

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che, integrando l'articolo 1, comma 3, della legge 23 agosto 2004, n. 239, dispone che: *"L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*.

Le citate lettere c) ed i) dell'articolo 1, comma 3, della legge n. 239/04, fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;

i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.

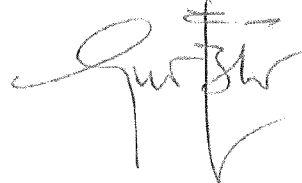
L'Autorità ha ritenuto opportuno posticipare l'invio della presente Relazione, al fine di dare conto anche degli effetti della crisi gas del mese di febbraio, nonché di formulare alcune osservazioni in merito alle disposizioni in materia energetica contenute nel disegno di legge di conversione del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività (AS. 3110), approvato dalla Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato della Repubblica il 29 febbraio 2012.

La Relazione fa riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte di strumenti in vista della definizione della politica energetica nazionale) alla Segnalazione di questa Autorità al Ministero dello Sviluppo economico 6 ottobre 2011 sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e relative criticità (PAS 21/11), di cui si confermano rilevanza ed attualità, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2.

1 marzo 2012

SP

Il Presidente
GUIDO BORTONI



SINTESI DEI CONTENUTI

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano, fatta eccezione per la Sicilia e la Sardegna, non presenta grandi criticità dal punto di vista della concorrenzialità, anche a seguito della riduzione di domanda determinata dalla crisi economica. Tuttavia, i prezzi della borsa elettrica italiana, se comparati con quelli delle altre borse elettriche europee, non sembrano riflettere a pieno questa aumentata concorrenzialità. I differenziali di prezzo con le altre borse europee, oltre che a comportamenti strategici degli operatori, può essere ricondotto a:

- A. differenze nel *mix* tecnologico produttivo. A differenza degli altri paesi, in Italia gli impianti alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 delle ore del 2011);
- B. maggiore costo del gas naturale rispetto alla media europea. Nel 2011 il prezzo medio del gas all'*hub* italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto a quello degli *hub* olandese (TTF) e belga (Zeebrugge). Ciò potrebbe tradursi in un maggiore costo variabile degli impianti a ciclo combinato italiani dell'ordine dei 10 €/MWh;
- C. il maggiore costo variabile di produzione degli impianti termoelettrici italiani connesso con l'onere di acquisto dei certificati verdi, pari a circa 5,6 €/MWh.

Anche il funzionamento del mercato delle due isole maggiori è migliorato nel 2011, sebbene permangano importanti criticità. Il differenziale di prezzo con il Continente si è ridotto del 17% circa in Sicilia e del 15% in Sardegna, attestandosi rispettivamente a 23 €/MWh e 10 €/MWh.

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile prevalentemente all'attuazione degli impegni assunti da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. riguardo l'ampliamento dell'insieme delle unità produttive regolate come unità essenziali. Il divario ancora esistente tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è quindi riconducibile prevalentemente all'ormai obsoleto e mediamente più costoso parco impianti siciliano. A tale proposito va rilevato che le analisi di Terna segnalano la possibilità che nel 2012 si verifichino 10 settimane di alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico. La situazione dovrebbe migliorare nel 2014 con l'entrata in operatività della nuova interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi).

Il miglioramento della situazione in Sardegna è invece imputabile all'entrata in piena operatività del secondo cavo del SAPEI, avvenuta negli ultimi mesi del 2011. Questo aumento di capacità ha determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli del Continente negli ultimi tre mesi del 2011. Il citato differenziale medio annuale di 10 €/MWh è quindi interamente attribuibile al periodo antecedente la piena entrata in operatività del cavo.

Con riferimento alla Sardegna va anche sottolineato che nei mesi di maggio e settembre si sono verificati alcuni guasti al SAPEI che hanno ridotto la capacità di interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Inoltre, in alcune settimane dell'anno, parte degli impianti, la cui produzione di energia elettrica è collocata sul mercato dal GSE, sono andati fuori

servizio, riducendo significativamente l'offerta sull'isola. Questo ha consentito ad alcuni operatori di esercitare potere di mercato, portando ad un aumento dei prezzi nel mercato di dispacciamento.

Il mercato al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale

Con riferimento alla vendita di energia elettrica, si rileva che, a quattro anni dalla liberalizzazione totale, la percentuale di clienti domestici serviti a condizioni di mercato, al di fuori del regime di maggior tutela, ha raggiunto il 18%, con un incremento annuo compreso tra i 3 ed i 5 punti percentuali nel periodo 2008 - 2011. Si tratta di un lento ma costante processo di apertura. Tuttavia, i dati segnalano che questi *switching* raramente rappresentano un genuino cambiamento di fornitore ma piuttosto si sostanziano spesso nel mero passaggio ad un'altra società collegata all' esercente la maggior tutela o, addirittura, nel semplice cambiamento di contratto con la stessa società. Nel 2011 circa il 13% dei clienti domestici forniti nel mercato libero, su un totale del 18%, ha scelto una società collegata all' esercente il servizio di maggior tutela che li forniva precedentemente. La situazione presenta connotati diversi quando guardiamo alle piccole imprese aventi diritto al servizio di maggior tutela. A fine settembre 2011 circa il 37% aveva optato per il mercato libero, di cui circa il 13% con un venditore collegato all' esercente la maggior tutela. Nel valutare il grado di apertura è, tuttavia, necessario considerare anche che la vendita al dettaglio in questo segmento di mercato è stata avviata ben prima (2004). Il processo di apertura è dunque in una fase più matura.

Con riferimento ai clienti di massa, occorre inoltre segnalare come questi abbiano manifestato esigenze crescenti di trasparenza, da un lato, e di supporto nella comprensione di un mercato ritenuto - a ragione - particolarmente complesso, dall'altro. Nel tempo si è assistito ad un aumento sensibile dei reclami e delle segnalazioni. In particolare, nel corso del 2010 e del 2011 sono pervenute numerose segnalazioni aventi ad oggetto la conclusione di contratti non richiesti e, in alcuni casi, la conseguente attivazione non richiesta di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

Infine, si ritiene importante segnalare come quello della morosità stia diventando tema particolarmente critico, con impatti importanti sulle dinamiche concorrenziali. Nel corso del 2011 si è, infatti, confermata la rilevanza del fenomeno degli inadempimenti contrattuali e ritardi nei pagamenti da parte dei clienti finali. Questo, da un lato, rappresenta un segnale di fatto di sofferenza dei consumatori e, dall'altro, comporta un aumento dei costi in capo ai venditori. Sono loro, infatti, i soggetti tenuti ad ottemperare alle obbligazioni contrattuali nei confronti, rispettivamente, dell'impresa distributrice e di Terna, nonché al versamento degli oneri fiscali, in presenza di morosità dei clienti finali serviti.

Il problema, particolarmente significativo per i clienti di massa, incide anche sul mercato dei clienti medio-grandi. Un'altissima percentuale dei consumatori ancora in salvaguardia è infatti costituita da clienti morosi. Ciò risulta rilevante con particolare riferimento ai clienti non disalimentabili, per i quali, in caso di morosità, non può essere eseguita la sospensione della fornitura. La scarsa dinamicità in uscita dal servizio di salvaguardia registrata a partire dal 2010 può dunque essere spiegata, almeno in parte, dalla scarsa attrattività di questi clienti per i venditori del mercato libero. L'incidenza della morosità

spiega in parte anche l'aumento dei corrispettivi pagati da questi clienti, oggi ben al di sopra delle offerte disponibili sul mercato libero.

Molte delle criticità rilevate nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica sono intrinsecamente connesse con le difficoltà di apertura alla concorrenza di un mercato di massa, in cui i clienti hanno storicamente avuto un ruolo passivo, nell'ambito di un contesto totalmente regolato. A queste difficoltà, comuni a molti servizi di pubblica utilità aperti alla concorrenza, si affiancano altre criticità connesse alle caratteristiche specifiche dei mercati dell'energia. Tra queste, la necessità di assicurare una gestione coordinata di una mole ingente di dati e di informazioni, anche al fine di assicurare la corretta attribuzione delle responsabilità nella erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto, nonché di assicurare ai venditori e agli stessi clienti le informazioni necessarie ad effettuare scelte consapevoli.

Le citate criticità si applicano anche alla vendita del gas naturale. Anche per questo settore valgono, dunque, molte delle valutazioni effettuate per il settore elettrico. La vendita al dettaglio di gas naturale presenta tuttavia alcune specificità. La prima è strutturale e deriva dall'assetto del settore prima della liberalizzazione. Nel gas il numero totale dei venditori è simile a quello del settore elettrico – circa 300 – ma non vi è un operatore così dominante e una frangia di piccolissimi concorrenti. Questo dovrebbe, in linea di principio, facilitare l'apertura del mercato.

In realtà la percentuale di clienti finali - con diritto a tutela di prezzo - serviti sul mercato libero è in crescita ma ancora al di sotto di quella del settore elettrico. A fine settembre 2011 si attestava complessivamente al 15% (13% per i clienti domestici e condomini uso domestico, 51% per gli altri clienti), con un incremento del 5% rispetto al settembre 2010. La minore dimensione della quota di clienti serviti a condizioni di mercato è spiegata da una molteplicità di fattori, tra cui la diversa organizzazione dei meccanismi di tutela ed alcune distorsioni nella regolazione del settore rispetto a quello elettrico. L'Autorità sta operando per risolvere le distorsioni e le barriere allo *switching*. Ci si attende, quindi, un miglioramento nel funzionamento di questo mercato nei prossimi anni.

Il mercato all'ingrosso del gas naturale

Il mercato del gas, benchè caratterizzato nel 2011 da consumi nazionali pari a 77 miliardi di Smc, in calo rispetto all'anno precedente, e da un utilizzo delle infrastrutture di importazione inferiore al 70%, evidenzia ancora necessità di potenziamento del sistema infrastrutturale, come si è dimostrato nel corso dell'emergenza gas dei primi giorni di febbraio (cfr. Appendice), a fronte degli sfavorevoli eventi climatici che hanno interessato il nostro Paese, così come l'intera Europa. Tale emergenza ha evidenziato che il nostro sistema gas, a fronte di particolari ed eccezionali condizioni, presenta ancora, nonostante i recenti sviluppi di nuova capacità di stoccaggio, situazioni di criticità legate ai limiti di capacità di immissione di gas nel singolo giorno. Anche per questo motivo l'Autorità ritiene quanto mai indispensabile uno sviluppo delle infrastrutture di importazione (rigassificatori e gasdotti) e di stoccaggio.

Uno sviluppo delle infrastrutture consentirebbe una diversificazione dell'offerta, con positivi impatti in termini non solo di sicurezza, ma anche di concorrenzialità, consentendo l'ingresso di nuovi operatori.

SP

Nell'ambito di tale sviluppo, rileva positivamente la decisione assunta con il decreto legge n. 1/12, attualmente in fase di conversione in legge, di procedere alla separazione proprietaria del complesso dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione di gas naturale dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza.

Nel settore permangono tuttavia anche altri profili di criticità, che appaiono evidenti se si considerano i tassi di utilizzo della capacità di trasporto presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con i principali hub europei, e i differenziali di prezzo del gas *spot* tra questi *hub* e il nostro Paese.

Proprio nel corso del 2011, in sede comunitaria, per opera di ACER e della Commissione europea, si sono sviluppati lavori per la predisposizione di misure volte a superare le congestioni di rete - congestioni non fisiche, ma contrattuali, relative a capacità di utilizzo assegnata, ma non utilizzata - e a consentire il trasporto di gas tra i diversi *hub* europei, attraverso la definizione di linee guida relative alle allocazioni di capacità e ai mercati di bilanciamento, la cui attuazione comporterà un profondo cambiamento degli attuali equilibri tra importatori e produttori, disegnando un mercato interno europeo del gas, con profonde ricadute sui diversi mercati nazionali.

Nel nostro Paese, dopo la positiva introduzione del mercato di bilanciamento di merito economico, occorre si sviluppi pienamente la borsa del gas, con l'avvio e lo sviluppo della negoziazione di prodotti fisici a termine, passaggio fondamentale per garantire condizioni di offerta trasparenti e la disponibilità di strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze anche nel medio-lungo periodo.

Interventi analoghi a quello del bilanciamento andrebbero assunti anche in tema di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, al fine di assicurare al mercato adeguati strumenti di flessibilità, che consentano l'ingresso di nuovi operatori e la piena affermazione della concorrenza.

Al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore del gas naturale, l'Autorità ritiene che, accanto ad un imprescindibile sviluppo infrastrutturale, sia opportuno intervenire su alcuni aspetti.

Tra questi si segnala l'opportunità dell'introduzione di un operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento, che consenta di superare attuali inefficienze correlate alla presenza di più operatori, la cui pluralità non offre benefici di tipo concorrenziale, così come l'istituzione di un operatore unico a livello nazionale del servizio di misura al perimetro della rete di trasporto.

Tale operatore del bilanciamento, operando maggiormente nel mercato, potrebbe divenire un utile strumento anche per la gestione delle situazioni critiche nell'approvvigionamento del gas naturale, secondo quanto previsto dalla normativa europea.

Le fonti energetiche rinnovabili nel mercato elettrico

I meccanismi d'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia elettrica hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2011, ha superato i 45 TWh.

Si stima che per l'anno 2011, i costi derivanti dall'incentivazione diretta delle fonti energetiche rinnovabili elettriche siano pari a circa 7 miliardi di euro e che nel 2012 tale costo salga a 9,4 miliardi. Dei 9,4 miliardi di euro circa 8,7 trovano copertura nella

componente tariffaria A3, mentre il resto si riferisce ai costi associati ai certificati verdi negoziati; non sono cioè oggetto di ritiro da parte del GSE, coperti attraverso un aumento dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica.

Oltre al sostegno alle fonti rinnovabili elettriche, la componente tariffaria A3 finanzia altre voci di spesa, tra cui l'incentivazione degli impianti alimentati da fonti assimilate, per i quali continuano ad essere vigenti le convenzioni Cip n. 6/92 (al netto, quindi, dei contributi da erogare per le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92, che potrebbero ammontare a poco meno di 400 milioni di euro). Questi incentivi per il 2012 dovrebbero valere poco più di 800 milioni di euro.

Infine, agli 8,4 miliardi di euro a carico della componente tariffaria A3 e derivanti dalle incentivazioni dirette, occorre anche aggiungere quelli attribuibili al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e al funzionamento del GSE. Si stima che complessivamente, sommando questi oneri a quelli delle incentivazioni dirette si raggiunga un totale in capo alla componente A3 prossimo a 10,5 miliardi di euro.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi attesi per il 2012 fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nella segnalazione di questa Autorità PAS 12/11, a cui si rimanda, si evidenziava che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, era stimato nell'ordine dei 10 - 12 miliardi di euro. Tuttavia, come sopra detto, già nel 2012 ci si attende di raggiungere un costo complessivo superiore a 9 miliardi di euro. Pertanto, i dati presentati meno di un anno fa potrebbero risultare sottostimati rispetto ai costi effettivi che si andranno a sostenere nel 2012.. Ciò dipende dalle scelte che verranno effettuate in sede di implementazione del decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento alla definizione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili elettriche diverse dalla solare fotovoltaica, e dalle eventuali decisioni relative all'estensione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici, a seguito del raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo massimo atteso per i primi mesi del 2013 (7 Mld di euro).



1. STATO DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

1.1 SCENARIO INTERNAZIONALE

Il 2011 è stato un anno critico per i mercati dell'energia, particolarmente in Europa: contestualmente alle tensioni sul debito sovrano di alcuni Paesi dell'area euro e al rallentamento dell'economia mondiale, che hanno avuto un impatto sulla domanda di energia, si è registrato un sensibile aumento del prezzo del petrolio rispetto ai corsi "di crisi", con conseguenti riflessi anche sui prezzi del gas in Europa. La crisi dei mercati monetari, poi, ha inciso indirettamente sul settore attraverso l'aumento del costo del debito.

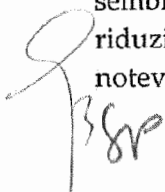
I ritardi nell'adozione di soluzioni per la *governance* comunitaria, nonché la posizione degli Stati Uniti nel processo di consolidamento delle finanze pubbliche, hanno inoltre condizionato le aspettative degli operatori, con riflessi negativi sulle prospettive di sviluppo economico.

Nel mondo, dopo la ripresa del prodotto interno lordo, registrata a livello mondiale nel 2010 (+4,6%) e proseguita nel primo semestre 2011, si è assistito ad un complessivo rallentamento economico, seppure con forti divaricazioni tra regioni. In particolare, nel Bollettino Economico di gennaio, Banca d'Italia segnala come nel terzo trimestre 2011 l'attività economica abbia segnato un recupero congiunturale in paesi quali gli Stati Uniti (+1,8%), Giappone (+5,6%) e Regno Unito (+2,3%), una lieve decelerazione, seppure su livelli ancora elevati, nelle economie emergenti quali Cina (+9,1%) e India (+6,9%) e una brusca frenata, e in alcuni casi contrazione, nella zona euro (in media +0,1%), con punte negative nei Paesi periferici (-0,2% in Italia, -0,4% in Portogallo, 0% in Spagna).

Le attese sul 2012 per l'economia mondiale e, in particolare, per la zona euro non sono per nulla incoraggianti. Secondo le ultime indicazioni del Fondo Monetario Internazionale il prodotto interno lordo mondiale dovrebbe salire del 3,3% nel 2012 (-0,7 punti sulle precedenti stime) e del 4% nel 2013 (-0,5). L'area dell'euro dovrebbe invece registrare una moderata recessione nel 2012, trascinata verso il basso da Paesi, quali l'Italia (PIL in calo del 2,2% nel 2012 e dello 0,6% nel 2013), maggiormente esposti al rialzo dei redimenti dei titoli di Stato, alla diminuzione del credito all'economia reale e all'impatto delle ulteriori misure di consolidamento fiscale.

Il settore energetico ha decisamente risentito delle recenti dinamiche macroeconomiche. Nell'ambito dell'Unione Europea, la domanda nei settori dell'energia elettrica e del gas ha registrato forti oscillazioni per effetto sia del ciclo economico sia di variazioni significative nelle condizioni climatiche.

La domanda europea di gas naturale, che nel 2010 aveva registrato un incremento superiore al 7%, dovuto al miglioramento del ciclo economico e in parte a condizioni climatiche particolarmente rigide, in base ai primi dati disponibili circolati, nel 2011 sembra essersi ridotta in misura superiore al 10% rispetto all'anno precedente. La riduzione è spiegata principalmente dalle temperature miti che hanno ridotto notevolmente la domanda per il riscaldamento domestico.



Tale dinamica appare confermata, seppure in misura attenuata, anche in Italia, dove nel 2011 si è registrata una riduzione del 6,4%. Tale riduzione è dovuta non solo alle mutate condizioni climatiche ed al ciclo macroeconomico ma anche al forte sviluppo delle fonti rinnovabili, che hanno indotto un calo sensibile dei consumi termoelettrici, solo in parte compensato dalla crescita dei consumi industriali.

Con riferimento al mercato elettrico europeo, nel 2010 si è registrato un recupero della domanda elettrica (dopo una diminuzione del 4% nel 2009), che si è così riportata in questo caso ai livelli del 2008. In base ad informazioni preliminari disponibili, sembra che nel 2011 i consumi di energia elettrica siano in calo nei principali Paesi europei, con l'Italia in controtendenza, grazie ad un incremento, seppure modesto, della domanda (+0,6%).

Per quanto concerne l'andamento dei mercati internazionali delle fonti fossili, nel 2011 si è registrato un netto incremento delle quotazioni di tutti i combustibili, in linea con le tendenze già emerse nell'anno precedente. Gli aumenti sono risultati particolarmente evidenti nei mercati dei greggi e dei suoi prodotti di raffinazione, dove i prezzi hanno raggiunto il massimo storico su base annuale. Il Brent, nel 2011, ha raggiunto i 111,3 \$/bbl, con un aumento del 40% rispetto all'anno precedente. Le variazioni nei prezzi dei combustibili in euro risultano più contenute in ragione dell'effetto del tasso di cambio, pari a 1,39 \$/€, ma comunque rilevanti.

Nell'analisi dello scenario energetico internazionale va infine segnalato l'impatto che l'incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima, avvenuto nel marzo 2011, ha avuto sulle scelte di politica energetica di varie nazioni. I programmi di sviluppo di nuove centrali nucleari sono stati messi in dubbio in molti paesi, tra cui la Germania, che ha addirittura deciso di uscire dal nucleare, con impatti sugli equilibri energetici continentali, inclusi gli investimenti in energie alternative.

1.2 LE POLITICHE ENERGETICHE ALL'INTERNO DELL'UNIONE EUROPEA

Sotto il profilo delle politiche energetiche all'interno dell'Unione Europea, il 2011 è stato caratterizzato dalla forte accelerazione impressa alle azioni di integrazione dei mercati energetici nazionali. In particolare, il Consiglio europeo straordinario sull'energia del febbraio 2011 ha indicato nel 2014 l'anno del completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas. Inoltre ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia), divenuta pienamente operativa il 3 marzo 2011, nel corso dell'anno ha pubblicato le prime linee guida per l'integrazioni dei mercati energetici. Tali linee guida, tradotte dalle associazioni dei gestori di rete europee (ENTSO-E per l'elettricità e ENTSO-G per il gas naturale) in codici di rete, potranno definire un nuovo assetto normativo europeo, stabilendo norme cogenti per i futuri assetti dei mercati nazionali al fine di garantire un efficace processo di integrazione.

Nel 2011 ACER ha assunto anche competenze in materia di sorveglianza dei mercati energetici all'ingrosso, in forma coordinata, con i regolatori nazionali e nell'ottica di integrazione dei mercati europei. Il nuovo Regolamento n. 1227/2011 relativo a norme per l'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia (REMIT) è entrato in vigore il 28 dicembre 2011.

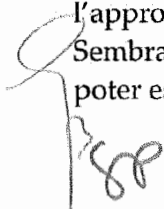
Nonostante il forte impulso impresso al processo, si deve tuttavia riconoscere che la strada verso la piena integrazione del mercato europeo appare ancora irta di ostacoli in tutti i Paesi membri e l'obiettivo del 2014 rischia di essere solo un *target* di una "prima attuazione" dell'integrazione, ancora tutta da perfezionare. Il processo di integrazione si presenta particolarmente viscoso nel mercato del gas, mentre nel settore elettrico si sta procedendo più speditamente.

Con riferimento in particolare ai mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, nel corso del 2011 l'accoppiamento dei mercati del giorno prima di un notevole numero di Stati membri (Francia, Belgio, Olanda, Germania, Paesi Scandinavi) ha conseguito ottimi risultati in termini di gestione della capacità transfrontaliera, tanto da individuare in tale progetto (denominato *North West Europe market coupling*) un progetto pilota per la futura integrazione di tutte le borse elettriche nazionali.

Proprio tale approccio di accoppiamento dei mercati del giorno prima è stato individuato da ACER come il modello di riferimento per l'allocazione della capacità su base giornaliera: nel luglio 2011 ACER ha infatti emanato le prime linee guida per la gestione delle congestioni internazionali e l'allocazione della capacità transfrontaliera (CACM framework guidelines). Tali linee guida, che saranno tradotte da parte di ENTSO-E in codici di rete nella prima metà del 2012, detteranno le regole cui ciascuno Stato membro dovrà attenersi nel disegnare o adeguare il proprio mercato.

Per quanto riguarda il mercato italiano, va rilevato che, nel corso della prima metà del 2012, saranno introdotte ulteriori procedure competitive (aste), che permetteranno all'energia importata ed esportata di essere negoziata su base infragiornaliera.

A differenza di quanto descritto per il settore elettrico, nel mercato del gas naturale l'approccio volontario non ha, sino ad oggi, consentito di raggiungere i risultati sperati. Sembra dunque necessario attendere l'emanazione dei primi codici di rete europei per poter esprimere un giudizio sul grado di integrazione raggiungibile nel breve periodo.



2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano non sembra presentare, per lo meno nell'Italia peninsulare (di seguito: Continente), rilevanti criticità dal punto di vista della concorrenzialità. Nel 2011 il numero di produttori è aumentato sensibilmente e la quota di mercato dell'operatore maggiore, Enel, si è ridotta del 10% rispetto al 2005, assestandosi intorno al 30% della produzione totale nazionale.¹ Negli ultimi tre anni il livello della concorrenzialità è migliorato, soprattutto per effetto della contrazione della domanda dovuta alla crisi economica iniziata nella seconda metà del 2008 pre-crisi (-2% dal 2008 al 2011).² Nel 2011 il prezzo medio di acquisto nel *mercato del giorno prima* (MGP) è stato pari a 72,23 €/MWh, sensibilmente inferiore rispetto al prezzo medio del 2008, pari a circa 86,99 €/MWh.

Tuttavia, la dinamica del prezzo medio della borsa elettrica italiana, se comparata con l'andamento dei prezzi delle altre borse elettriche europee, non sembra riflettere a pieno questa aumentata concorrenzialità. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica nel MGP è cresciuto del 48% dal 2005 al 2008, in linea con quanto accaduto in altri Paesi europei come la Germania, la Francia e la Spagna, aumentati, rispettivamente, del 43%, 48% e 20%. Nel 2009, per effetto della crisi economica, il prezzo medio in Italia si è ridotto del 27% rispetto all'anno precedente, in misura inferiore rispetto al calo registrato negli altri principali Paesi europei (in Germania, Francia e Spagna rispettivamente del 41%, 38% e 43%). Considerando, quindi, l'arco temporale complessivo 2005-2011, il prezzo medio in Italia è cresciuto del 23%, contro l'11% della Germania e il 5% della Francia. Nello stesso periodo il prezzo medio in Spagna è sceso del 7%. Nel 2011, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi nei tre citati paesi si sono quindi assestati rispettivamente a 21,1 €/MWh con la Germania, a 23,3 €/MWh con la Francia e a 22,3 €/MWh con la Spagna.

Lo scostamento tra l'andamento del prezzo italiano e quello degli altri Paesi europei può essere ricondotto, oltre che a comportamenti di mercato degli operatori, ai seguenti fattori:

- A. differenze nel *mix* tecnologico produttivo. In Italia gli impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 nel 2011), mentre negli altri paesi europei la tecnologia marginale in un numero significativo di ore è rappresentata da impianti termoelettrici alimentati a carbone o da impianti termonucleari. Tali tecnologie hanno costi variabili di produzione nettamente inferiori a quelli del ciclo combinato;
- B. a parità di tecnologia marginale, il prezzo del gas naturale nel nostro paese si colloca su livelli più alti rispetto a quello medio europeo. Nel 2011 il prezzo medio del gas all'*hub* italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto al prezzo medio degli *hub* olandese

¹ Nel 2012 è probabile che l'assetto del mercato subisca qualche variazione. Nell'ambito dell'accordo raggiunto per la cessione di Edison a EDF si è definito il passaggio di Edipower al gruppo societario di cui fanno parte A2A e IREN. Inoltre, è possibile che a causa della negativa congiuntura economica si verifichi l'uscita dal mercato di alcuni operatori.

² La crisi economica ha, inoltre, determinato un calo dei prezzi dei combustibili fossili che alimentano la maggior parte degli impianti di produzione elettrica presenti in Italia. Nel 2011, ad esempio, il prezzo del gas è sceso del 3% rispetto al 2008.

88

(TTF) e belga (Zeebrugge), ossia di circa 5,7 €/MWh; nell'ipotesi in cui vi siano regole di bilanciamento omogenee sui mercati del gas interessati e assumendo che i produttori dei paesi oggetto di comparazione abbiano effettivamente l'opportunità di scegliere quotidianamente se consumare il gas per la produzione termoelettrica o rivenderlo sui rispettivi *hub* di riferimento³, ciò si tradurrebbe in un maggiore costo variabile degli impianti termoelettrici a ciclo combinato italiani pari a circa 10,7 €/MWh (ipotizzando un rendimento standard della tecnologia pari al 53%);

C. il differente meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili elettriche. Il vigente meccanismo dei certificati verdi incrementa i costi variabili di produzione e, conseguentemente, il livello dei prezzi all'ingrosso rispetto ai prezzi di altri Paesi, ove non trova applicazione una analoga modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili. Ciò si traduce in un differenziale di costo variabile degli impianti termoelettrici italiani pari a circa 5,6 €/MWh. Tale meccanismo esaurirà i suoi effetti solo nel 2015.

L'analisi dei dati sopra illustrati mostra come i tre fattori sopraelencati spieghino, da soli, la differenza esistente tra i prezzi all'ingrosso italiani e quelli europei. L'andamento dei margini medi a copertura dei costi fissi degli impianti termoelettrici a ciclo combinato nel 2011 avvalorava ulteriormente questa analisi. I differenziali medi⁴ settimanali fra il prezzo dell'energia elettrica nel MGP (il prezzo unico nazionale o PUN) ed il costo variabile⁵ di un impianto termoelettrico a ciclo combinato⁶ (*clean spark-spread*) sono stati sistematicamente nulli o negativi in tutte le settimane del 2011, mentre erano positivi nel 2010.

Per quanto concerne l'articolazione geografica dei prezzi nel MGP, nel 2011 si è ridotto il differenziale di prezzo tra le Isole e il Continente. La riduzione è stata del 17% circa in Sicilia e del 15% in Sardegna, attestandosi rispettivamente a 23 €/MWh e 10 €/MWh.

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile ai seguenti fattori:

- l'attuazione degli impegni assunti da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A., secondo cui ENEL si è vincolata a presentare offerte di vendita nel mercato del giorno prima a prezzi non superiori ai 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent (l'impegno è vincolante sino al 2013);
- la decisione dell'Autorità di accogliere la richiesta di ammissione al regime di reintegrazione dei costi previsto per gli impianti essenziali da parte degli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV (EDIPOWER S.p.a.), Augusta e Porto Empedocle (ENEL Produzione S.p.a.) e Trapani (E.ON Energy Trading S.p.a.). Ciò implica, per la quota di potenza essenziale, l'obbligo di offerta a prezzo nullo su MGP e, per la quota di potenza non essenziale - laddove l'operatore scelga di offrirla su MGP - l'obbligo di offerta a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto dall'Autorità.

Come illustrato più dettagliatamente nella parte riguardante il mercato per il servizio di dispacciamento, gli interventi sopra descritti hanno, di fatto, impedito agli operatori

³ Si può assumere PSV come *hub* di riferimento per l'Italia, Zeebrugge come *hub* di riferimento per la Francia e TTF come *hub* di riferimento per la Germania.

⁴ Si tratta della media aritmetica su base settimanale dei differenziali orari

⁵ Inclusivo del costo opportunità dei permessi di emissione e di quello dei certificati verdi.

⁶ Nell'ipotesi di funzionamento uniforme nell'arco delle 24 ore.

pivotali in quella zona di esercitare il proprio potere di mercato. Pertanto, il divario ancora esistente tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è riconducibile prevalentemente all'ormai obsoleto e mediamente più costoso parco impianti siciliano. La situazione è destinata a migliorare nel 2014, per effetto dell'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi).


Il miglioramento della situazione in Sardegna è invece imputabile all'incremento della capacità di interconnessione con il Continente. In particolare, la piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI - avvenuta negli ultimi mesi del 2011 - ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 1.000 MW e 870 MW. Questo aumento di capacità ha determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli del Continente negli ultimi tre mesi del 2011, che perdura nel mese di gennaio 2012. Il differenziale medio annuale di 10 €/MWh è quindi interamente attribuibile al periodo antecedente la piena entrata in operatività del cavo.

L'articolazione geografica dei prezzi nel MGP all'interno del Continente merita un'analisi a parte. Sebbene in una vasta maggioranza di ore i prezzi delle zone che compongono il Continente⁷ risultino fra loro allineati⁸ e inferiori ai prezzi della zona Sicilia, taluni fenomeni verificatisi nell'arco temporale che intercorre fra l'inizio del 2010 e i primi due mesi del 2012 testimoniano il permanere di importanti limitazioni (colli di bottiglia) sui seguenti transiti:

- dai poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano alla zona Sud;
- dalla zona Sud alla zona Centro-Sud;
- dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord.

Come dimostrano i recenti picchi di prezzo registrati in Francia e in Svizzera nella sesta settimana del 2012 (precisamente dal 6 al 10 febbraio 2012), ogniqualvolta i prezzi esteri superano i prezzi italiani in misura tale da invertire i flussi di *import-export* (ossia da un'importazione netta a un'esportazione netta di energia elettrica) il mercato italiano tende a separarsi in due o tre tronconi⁹ da Sud a Nord. Infatti, il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud mentre il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord.

Nelle ore di picco dei giorni dal 6 al 10 febbraio 2012, la zona Sud risultava quindi essere quella più economica e separata dalle zone Centro-Sud e Sardegna, i cui prezzi erano allineati su livelli più alti ma inferiori a quelli ancor più alti delle zone Centro-Nord e Nord (a loro volta inferiori ai livelli di prezzo registrati in Francia e Svizzera). L'effetto principale di questi colli di bottiglia è anzitutto quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Analogo problema interessa, seppure in misura minore, la capacità produttiva localizzata nelle zone Centro-Sud e Sardegna.

 ⁷ Le zone Nord, Centro-Nord, Centro-Sud e Sud più i poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Rossano.

⁸ Il Continente è cioè un'unica zona di mercato.

⁹ Zone di mercato.

