



Audizioni periodiche e speciali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Signor Presidente, Signori del Collegio e Direttori,

Ringraziamo innanzitutto l'Autorità per l'opportunità offerta al Gruppo ERG, che opera nei settori dell'energia elettrica, del gas e delle fonti rinnovabili, di partecipare a questa importante occasione di confronto, utile ad approfondire le tematiche fondamentali per lo sviluppo del mercato italiano dell'energia.

A tale riguardo desideriamo focalizzare il nostro intervento su alcuni ambiti del mercato dell'energia che riteniamo di particolare interesse.

1. Fonti Rinnovabili e loro incentivazione

Gli ambiziosi **obiettivi di lungo termine** del nostro Paese - previsti dalla direttiva comunitaria sulla promozione delle fonti rinnovabili e riflessi nel recente Piano d'Azione Nazionale sulle Rinnovabili predisposto in bozza dal Ministero dello Sviluppo Economico - richiedono importanti investimenti negli anni a venire.

Proprio la necessità di garantire un adeguato supporto finanziario a promozione di questo settore rende indispensabile portare a termine un'attenta analisi (in termini di impatti sul sistema) degli attuali strumenti di incentivazione.

In tale prospettiva è importante che l'effettiva incentivazione sia legata a criteri di maggiore efficienza, in modo tale da coniugare un adeguato impulso alle nuove iniziative con la riduzione dei costi di generazione.

Come già sostenuto in passato, ribadiamo come, a nostro avviso, il **contesto di riferimento** debba essere caratterizzato da alcuni elementi fondamentali, quali:

- **Chiara definizione delle strategie per il pieno raggiungimento degli obiettivi di lungo termine**
- **Stabilità del quadro normativo**, con particolare attenzione alle regole per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico
- **Rimodulazione dei meccanismi di incentivazione delle rinnovabili finalizzata a stimolare la concorrenza, senza però penalizzare gli investimenti già avviati ovvero gli impianti attualmente in esercizio**
- **Chiarezza ed omogeneità nella definizione degli iter autorizzativi** sia per gli impianti a fonti rinnovabili che per le infrastrutture di connessione e trasporto dell'energia prodotta

Il perseguimento degli obiettivi sulle fonti rinnovabili non può, a nostro avviso, prescindere dalla eliminazione delle attuali criticità. Risulta quindi indispensabile procedere *in primis* alla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture di rete, nonché conseguentemente provvedere alla risoluzione dei problemi di gestione del dispacciamento delle unità di produzione non programmabili, fino ad arrivare alla graduale ottimizzazione dell'attuale sistema di incentivazione evitando al contempo interventi inorganici ed estemporanei.

Proposta

Riteniamo che i vincoli temporali per il perseguimento di obiettivi così importanti sconsiglino interventi di natura radicale, rendendo invece preferibile valorizzare gli attuali meccanismi di incentivazione (in particolare quello dei certificati verdi) con l'introduzione di opportuni correttivi.

L'eventuale discontinuità comporterebbe infatti tempi di attuazione più lunghi, maggiore incertezza nel transitorio, con il rischio di un blocco delle iniziative in fase di sviluppo e, in definitiva, un ritardo nel conseguimento degli obiettivi comunitari.

Gli interventi correttivi dovrebbero riguardare in modo organico, coordinato e contestuale tutti i seguenti aspetti:

- l'adeguamento dell'entità della quota d'obbligo e/o l'allargamento della base imponibile dei produttori, prevedendo con sufficiente anticipo un' estensione temporale ed una determinazione dell'entità della quota stessa in modo tale da consentire la stabilizzazione del sistema dei certificati verdi, pur mantenendo le esenzioni previste per le fattispecie "virtuose", per le quali la normativa comunitaria richiede adeguato supporto (es. teleriscaldamento, cogenerazione ad alto rendimento, etc.);
- l'individuazione di un *floor* sul valore dei certificati verdi che sia tale da salvaguardare il ritorno economico degli investimenti relativi ad impianti esistenti e/o ad impianti che entreranno in esercizio nei prossimi anni (che abbiano già sostenuto importanti oneri progettuali, quali quelli relativi alla complessa fase di autorizzazione ovvero all'acquisto dei macchinari);
- la rimodulazione nel tempo (fissandone i valori con anticipo almeno triennale) dei coefficienti tecnologici da applicare a livello di impianto in base all'anno di avvio dello stesso; questo a fronte di una semplificazione effettiva del processo autorizzativo e di una reale maggiore competizione nel campo dell'approvvigionamento delle macchine. La rivisitazione dei coefficienti dovrebbe però essere accompagnata da alcuni accorgimenti, quali (i) la previsione di una clausola di salvaguardia che inibisca o ritardi l'introduzione di nuovi coefficienti qualora questi, considerate le condizioni di mercato, possano mettere in pericolo o bloccare lo sviluppo di determinate tecnologie rinnovabili, impedendo così il raggiungimento degli obiettivi comunitari; (ii) la garanzia per l'operatore industriale di poter mantenere per tutta la durata del periodo di incentivazione il coefficiente tecnologico attribuito al momento di entrata in esercizio del proprio impianto.

2. Introduzione di misure transitorie per ridurre i differenziali sui prezzi zionali dell'energia elettrica

Durante l'iter di conversione del Decreto-Legge 31 Maggio 2010, n. 78 si è assistito ad alcuni tentativi di intervento - a "colpi di emendamento" - sul complesso sistema di regole del mercato dell'energia, in particolare quelle che riguardano i prezzi zionali.

Ci riferiamo a quelle misure che prevedevano l'introduzione di meccanismi di interconnessione virtuale tra la zona Sud e la Sicilia, e più in generale meccanismi atti a consentire ad alcuni Operatori di offrire, sul Mercato del Giorno Prima, capacità in misura superiore a quella che può essere "fisicamente" immessa secondo le attuali regole di libero mercato e in base alle caratteristiche della Rete Elettrica Nazionale.

Desideriamo sottolineare che la definizione delle regole del mercato elettrico, così come la soluzione di problematiche contingenti quali quella sopra citata, non possa essere lasciata ad interventi occasionali e disorganici in assenza di adeguata condivisione tra gli operatori e le Istituzioni competenti e senza una opportuna riflessione sui presupposti e le conseguenze pratiche prodotte sul sistema complessivo dall'introduzione di tali nuove regole.

È bene ricordare che già in passato è accaduto che interventi estemporanei ed incoerenti rispetto alla struttura vigente del mercato non abbiano raggiunto gli obiettivi ipotizzati, creando invece forti discontinuità a danno degli operatori.

Ad esempio interventi come l'interconnessione virtuale o meccanismi simili potrebbero generare un incremento del prezzo su MGP in zona Sud ed un incremento dell'utilizzo di risorse su MSD, tali da non compensare l'attesa riduzione del prezzo MGP Sicilia.

A tale effetto negativo si aggiungerebbe, in alcuni dei casi prospettati, la necessità di reperire nuove risorse per i "meccanismi di compensazione" tra PUN e Prezzo Zonale, la cui copertura potrebbe ricadere su quel "sistema" che i sostenitori di dette misure dicono di voler "beneficiare".

Da non trascurare, infine, l'effetto discriminatorio derivante dal fatto che (i) gli operatori con capacità produttiva collocata in Sicilia si troverebbero nella condizione di dover recuperare la perdita subita su MGP attraverso il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), cui accede solo una parte degli impianti interessati, escludendo quindi, ad esempio, gli importanti Impianti di produzione asserviti a Poli Industriali, poco disponibili, per la natura del loro servizio industriale, ad accedere all'MSD e (ii) l'inadeguatezza della rete interna dell'isola costringe i produttori a prolungati fermi per manutenzioni e vincoli di rete fisica, di cui, paradossalmente, non soffrirebbero produttori non siciliani collegati "virtualmente" all'isola.

In sintesi l'introduzione di queste misure – a fronte di ipotetici e non dettagliati vantaggi del sistema - porterebbero ad uno stravolgimento delle regole consolidate del mercato assicurando benefici per alcuni Operatori, a discapito di altri .

Riteniamo pertanto che misure di questo tipo possano alterare sia il principio di libera concorrenza, sia le caratteristiche di "mercato libero" a cui almeno il Mercato del Giorno Prima dovrebbe ispirarsi.

Crediamo invece che per la soluzione effettiva di queste problematiche sia indispensabile un'approfondita analisi del mercato che comprenda l'evoluzione dell'offerta in Sicilia sia in termini qualitativi (ci riferiamo in particolare alla forte e crescente presenza di fonti rinnovabili non programmabili) che in termini quantitativi.

Già oggi i prezzi in zona Sicilia – infatti - si stanno avvicinando alla media nazionale e la prevista entrata in produzione di ulteriore nuova capacità, sin dai prossimi mesi, porterà ragionevolmente ad una progressiva riduzione del differenziale attualmente riscontrabile (la potenza installata totale nell'isola sarà di circa 7,000 MW, di cui oltre 1,200 MW eolici e oltre 4,200 MW termoelettrici "efficienti", a fronte di una domanda di picco non superiore ai 3,000 MW).

In attesa della realizzazione fisica dell'interconnessione tra l'isola e il continente sarà quindi l'ingresso di nuova e competitiva capacità (rinnovabile e termoelettrica) nella Zona di Mercato Sicilia ad allineare i prezzi zonal siciliani a quelli del sud Italia...

3. Cogenerazione ad alto rendimento

Una menzione particolare meritano gli importanti investimenti effettuati in impianti cogenerativi, che rivestono in campo energetico, nell'ambito degli orientamenti comunitari, un ruolo rilevante nell'uso efficiente delle risorse, nell'ottimizzazione delle produzioni elettriche e termiche e nella riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra.

La Direttiva Comunitaria 2004/8/CE che si prefigge l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica creando un quadro per la promozione e lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento, è stata recepita in Italia nel febbraio 2007 prevedendo una deroga (accolta anche dal nostro Paese) alla sua applicazione fino al 31 dicembre 2010.

A fronte di una scadenza così ravvicinata risultano tuttavia non ancora definiti alcuni dei criteri e dei parametri indispensabili nel calcolo della energia elettrica da Cogenerazione ad Alto Rendimento rendendo incerta l'attività di programmazione e gestione degli impianti. E' pertanto necessario intervenire prontamente nella definizione del quadro regolatorio al fine di evitare il rischio di una forte incertezza per gli operatori a valle dell'imminente scadenza di fine anno.

Proposta

Considerato quanto sopra evidenziato risulta di rilevante importanza la determinazione dell'incentivazione a cui la Cogenerazione ad Alto Rendimento potrà accedere. Detta incentivazione dovrà in ogni caso essere tale da salvaguardare gli investimenti già effettuati alla luce della Delibera 42/02.

Ciò affinché sia assicurata continuità ed economicità delle forniture di energia elettrica e di vapore ai clienti industriali, in una fase particolarmente delicata dal punto di vista economico e socio-occupazionale per molti poli industriali nazionali.

È quindi essenziale che il beneficio garantito dalla cogenerazione ad alto rendimento in termini di incentivazione sia comparabile con quello assicurato dal sistema in corso. Proprio per tragguardare tale obiettivo, i meccanismi di incentivazione riservati alla cogenerazione potrebbero essere rappresentati da una corretta combinazione tra mantenimento dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi e il rilascio di titoli di efficienza energetica all'interno di un sistema che ne garantisca una adeguata valorizzazione.

4. Stoccaggio Gas

La promozione dello sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio del gas è tra gli obiettivi di codesta spettabile Autorità ed ha trovato un primo riscontro nell'ipostazione adottata dall'Autorità in termini di tariffe e, in tale ambito, di incentivi per le nuove infrastrutture nel corso dei primi due periodi di regolazione.

L'Autorità è attualmente impegnata nella definizione delle tariffe applicabili al servizio di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione ma, nonostante le dichiarazioni espresse al punto 6.4 del DCO 08/10¹, gli orientamenti emergenti dal successivo documento di consultazione (DCO 20/10), comportano – *de facto* – nel loro insieme una sostanziale discontinuità sulla redditività attesa dai nuovi investimenti in infrastrutture per lo stoccaggio del gas. Tale discontinuità rappresenta un sostanziale disincentivo agli investimenti (tra l'altro acuito dalla ulteriore evoluzione normativa attualmente in itinere).

Inoltre lo stesso DCO 20/10 al punto 11.5 introduce – in relazione ad un parametro particolarmente sensibile come il rapporto D/E – la possibilità per l'Autorità di intervenire *“anche in corso di periodo di regolazione”* per determinare il *“WACC nel caso in cui il rapporto D/E superi valori oltre soglie prefissate o presenti discontinuità significative”*. Tale approccio incrementa sensibilmente il rischio regolatorio minando alla base quella certezza delle regole che è, invece, presupposto fondamentale ed imprescindibile per la realizzazione di investimenti di rilevante importo economico e presuppongono impegni economici di lunghissimo termine.

Proposta

In considerazione di quanto esposto e con il fine prioritario di mantenere una spinta agli investimenti in infrastrutture per lo stoccaggio del gas, si ritiene, che salvaguardare debba essere salvaguardata la certezza e la continuità dell'impianto regolatorio e tariffario:

- fissando il WACC a livelli adeguati rispetto al rischio affrontato dagli investitori e quindi almeno pari al 7,1%;
- determinando la quota di accantonamento annuo dei costi di ripristino sulla base della effettiva durata residua della concessione e senza nettarli del valore residuo dei beni e dei terreni;
- escludendo modifiche alla definizione di CIR (come l'introduzione di poste rettificative non previste dalla delibera 50/06);
- escludendo esplicitamente interventi sui valori riconosciuti di remunerazione del capitale investito ovvero di determinazione fisse del rapporto D/E, nel corso del periodo regolatorio.

Roma, 19 luglio 2010

¹ *“L'Autorità ritiene che assicurare la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria sia un obiettivo fondamentale. Garantire la certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, infatti, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto “rischio regolatorio” per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.”*