



Audizioni periodiche dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

Osservazioni e proposte sulla Rendicontazione dell'attività svolte dall’Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nel periodo gennaio 2015-marzo 2016

Signor Presidente, Signori del Collegio e Direttori,

ringraziamo questa rispettabile Autorità per l’opportunità di contribuire all’aggiornamento del Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018 (delibera 185/2016/A) alla luce delle attività svolte nel periodo gennaio 2015-marzo 2016.

È questo un importante momento di confronto che rende possibile un dialogo continuo e approfondito tra Autorità ed imprese, presupposto indispensabile per la definizione di una regolazione equilibrata, tempestiva ed efficiente.

Il mondo dell’energia si trova oggi in una cruciale fase di transizione. Il recente accordo internazionale adottato nell’ambito della COP21 di Parigi spinge in modo sempre più deciso e globale verso un nuovo modello di produzione dell’energia tendenzialmente privo di emissioni climalteranti. Ma la strategia di trasformazione ancora stenta a delinearsi, rendendo arduo il processo di cambiamento e lo sviluppo degli investimenti necessari per traguardare una vera decarbonizzazione dell’economia.

Il settore elettrico continua ad affrontare una **fase di evidente crisi**.

Siamo infatti nel mezzo di un cambiamento strutturale del mercato di riferimento, che, per la prima volta, evidenzia un tendenziale **disaccoppiamento tra la crescita del Prodotto Interno Lordo e l’andamento della domanda elettrica**. Un

fenomeno nuovo per l'Italia, legato più alla trasformazione del tessuto produttivo ed alla progressiva delocalizzazione di importanti attività manifatturiere *energy intensive* (basti pensare all'alluminio, alla siderurgia e ai cementifici) che agli sforzi in materia di efficienza energetica, in molti ambiti ancora limitati.

Ad uno scenario di mercato, che anche nel 2016, continua a mostrare segnali di forte debolezza, fa eco una situazione di **perdurante overcapacity** determinata da una domanda di energia elettrica stagnante o addirittura in contrazione, in cui si è innestata la rilevante penetrazione delle fonti rinnovabili (programmabili e non) nel mix di produzione elettrica.

Una situazione complessa a cui però – per il momento – stenta a far seguito quel processo di razionalizzazione del settore indispensabile per riportare in equilibrio il mercato. Si tratta di un processo - quello della razionalizzazione - che, per quanto inevitabile, deve essere guidato con l'obiettivo di (i) **definire un quadro normativo e regolatorio che favorisca la chiusura definitiva degli impianti "inefficienti"** sia in termini ambientali che economici e la riconversione dei siti produttivi, salvaguardando ove possibile, la vocazione industriale e produttiva ed i relativi livelli occupazionali; (ii) **garantire un'adeguata riserva a quella produzione rinnovabile**, spesso intermittente e difficilmente programmabile, fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti definiti a livello europeo e mondiale.

Inoltre riteniamo che occorra agire in una duplice direzione: da una parte, la decisa **elettrificazione** di settori quali il riscaldamento, i trasporti (si pensi ad esempio alle prospettive della mobilità elettrica) e l'industria, per sostenere a livello nazionale la domanda di elettricità, dall'altra una **revisione del modello di mercato elettrico**, capace di restituire significatività al prezzo della *commodity*.

Il ruolo che l'Autorità di regolazione è chiamata a svolgere è oggi particolarmente sfidante: contribuire al rilancio del settore in un momento di evidente complessità, garantendo i presupposti per un suo sviluppo equilibrato e sostenibile nel tempo, e favorendo, al contempo, il soddisfacimento dei bisogni espressi, in termini di economicità e servizi innovativi, in modo sempre più maturo dai consumatori.

Sulle linee strategiche della regolazione dei settori dell'energia e del gas e relativi obiettivi strategici.

La riforma del dispacciamento.

È evidente come la riforma della disciplina del dispacciamento necessiti della definizione di un chiaro quadro normativo europeo. In questa prospettiva la mancata emanazione del regolamento UE sul bilanciamento rappresenta un elemento che inevitabilmente crea ritardi nel processo. Bene ha fatto, ciononostante, l'Autorità ad avviare il processo di riforma (RDE - Riforma Dispacciamento Elettrico).

Riteniamo infatti che vi siano aspetti della disciplina del dispacciamento che possono essere affrontati a livello nazionale da parte dell'Autorità, **anticipando e in qualche modo guidando, come avvenuto in altre occasioni in passato, l'esperienza europea.**

In un sistema caratterizzato da un mix produttivo oramai composto al 40% da fonti rinnovabili, il dispacciamento non può prescindere da una loro inclusione, in particolare per quelle intermittenti e non programmabili, tra le risorse che possono partecipare e contribuire alla fornitura dei relativi servizi.

Accogliamo quindi con **favore l'impegno dell'Autorità nell'identificazione dei criteri e delle condizioni per rimuovere ogni discriminazione tra i potenziali fornitori di servizi**, aprendo tale possibilità - in una prospettiva di neutralità tecnologica - agli operatori che dispongono di impianti alimentati da fonti non programmabili, non solo singolarmente, ma anche in forma aggregata. È questa, a nostro avviso, la via regolatoria corretta per valorizzare a pieno il contributo di un grande "investimento sistemico" - quello nelle fonti rinnovabili - che è stato portato avanti, a livello nazionale ed europeo, nell'ultimo decennio.

Al contempo, nell'ambito della riforma del dispacciamento, è bene che trovi una composizione la complessa vicenda relativa alla gestione dell'intermittenza delle FERNP e dei conseguenti oneri di dispacciamento.

La materia è stata oggetto di un articolato contenzioso amministrativo, in parte ancora pendente. Crediamo che su questo tema sia necessario adottare soluzioni equilibrate e, per quanto possibile, condivise.

In questo ambito, come già evidenziato in passato, riteniamo che l'azione del regolatore debba: (i) tenere conto delle **peculiarità delle fonti non programmabili** rispetto a quelle programmabili; (ii) spingere verso la **corretta responsabilizzazione FERNP** (evitando, anche in prospettiva, di lasciare in capo al TSO l'onere dell'attività previsionale e quella del dispacciamento); (iii) **valorizzare l'impegno dei produttori più efficienti** che in questi anni hanno investito sulle attività di *forecasting* e programmazione; (iv) adottare una **disciplina di mercato che favorisca la dispacciabilità delle FERNP**, prevedendo la possibilità di gestione dello sbilanciamento a livello di portafoglio di impianti con aggregazione di UP e termini di *gate closure* tali da avvicinare la previsione della produzione alla *delivery*.

Un nuovo modello di mercato.

La riforma del dispacciamento, a nostro modo di vedere, potrebbe essere l'occasione per allargare la riflessione al più ampio tema del modello di mercato. Come noto l'attuale struttura del mercato non è in grado di fornire segnali di prezzo efficaci su differenti orizzonti temporali. Questo, principalmente, è l'effetto della presenza nel mercato all'ingrosso dell'energia di tecnologie con strutture di costo differenti.

Lo sviluppo della **contrattazione di lungo termine e la creazione di segnali di prezzo di lungo periodo** costituiscono una prospettiva da favorire in modo deciso per cercare di limitare questa "compresenza". I contratti a lungo termine, in particolare se applicati agli impianti alimentati a fonti rinnovabili a costo variabile pressoché nullo - rappresentano, infatti, uno strumento in grado di assicurare, lato generazione, una remunerazione stabile nel tempo - requisito fondamentale in un settore *capital intensive* come quello elettrico - e, lato consumo, forniture sicure e non esposte alla volatilità dei prezzi tipica dei mercati di breve termine.

Lo sviluppo di *long term power purchase agreement* (PPA) permetterebbe inoltre di effettuare importanti investimenti nelle fonti rinnovabili e di rinnovare il parco impianti esistente (in particolare quello eolico), favorendo una ottimale integrazione con la rete ed un aumento della produzione di energia verde al fine di traguardare gli obiettivi europei di decarbonizzazione.

L'evoluzione del mix produttivo in chiave sempre più diffusa e non programmabile, unita allo sviluppo delle reti di trasmissione e al ruolo progressivamente più "smart" della distribuzione, spingono a ripensare le regole di partecipazione ai mercati e al dispacciamento fisico, aprendo verso l'aggregazione.

Come emerso nell'ambito dello studio sul *market assessment* predisposto da Confindustria, si può immaginare che sia il mercato dell'energia che quello dei servizi possano essere aperti, in ambiti territorialmente delimitati, ad aggregatori di un portafoglio di unità produttive, senza limiti di taglia o di tecnologia. Operatori di mercato, con una funzione puramente commerciale, potrebbero gestire sui mercati dell'energia **portafogli aggregati** di unità produttive programmabili con altre intermittenti, incrociando la loro offerta con la domanda espressa da portafogli aggregati di unità di consumo analogamente strutturati.

Analogamente, anche il servizio di bilanciamento potrebbe essere erogato in forma aggregata da un portafoglio di unità abilitate alla fornitura di servizi di bilanciamento e servizi ancillari.

Forme di aggregazione che – riteniamo – possono spingersi quanto prima oltre il contesto geografico, permettendo l'adozione di perimetri virtuali.

Riteniamo inoltre necessario ragionare sul progressivo **superamento delle forme di ritiro amministrato dell'energia** per gli impianti superiori ad una certa soglia (a es. impianti rilevanti). In un mercato oramai maturo, l'azione del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) deve infatti essere riorientata verso obiettivi di natura più marcatamente istituzionale (in particolare la gestione attenta ed equilibrata dei sistemi di incentivazione), lasciando agli operatori di mercato il necessario spazio concorrenziale.

I sistemi di remunerazione della capacità.

Per quanto riguarda la riforma dei sistemi di remunerazione della capacità, apprezziamo che l’Autorità al fine di accelerare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per l’adeguatezza del sistema elettrico abbia formulato al Ministero dello Sviluppo Economico una proposta contenente una prima attuazione del mercato in tempi rapidi. Auspichiamo che il processo di pre-notifica della misura alla Commissione Europea possa essere finalizzato in tempi brevi in modo da poter avviare il meccanismo entro la fine dell’anno corrente.

Nel merito, crediamo che, nella fase di implementazione, dovrà essere posta attenzione **affinché il sostegno alla capacità (sia in termini di adeguatezza che di flessibilità) non impedisca quel processo di razionalizzazione della produzione** che è invece necessario per ridare spazio e significato alle dinamiche di valorizzazione della *commodity* nel mercato elettrico.

Riteniamo indispensabile, per la specifica funzione svolta all’interno del sistema elettrico nazionale, la **partecipazione** della **capacità idroelettrica programmabile** ai sistemi di remunerazione della stessa. È chiaro inoltre che, almeno in prospettiva, l’accesso a tali meccanismi debba essere **esteso** anche alle **fonti rinnovabili non programmabili**, che siano in grado di fornire un contributo adeguato alla sicurezza del sistema, così come ai servizi di dispacciamento.

La regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali e i sistemi di accumulo.

L’orientamento rappresentato dall’Autorità nella propria rendicontazione verso **logiche output-based nella regolazione tariffaria delle infrastrutture**, con incentivi commisurati ai benefici che gli investimenti apportano al sistema, appare decisamente condivisibile. Per supportare adeguatamente lo sviluppo del sistema gli

investimenti infrastrutturali debbono essere infatti effettuati attraverso criteri che garantiscano selettività ed efficienza nella spesa.

Condividiamo quindi l'attenzione posta dall'Autorità nel favorire il processo di evoluzione e innovazione nelle reti di distribuzione. Questa può essere l'occasione per assegnare ai distributori un ruolo più evoluto ed articolato nella gestione in ambito locale di parte del dispacciamento, con particolare riferimento alla produzione afferente alla generazione distribuita. Occorre però che tale ruolo sia disegnato **garantendo la terzietà dei DSO e nel rispetto dei principi di mercato.**

Le reti attive consentono, attraverso dispositivi e processi innovativi, di integrare in maniera ottimale una generazione rinnovabile sempre più capillare e distribuita con i diversi profili di domanda dei singoli clienti, contribuendo ad aumentare la qualità del servizio, l'efficienza energetica e la consapevolezza dei consumi oltre che ad abilitare l'ampliamento dell'offerta nei mercati *retail* (es. *demand response*) con conseguenti benefici in termini economici e ambientali.

Allo stesso tempo crediamo però sia importante spingere affinché siano approfonditi i risultati relativi alle **sperimentazioni sui sistemi di accumulo nella Rete di trasmissione nazionale.** È questo un ambito che crediamo dovrebbe essere **aperto a soggetti non regolati** (in particolare anche a produttori rinnovabili interessati ad esplorare le potenzialità di tali dispositivi per la gestione ottimale degli impianti in termini di maggiore programmabilità e minimizzazione degli sbilanciamenti). A tale riguardo auspichiamo che sia definito il quadro regolatorio che possa permettere investimenti gestiti dal produttore in questo ambito e che preveda: non solo le modalità di implementazione, accesso e utilizzo dei sistemi di accumulo, ma anche la disciplina per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete e i servizi di rete eventualmente offerti.

La liberalizzazione del mercato retail.

Il disegno di legge "Legge annuale per il mercato e la concorrenza – AS 2085" (DDL Concorrenza), attualmente in discussione al Senato, prevede, a partire dal 2018, la

completa rimozione delle cosiddette tutele di prezzo nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale.

Inoltre anche l'Autorità si è data l'obiettivo generale di sviluppare un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, identificando nella fornitura del mercato libero l'"unica modalità normale" di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione. Per raggiungere quest'obiettivo, come evidenziato nei DCO 421/2015 e 75/2016, l'Autorità ha delineato una riforma volta sia ad accompagnare il cliente finale verso un'uscita volontaria dalle tutele di prezzo sia a trasformare l'attuale "Servizio di Maggior tutela" in un vero "servizio di ultima istanza".

Pare quindi giunto il momento di dare un nuovo impulso allo sviluppo dei mercati *retail* per aumentare il livello di concorrenza, supportando i clienti finali nel loro percorso, già da tempo avviato, di consapevolezza e progressiva "capacitazione".

Il **Gruppo ERG** guarda con **attenzione** a **questo processo di ulteriore apertura** di un segmento di mercato di prospettico interesse. A tale riguardo riteniamo che per permettere ai clienti finali di cogliere appieno tutti i vantaggi e le opportunità offerti dal mercato libero sia necessario accompagnare il processo di uscita dalle tutele di prezzo attraverso meccanismi e accorgimenti che garantiscano una effettiva ed equa concorrenza tra i *retailer*.

Al contempo, proprio per limitare le possibili barriere in ingresso lato offerta è importante che siano adottati adeguati strumenti regolatori e normativi per garantire: (i) meccanismi competitivi trasparenti e non discriminatori per l'allocazione dei "nuovi" clienti; (ii) una **tutela del credito affidabile** e non eccessivamente onerosa; (iii) la differenziazione tra distributore e *retailer* e l'effettiva **"terzietà" del DSO**; (iii) la **disponibilità e la fruibilità di informazioni sui clienti** "in uscita" dal mercato tutelato, sia per quanto riguarda il "merito creditizio" che per i profili di consumo.

Il regime di essenzialità in Sicilia.

La difesa dei principi del mercato costituisce un punto di estrema sensibilità ed importanza non solo per l’Autorità, che ne è garante, ma anche per gli operatori che del mercato sono i principali protagonisti.

Già prima dell’introduzione dell’essenzialità *ex lege* (intervenuta con l’approvazione dell’articolo 23, comma 3bis, del decreto legge 91/14, cd. DL Competitività), la situazione del mercato zonale in Sicilia era fortemente caratterizzata da una serie di **vincoli determinati dal funzionamento in regime *must run*** di taluni impianti termoelettrici (ai sensi della Deliberazione n.111/06).

A partire da gennaio 2015, l’introduzione del regime di essenzialità *ex lege* ha di fatto decretato **la “sospensione” del mercato in luogo di un regime amministrato per tutti gli operatori.**

Riteniamo che tale soluzione – opinabile a nostro modo di vedere – debba essere considerata **“straordinaria”** e giustificata soltanto per affrontare una **situazione complessa e contingente.**

Proprio la natura “straordinaria” della misura postula che la stessa abbia una durata determinata e limitata nel tempo, garantendo al contempo che – con la fine dell’essenzialità *ex lege* in Sicilia – **non si ripresentino le condizioni per l’utilizzo selettivo di impianti in regime amministrato** (come avveniva prima del 2015).

In tale prospettiva è bene che il **completamento** dell’“intervento Sorgente-Rizziconi”, così come definito nella Delibera 521/14, includa tutti i **lavori ulteriori finalizzati** all’incremento significativo della capacità di interconnessione (come peraltro previsto dalla norma di rango primario).

Auspichiamo quindi che, alla luce di quanto sopra, l’Autorità, nel confronto e con il supporto dell’operatore della Rete di Trasmissione, possa fornire indicazioni sull’**orizzonte temporale** entro il quale tale **“regime amministrato” *ex lege* avrà termine**, assicurando al tempo stesso un **ritorno pieno ed effettivo al mercato** in Sicilia.

Regolamento Remit.

In merito al Regolamento REMIT, con l'attribuzione dei poteri di indagine e sanzionatori in capo all'Autorità, appare necessaria una più chiara definizione da parte della stessa di criteri e modalità di applicazione degli obblighi di pubblicazione delle informazioni privilegiate. Definizione che permetterebbe di garantire uniformità nell'applicazione degli obblighi discendenti dal Regolamento e al contempo di condividere l'interpretazione della relativa disciplina da parte di tutte le Autorità a vario titolo coinvolte.

Roma, 10 maggio 2016