giugno sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 23/06/2016.

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

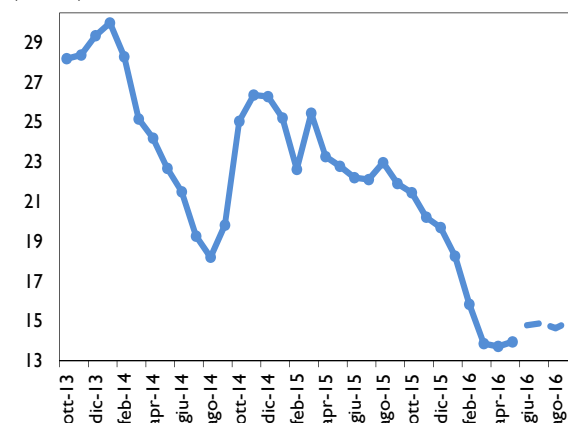
L'indice gas MAGI consuntivo per giugno 2016 è pari a 15.02 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 15.0661 €/MWh e di un valore leggermente inferiore rilevato attraverso le *survey* (14.9286 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna a giugno 2016 è salita del 7.61% rispetto a quella per le consegne di maggio 2016 ma rimane notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (22.22 €/MWh). Il volume complessivo transato (8,240 MW) è superiore rispetto a quello del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso, invece il numero di operazioni registrate (310) è inferiore: i volumi transati sono cresciuti del 25% rispetto a quelli sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di giugno 2015, mentre le transazioni sono calate del -11%.

I primi scambi del prodotto con consegna a luglio 2016, relativi a un campione di 140 operazioni e un volume totale scambiato di 2.670 MW, indicano un prezzo più alto di quello del prodotto con consegna a giugno. Al 20 giugno, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 16.65, 10.8% rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Rispetto all'ultimo aggiornamento, le quotazioni per il gas in consegna nel III e IV trimestre del 2016 hanno subito un rialzo, che in media si attesta al 13%, arrivando a una quotazione media per il III trimestre pari a 16.75 €/MWh, e a 18.60 €/MWh per il IV trimestre 2016. Stessa tendenza anche per il I trimestre 2017 la cui quotazione media si attesta a 19 €/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