



Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader

**POSITION PAPER
2009**

INDICE

Profilo di Aiget

Introduzione

AREA ENERGIA ELETTRICA

Premessa

1. Sviluppo infrastrutturale
2. Sviluppo dei mercati a termine
3. Integrazione mercati europei
4. Flussi informativi tra operatori e minimizzazione dei rischi
5. Trasparenza e competizione

AREA GAS NATURALE

Premessa

1. Accesso agli strumenti di flessibilità e utilizzo delle capacità di stoccaggio
2. Riferimenti di prezzo e Borsa del Gas
3. Equazioni di bilancio: profili di prelievo e flussi informativi
4. Allineamento al quadro europeo
5. Compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili

AREA AMBIENTE ED ENERGIE RINNOVABILI

Premessa

1. Rinnovabili in Italia: limiti normativi, autorizzativi, sociali e tecnici
2. Ambiente: mercati e obiettivi

Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader

L'Associazione ha lo scopo di promuovere tutte le iniziative che, nel campo economico, finanziario, tecnico e scientifico, possano giovare al settore energetico italiano ed alla sua liberalizzazione e competitività.

AIGET, nata nel 2000 con l'inizio delle liberalizzazioni dei mercati energetici italiani, rappresenta gli interessi dei nuovi operatori affacciatisi come fornitori, grossisti, trader e shipper nei settori del gas naturale e dell'energia elettrica.

AIGET – Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader si propone di:

- Promuovere la concorrenza e la trasparenza dei mercati energetici
- Favorire lo sviluppo e la standardizzazione dei prodotti energetici primari e derivati e dei relativi mercati
- Promuovere tra gli associati consultazioni, studi e scambi di informazioni per raggiungere obiettivi di carattere tecnico, economico e finanziario di interesse comune, al fine di tutelarne l'attività su scala nazionale e internazionale
- Analizzare le problematiche che incidono sul commercio dei prodotti energetici, promuovendo presso i gestori di rete, gli operatori di mercato, gli enti governativi e le autorità competenti, iniziative volte alla loro risoluzione
- Rappresentare gli associati nelle associazioni e negli enti e istituzioni, nazionali, comunitari e internazionali connessi al settore energetico
- Promuovere il commercio dell'energia, in particolare per quanto riguarda elettricità, gas naturale e prodotti e servizi connessi
- Promuovere e coordinare le possibili iniziative degli associati di fronte agli organi della giustizia ordinaria, amministrativa e comunitaria, a tutela degli interessi comuni

AIGET ha un'intensa attività di promozione, organizzazione e partecipazione a conferenze, congressi, seminari e workshop su temi energetici di interesse degli associati. Ciò anche al fine di contribuire a diffondere in Italia una sempre più corretta cultura dell'energia e di rafforzare i rapporti con enti, istituzioni ed altre associazioni.

L'Associazione è attiva nel rappresentare gli interessi dei grossisti, trader e shipper energetici italiani anche a livello europeo, esprimendo le posizioni dei suoi associati anche tramite i suoi rapporti con EFET - European Federation of Energy Traders.

L'Associazione ha lo scopo di promuovere tutte le iniziative che, nel campo economico, finanziario, tecnico e scientifico, possano giovare al settore energetico italiano ed alla sua liberalizzazione e competitività.

Presidente
Paolo Grossi

Vice Presidenti
Giovanni Apa
Raffaele Chiulli
Luca Dal fabbro

Segretario Generale
Paolo Ghislandi

INTRODUZIONE

Il presente documento si propone di presentare all'opinione pubblica, ai *decision maker* ed alla stampa le posizioni di AIGET nei confronti della maggiori criticità dei tre settori in cui l'associazione è articolata: energia elettrica, gas, energia e ambiente.

Il documento intende fornire spunti di riflessioni che mirino a favorire il dialogo e la condivisione per sciogliere i nodi che limitano lo sviluppo dell'attuale assetto di mercato, fornendo anche alcune proposte concrete.

AIGET promuove l'apertura e la trasparenza dei mercati energetici al fine di proseguire sulla strada delle riforme e dell'affinamento dei meccanismi di mercato sui quali dovrebbe basarsi un sistema realmente competitivo e concorrenziale, in un contesto di persistenti difficoltà infrastrutturali e crescenti obiettivi ambientali, in modo da assicurare il completamento delle iniziative intraprese a favore della liberalizzazione e la stabilizzazione di un quadro regolamentare chiaro ed efficiente.

Le aziende associate coprono una quota importante delle vendite di energia nel mercato libero e comprendono società appartenenti a Gruppi di primaria rilevanza internazionale, nuovi operatori nazionali privati, società di vendita di aziende municipalizzate.

Elemento distintivo dell'associazione è l'approccio integrato ai diversi mercati energetici (elettricità, gas e ambiente) e l'impegno costante, tenace e competente nel proporre e promuovere trasparenza, concorrenzialità, efficienza nel sistema energetico, elementi che si traducono in servizi di qualità al cliente finale.

In Italia la liberalizzazione dei mercati energetici, inserita in un più ampio cambiamento a livello europeo, ha già cominciato a produrre qualche beneficio: pluralità di fornitori e possibilità di scelta per i clienti, risparmi sui costi di fornitura, sviluppo di prodotti innovativi con livello di rischio differenziato, rinnovamento del parco termoelettrico installato e creazione di liquidità, borsa elettrica, sviluppo di una domanda attiva tramite operatori grossisti professionali, accesso regolato alle reti.

Tuttavia gli aspetti ancora non risolti sono importanti: problemi di consenso per le infrastrutture necessarie, una legislazione complessa e troppo mutevole, le incertezze sull'Emission Trading, la persistente difficoltà nello sviluppo di mercati a termine organizzati, lo sfasamento nell'apertura dei mercati dell'elettricità e del gas.

Solo una maggiore trasparenza ed apertura dei mercati può attirare investimenti e sviluppare dinamiche competitive da tradurre in un'efficienza sistematica e crescente. Proseguire sulla strada della liberalizzazione significa, ad esempio, sviluppare o completare le infrastrutture necessarie, favorire anche nel gas la creazione di liquidità e concorrenza, promuovere la crescita organica dei mercati a termine dell'energia, rendere più efficienti i rapporti tra operatori lungo le diverse fasi della catena del valore e in particolare i servizi resi dai soggetti regolati, mirare ad una regolamentazione stabile e di controllo attivo.

È inoltre necessario che sia garantita l'"armonizzazione" tra i mercati dell'elettricità, del gas e dell'ambiente e la "responsabilizzazione" capillare fino ai singoli cittadini, affinché l'effetto Nimby non continui all'infinito: infatti, l'energia deve essere prodotta e fruita in modo ambientalmente sostenibile, perseguendo scelte responsabili ed una condivisione equa e consapevole degli oneri.

Si tratta di problematiche complesse che non possono essere affrontate individualmente, ma che necessitano della giusta sinergia tra un'armonizzazione della normativa ed una responsabilizzazione della società civile.

Il presente Position Paper è stato realizzato grazie al contributo dei Gruppi di lavoro, afferenti le tre aree di cui l'Associazione è composta, coordinati da: Riccardo Rossi (Area Energia Elettrica), Giulio Troncarelli (Area Gas), Riccardo Ballesio (Area Ambiente ed Energie Rinnovabili).

AREA ENERGIA ELETTRICA

Premessa

AIGET ritiene che il ruolo della regolamentazione sia cruciale per il raggiungimento dell'obiettivo di efficienza richiesto ad un mercato aperto.

Regole pro-competitive sono alla base di ogni processo di liberalizzazione riuscito.

Ciò significa che le regole devono definire il quadro all'interno del quale può svilupparsi il gioco competitivo. La **stabilità del quadro regolatorio** è altresì importante per consentire l'ottenimento dei massimi livelli di beneficio. Revisioni del quadro regolatorio dovrebbero riguardare esclusivamente aree nelle quali sono riconosciute inefficienze conclamate e rese evidenti, ad esempio, da indagini sugli esiti dei mercati.

Ogni revisione o riforma del quadro regolatorio deve privilegiare inoltre un **coinvolgimento degli stakeholder** rispetto all'impellenza di ottenere risultati.

Riteniamo quindi deleteri interventi direttamente sugli esiti dei mercati anziché sulle regole che garantiscono lo svolgimento della competizione. Forte instabilità, interventi sugli esiti e monitoraggio dei soggetti che operano nei segmenti liberi della filiera, con rilevanti impatti in termini di carichi di lavoro e rivelazione di informazioni di carattere riservato e strategico, divengono barriere all'ingresso per nuovi operatori e investitori che ritengono eccessivo il rischio di operare nel mercato italiano.

Nel settore elettrico AIGET ritiene che azioni mirate debbano essere concentrate sul miglioramento delle condizioni per lo sviluppo infrastrutturale, dei mercati a termine, dell'integrazione con i mercati europei, della modalità di comunicazione tra gli operatori e della trasparenza e competitività.

In questo senso esprimiamo apprezzamento per l'approccio pragmatico e attento con cui il Ministero dello Sviluppo Economico sta affrontando il tema delicato della riforma del mercato elettrico sulla base delle indicazioni della legge 2/2009 ("Misure anti-crisi")

1. Sviluppo infrastrutturale

La rete elettrica nazionale è caratterizzata da colli di bottiglia che determinano forti limitazioni della possibilità di godere di benefici derivanti dall'ampliamento dei competitors nella produzione di energia elettrica.

Il problema delle congestioni si riflette anche sui prezzi, in quanto viene limitata la produzione di centrali più efficienti ed economiche a vantaggio di centrali più costose e spesso ambientalmente sfavorevoli dando vita ad una divergenza tra i prezzi zonali e tra questi e il Prezzo Unico Nazionale.

Indipendentemente dal mix di produzione utilizzato, anche in previsione dell'introduzione di nuove tecnologie, va ribadito che più forti sono le congestioni di rete, più ampie sono le divergenze di prezzo ogni qual volta viene impedito il dispacciamento delle risorse di produzione più competitive.

L'adozione di schemi incentivanti per la creazione di nuove infrastrutture di per sé non appare sufficiente a superare le criticità senza il supporto di analisi dei costi/benefici attesi dalla loro realizzazione. Tale analisi permetterebbe l'evidenziazione dei recuperi di efficienza e gli effetti positivi sui mercati permettendo una valutazione più completa e trasparente. Riteniamo che qualora venissero calcolati e resi pubblici i costi per la collettività derivanti dalla mancata realizzazione di specifiche infrastrutture strategiche (come ad esempio il collegamento Piemonte-Lombardia, il potenziamento della dorsale adriatica, il collegamento Calabria-Sicilia), si creerebbe l'evidenza dell'interesse per la collettività a sbloccare gli iter autorizzativi e a monitorare periodicamente lo stato di avanzamento dei progetti.

Considerazioni e proposte

AIGET ritiene che debbano essere predisposti tutti gli strumenti utili a superare gli indugi negli sviluppi infrastrutturali dando preminenza, nella valutazione sull'opportunità e sulla priorità, agli investimenti volti a migliorare gli scenari di mercato ipotizzabili secondo una probabilità elevata di accadimento degli stessi. È quindi indispensabile che non venga tenuto in considerazione il solo criterio di sicurezza nello sviluppo delle linee di interconnessione.

2. Sviluppo dei mercati a termine

Lo sviluppo dei mercati a termine è imprescindibile per l'ottenimento di una

migliore allocazione delle risorse e per la riduzione dell'incertezza dovuta all'interazione dei fenomeni che hanno effetto solo nel breve termine, minimizzando quindi l'esposizione al rischio. Mercati a termine liquidi e funzionanti possono consentire al contempo di mitigare l'esercizio del potere di mercato.

A tal fine si insiste sulla necessità di semplificare le condizioni di accesso al mercato e aumentare la profondità dei prodotti trattati nelle piattaforme per sostenere il potenziale di sviluppo delle coperture e l'acquisizione di risorse destinate alla programmazione fisica dei prelievi.

Si ritiene indispensabile lo sviluppo di sistemi di garanzia che insieme al rischio per il sistema minimizzino l'onere per i partecipanti al mercato: non possono quindi essere ritenuti efficienti sistemi che comportino garanzie per l'intero controvalore delle contrattazioni svolte, ma si devono invece sviluppare metodologie che consentano la copertura del solo valore effettivamente a rischio, inteso quale differenziale tra il valore corrente dell'energia e il valore ragionevolmente atteso calcolato su basi statistiche.

L'assenza di piattaforme per lo scambio di prodotti a termine si è di recente risolta con l'implementazione di diverse piattaforme di scambio, prima OTC, poi il mercato a termine fisico (MTE) e finanziario (IDEX). L'incertezza calata nel mercato a seguito dell'approvazione della riforma dei mercati elettrici¹ rischia di influire negativamente sull'aspetto della liquidità, elemento cruciale intorno al quale devono essere concentrati i maggiori sforzi, anche mediante la progressiva integrazione delle piattaforme.

Con l'attuazione della riforma del mercato vediamo piuttosto l'opportunità per definire un percorso per pianificare l'auspicato trasferimento della liquidità dal mercato a pronti al mercato a termine, elemento di stabilità e prevedibilità dell'evoluzione dei prezzi.

Le misure suggerite da AIGET comprendono ad esempio l'allocazione sul mercato a termine delle quote di energia soggette a regolazione, in particolare le vendite di energia CIP6 a mercato (oggi decise su base annuale con allocazione sul mercato a pronti) e gli acquisti dell'Acquirente Unico.

Solo con queste due componenti il mercato a termine raggiungerebbe uno spessore sufficiente a favorire l'accesso degli operatori, a creare riferimenti di prezzo significativi, e ad accelerare la necessità di integrazione con i mercati

¹ Legge 2/09

finanziari.

La logica della proposta è che l'“energia regolamentata” presente nel mercato, spesso portatrice di distorsioni, venga utilizzata in modo da conseguire la piena promozione ed apertura del mercato.

Un ulteriore area di intervento per un corretto sviluppo degli scambi a termine riguarda il superamento – nel pieno rispetto dei principi e delle normative comunitarie – dei vincoli legati ad interpretazioni della normativa finanziaria, contabile e fiscale non univoche in relazione agli scambi a termine che spesso vanno a detrimento, in modo non giustificato, della numerosità e dell'entità degli stessi.

Considerazioni e proposte

Ai fini di un maggiore impulso allo sviluppo della liquidità del mercato si suggerisce di prevedere che l'energia degli impianti CIP6 venga consegnata sul mercato a termine fisico MTE e che anche l'Acquirente Unico utilizzi MTE come mezzo di approvvigionamento sotto la supervisione dell'Autorità per l'Energia.

Inoltre AIGET da tempo sostiene, mediante iniziative a livello comunitario, la standardizzazione contrattuale, per consentire l'adozione di modelli di comprovata efficacia pienamente rispondenti alle norme primarie nazionali e in grado al contempo di consentire una maggiore e migliore interazione tra differenti mercati nazionali con'obiettivo di un vero e proprio mercato europeo.

3. Integrazione mercati europei

Per il raggiungimento di migliori risultati in termini di efficienza dei meccanismi di mercato, di fluidità degli scambi e delle attività connesse al trading (approvvigionamento e vendita di energia) deve progredire in modo più efficace l'impegno per l'integrazione dei mercati nazionali in regioni mediante la realizzazione di un *framework* uniforme, in primo luogo per ciò che concerne il *Cross Border Trading*.

Considerazioni e proposte

Raccomandiamo quindi una crescente attenzione nelle attività che riguardano la creazione di mercati regionali mediante un coinvolgimento attivo degli stakeholder che possono contribuire evidenziando le esigenze o le carenze delle attuali prospettive di integrazione.

4. Flussi informativi tra gli operatori e minimizzazione dei rischi

La recente normativa europea pone obiettivi sfidanti per quanto concerne la mobilità dei clienti finali nel mercato e lo sviluppo dello *smart metering*.

Diviene quindi indispensabile che la gestione delle informazioni e lo scambio delle stesse sia oggetto di approfondita analisi poiché rappresenta uno degli elementi dal quale ottenere i maggiori benefici in termini di riduzione dei costi gestionali.

I primi anni di apertura del mercato hanno dimostrato l'entità dei rischi connessi ad una carente uniformità nei flussi informativi tra operatori del sistema. Sono stati realizzati notevoli investimenti per ottenere recuperi di efficienza, ma l'esistenza di più figure lungo la catena del valore deve essere accompagnata da una crescente – quasi spasmodica – attenzione nei confronti delle regole di comunicazione in termini di formati, contenuti e tempistiche in particolar modo da/per i soggetti di sistema che svolgono attività cruciali per la corretta attribuzione delle partite economiche risultanti dal gioco competitivo. In caso contrario l'entità dei costi di transazione potrebbe avere forti impatti sui recuperi di efficienza ottenibili dal processo di liberalizzazione.

Le tecnologie informatiche sono disponibili, nel corso del tempo tra i soggetti regolati sono emerse delle best-practices in termini di affidabilità dei dati e qualità del servizio offerto alle società di vendita, ormai unico punto di contatto commerciale con il cliente finale: una regolamentazione attenta alla qualità del servizio al cliente non può prescindere dal perseguire il miglioramento del servizio offerto nello svolgimento di attività regolate, in primis misura e bilanciamento, mediante componenti tariffarie premianti o penalizzanti.

5. Trasparenza e competizione

Il rischio regolatorio è un rischio tipico dei soggetti che operano nei settori energetici.

Nel settore elettrico sussistono rischi che potrebbero essere evitati in modo semplice a vantaggio di un gioco competitivo più trasparente e con un minor grado di rischio.

Per garantire la più ampia contendibilità nella commercializzazione dell'energia e una migliore dinamica competitiva, sottolineiamo l'esigenza di evitare la ricostituzione di **riserve esclusive** nei settori oggetto di liberalizzazione, quali produzione e vendita. Le scelte effettuate negli ultimi anni denotano la volontà di un progressivo ritorno ad un sistema amministrato con una discriminazione verso il ruolo dei grossisti e dei trader, la riduzione di margini di efficienza e quindi un incremento dei costi per il sistema. Riteniamo indispensabile la creazione di un *level playing field* per lo svolgimento della competizione senza preclusioni di sorta.

A parità di regole di assegnazione al mercato, proponiamo di rivedere l'attribuzione del vantaggio economico connesso all'energia CIP6 ceduta al mercato.

Un'altra proposta che intendiamo ribadire e che ha il medesimo obiettivo, è la revisione della disciplina del bilanciamento, al fine di neutralizzare gli effetti non prevedibili derivanti da fattori esogeni che non dipendono dalla capacità previsionale degli operatori.

Considerazioni e proposte

Ancora una volta, per ottenere tale obiettivo è necessario uno scenario di stabilità regolatoria dove la struttura delle relazioni ha una prospettiva durevole, per quanto soggetta a miglioramenti.

In merito alla cessione di energia prodotta da impianti CIP6 al mercato suggeriamo che i proventi siano utilizzati a riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

In merito al regime di bilanciamento suggeriamo l'adozione di modelli di profilazione convenzionale che non provochino effetti economici, al fine di evitare ingiuste penalizzazioni e concentrare la responsabilizzazione degli operatori sugli elementi sui quali possono essere misurate le loro capacità. Il sistema dovrà essere tale da rendere la profilazione il più possibile vicina agli effettivi prelievi, ciò al fine di ridurre l'entità di eventuali esposizioni finanziarie.

AREA GAS

Premessa

La liberalizzazione del mercato del gas, avviata in Italia parallelamente al più ampio progetto di creazione di un mercato europeo, ha senza dubbio compiuto molti passi verso il raggiungimento degli obiettivi, da più parti auspicati, della crescita della competitività, della liquidità e della messa in efficienza del mercato stesso.

Pur riconoscendo le evoluzioni positive che hanno caratterizzato il mercato del gas naturale in Italia negli ultimi anni, riteniamo imprescindibile, affinché tali sforzi non siano vanificati e non si verifichi una involuzione dei mercati, proseguire sulla strada delle riforme e dell'affinamento dei meccanismi sui quali dovrebbe basarsi un sistema realmente competitivo e concorrenziale, in modo da assicurare il completamento delle iniziative intraprese.

Anzitutto la riforma del mercato del gas italiano dovrà tendere alla creazione di un quadro regolamentare più adeguato allo sviluppo dell'attività di trading e coerente con l'integrazione dei mercati europei, anche su base regionale.

Alcuni dei problemi infrastrutturali che hanno caratterizzato i primi anni del mercato liberalizzato italiano appaiono infatti in via di risoluzione. Affinché la capacità di importazione addizionale e i nuovi investimenti possano tradursi in un'effettiva maggiore liquidità ed efficienza, è però necessario ora individuare aree e priorità di intervento, sempre tenendo conto delle specificità del mercato italiano e dell'esperienza maturata nei primi anni di funzionamento del mercato liberalizzato.

A questo proposito AIGET, proprio grazie all'esperienza maturata "sul campo" dai propri associati, con il presente documento ritiene utile proporre alcuni fondamentali spunti di riflessione e azioni mirate per risolvere le principali criticità che gravano sull'attuale assetto del mercato.

1. Accesso agli strumenti di flessibilità e utilizzo delle capacità di stoccaggio

Le attuali regole di accesso agli strumenti di flessibilità, in un contesto in cui lo stoccaggio è considerato "essential facility", non risponde ad un criterio di parità di accesso. Tali regole risultano discriminatorie poiché comportano un eccessivo legame tra il funzionamento del mercato all'ingrosso e del mercato al dettaglio. Il risultato più evidente è la notevole rigidità dell'intera filiera e la scarsa probabilità di conseguire risultati efficienti e trasferimenti dei benefici a valle.

Ciò che appare paradossale è che per esercitare l'attività di trading, e quindi poter disporre di adeguati strumenti di flessibilità, è indispensabile fornire direttamente o indirettamente clienti finali aventi diritto di priorità nel conferimento di capacità di stoccaggio.

La garanzia dell'applicazione del criterio della parità di accesso potrebbe essere individuata, nel rispetto degli obblighi discendenti dal DLgs.164/00, senza la necessità di vincolare l'assegnazione e l'utilizzo delle capacità di stoccaggio. Ciononostante, prima di qualsiasi intervento sulle attuali modalità di assegnazione è indispensabile inserire tale criticità in un quadro completo.

Inoltre l'attuale regime di bilanciamento prevede un utilizzo passivo delle capacità di stoccaggio poiché tale variabile è il risultato dell'interazione degli altri elementi dell'equazione di bilancio. L'attuale sistema infatti vincola l'utilizzo delle risorse di stoccaggio conferite al singolo utente della rete di trasporto per soddisfare le esigenze di modulazione dei clienti finali serviti direttamente/indirettamente dallo stesso. Non esiste quindi la possibilità per il sistema di selezionare le risorse in maniera efficiente.

La caratteristica di "passività" nell'utilizzo delle risorse di stoccaggio fa sì che ai costi del servizio si aggiungano penali (corrispettivi di scostamento e di capacità di erogazione), sostanzialmente indipendenti dalla capacità previsionale e di conseguenza organizzativa degli utenti,.

In questo quadro, è evidente che il controllo sull'utilizzo delle capacità di stoccaggio, attualmente previsto, risulta di difficile gestione e scarsamente applicabile.

Considerazioni e proposte

A nostro avviso, l'utilizzo delle capacità di stoccaggio dovrebbe passare da un utilizzo passivo ad utilizzo attivo dove il quantitativo nominato corrisponda al quantitativo allocato. Senza una più ampia riforma del bilanciamento non possono essere stabilite inoltre le condizioni economiche-normative necessarie a sostenere agli investimenti e di conseguenza l'incremento di capacità di stoccaggio. Inoltre è bene sottolineare che a nostro avviso la scarsità della capacità di stoccaggio spesso denunciata rispetto alle necessità non sono in primo luogo riferibili ad una limitatezza "fisica" dei volumi stoccabili, ma ad una indisponibilità commerciale in conseguenza di regole di accesso e di utilizzo inadeguate ed inefficienti.

2. Riferimenti di prezzo e Borsa del Gas

Un'ulteriore criticità dalla quale derivano effetti fortemente limitanti per il mercato è l'assenza di un riferimento di prezzo ufficialmente riconosciuto, che non aiuta lo sviluppo di un sistema liquido, non fornisce adeguati segnali circa la scarsità del bene scambiato ai consumatori e, con riguardo al mercato all'ingrosso, non rende realizzabile un sistema di conguagli che non abbia un impatto "fisico" e retroattivo sugli utenti della rete.

Si ritiene che il metodo migliore per la definizione di riferimenti di prezzo affidabili e stabili consista nell'implementazione di un sistema di borsa.

È tuttavia importante ribadire che, prescindendo da un quadro regolamentare appropriato e dalla citata e auspicata riforma della configurazione del regime di bilanciamento, la realizzazione di un mercato day-ahead risulterebbe poco efficace in quanto non consentirebbe una valutazione adeguata delle risorse utilizzate "nel giorno" e conseguentemente genererebbe scarsi risultati in termini di efficienza.

Considerazioni e proposte

Alla luce di ciò, abbiamo accolto con favore le iniziative parlamentari e di governo rivolte alla creazione di una borsa italiana del gas, per quanto affidata in via esclusiva alla gestione del GME. Tuttavia, dopo i primi mesi di definizione delle relative linee guida ed iter legislativo/burocratici, le tempistiche che si prospettano parrebbero dilatarsi a tal punto da non poter garantire agli operatori la definizione degli auspicati riferimenti di prezzo ancora per lungo tempo. A tal riguardo riterremo utile che si elaborasse una riforma del mercato del gas che non pregiudichi, anzi sostenga, lo sviluppo di piattaforme organizzate per lo scambio di prodotti su periodi più lunghi anche se frutto di iniziative private.

3. Equazioni di bilancio: profili di prelievo e flussi informativi

L'attuale regime di bilanciamento trova nella ricostruzione dell'equazione di bilancio dello shipper/utente della rete uno dei punti più critici, per molteplici motivi:

- Nell'ambito del **processo allocativo**, la metodologia di applicazione dei **profili di prelievo per tipologia** è intrinsecamente meno adatta all'attività di previsione rispetto ad un sistema di profilazione *per area*. Dall'introduzione del vigente sistema di profilazione dei prelievi, si sono registrate notevoli criticità negli esiti del processo allocativo. Tuttavia riteniamo che tali effetti siano da attribuirsi a modalità improprie di applicazione della metodologia piuttosto che non all'intrinseca criticità evidenziata. Apprezziamo in questo senso gli interventi posti in essere per rimediare alla situazione segnalata. Ciononostante riteniamo indispensabile l'adozione di provvedimenti che abbiano una prospettiva di più lungo termine. È bene non dimenticare che in ogni mercato liberalizzato non viene meno la necessità di fare ricorso a convenzioni per l'attribuzione dei consumi su base giornaliera dei prelievi della maggior parte dei clienti finali.
- **L'assenza di misuratori** che rilevino i consumi sulla base del periodo rilevante (ad oggi il giorno) su punti di riconsegna che hanno un impatto rilevante sui volumi complessivi transitati al punto di riconsegna della rete di trasporto, provoca risultati imprevedibili sull'allocazione giornaliera su rete di distribuzione.

- **I flussi informativi** relativi alla misura non risultano standardizzati e spesso neppure automatizzati.
- **Altri motivi** di revisione e di impatto sull'equazione di bilancio e sulle attività di allocazione, in modo retroattivo, derivano dall'incertezza delle misure ai punti di Consegna (REMI) della rete di distribuzione per cui non è previsto un termine oltre il quale tali dati non possano essere rivisti ai fini del bilanciamento.

Più in generale potremmo affermare che il problema essenziale sta nel fatto che l'attuale regime di bilanciamento non consente di selezionare le risorse in modo efficiente in relazione al loro costo per il soddisfacimento delle esigenze di bilanciamento del sistema.

Pur evidenziando l'utilità di eventuali fasi transitorie, la definizione di una metodologia che consenta una ricostruzione realistica delle posizioni commerciali dei consumi sulla base del periodo rilevante individuato, risulta di fatto preliminare alla responsabilizzazione degli operatori riguardo alla corretta programmazione dei prelievi e all'ottimizzazione della gestione dei flussi di gas nonché all'utilizzo degli stoccaggi per consentire in ultima istanza l'implementazione di una riforma dell'attuale sistema di bilanciamento. In questo senso suggeriamo che l'attuale metodologia di **profilazione dei prelievi** venga rivista, ove possibile, sulla base delle metodologie più avanzate adottate nel resto d'Europa.

Inoltre riteniamo che il piano di installazione di **misuratori** di nuova generazione dovrebbe prediligere i PdR su rete di distribuzione con consumi rilevanti, mentre l'affidamento dell'attività di misura in esclusiva alle imprese di distribuzione, pur rappresentando una soluzione *di second best* rispetto allo svolgimento dell'attività in concorrenza, sia condivisibile purché accompagnata da una definizione ed applicazione di contenuti minimi e sistemi di trasmissione delle informazioni relativi alle misure efficienti ed uniformi.

Infine, la metodologia di **conguaglio di tipo "fisico"** ossia con impatto retroattivo sull'equazione di bilancio (e quindi sulle scorte "fisiche" di uno shipper) non consente di fatto di avere certezza delle quantità disponibili a ciascun utente della rete in ciascun giorno per bilanciare la propria posizione ovvero partecipare ad un sistema di bilanciamento con regole di mercato.

Considerazioni e proposte

In un quadro regolamentare più adatto allo sviluppo dell'attività di trading, la selezione delle risorse per il bilanciamento dovrebbe avvenire sulla base di criteri di mercato. La risoluzione alle criticità esposte ai punti seguenti è, a nostro avviso, la pre-condizione affinché ciò possa avvenire.

A nostro avviso il sistema dovrebbe tendere a conguagli regolati finanziariamente, utilizzando prezzi medi su periodi sufficientemente ampi, obiettivo per cui risulta imprescindibile la definizione di prezzi di riferimento del mercato.

4. Allineamento al quadro europeo

Come già evidenziato per quanto concerne le metodologie di allocazione o le regole di accesso ed utilizzo allo stoccaggio, un maggiore allineamento al quadro europeo, in particolar modo all'esempio di esperienze virtuose di alcuni partner europei, faciliterebbe la definizione di soluzioni in risposta a molte delle criticità sollevate e renderebbe il mercato nazionale più omogeneo a quello europeo. Ad esempio per quanto concerne la dichiarazione di provenienza del gas importato emerge, oltre alla difficoltà di attuazione, il rischio che tale obbligo venga percepito dagli operatori stranieri come una barriera all'ingresso contrastante con la normativa sul libero scambio all'interno dell'Unione e di conseguenza fattore limitante dell'attrattività del mercato italiano.

5. Compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili- comma 4.1, del. ARG/gas 192/08

Ogni revisione o modifica del quadro regolatorio dovrebbe privilegiare inoltre un coinvolgimento degli stakeholder rispetto all'impellenza di ottenere risultati. In questo senso, riteniamo controproducenti interventi repentini con impatti negativi sulle aziende operanti nel settore. Si pensi all'ultimo di questi esempi, ossia quanto disposto dall'articolo 3, comma 8, del Decreto Legge n. 185/08 per l'adozione di misure necessarie a garantire che le famiglie fruissero dei vantaggi derivanti dalla diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi. L'Autorità ha recepito tali disposizioni con proprio provvedimento provocando un immediato ed importante impatto economico negativo per le aziende che rappresentiamo. La stessa Autorità ha previsto, a parziale riequilibrio dell'intervento, modalità di compensazione dell'onere sostenuto. Tuttavia, dalle

prime indicazioni espresse appare che le modalità attuative dei meccanismi di compensazione non siano di fatto fruibili dalle imprese che hanno subito le conseguenze economiche di tale intervento.

Considerazioni e proposte

AIGET ritiene fondamentale sottolineare l'importanza che il meccanismo di compensazione adottato sia realmente compensativo degli effetti deformanti introdotti sul sistema oggetto dai provvedimenti citati, e rispetti pertanto il criterio di non discriminazione tra gli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, consentendo a questi ultimi, qualora adempienti, di recuperare tutti i connessi oneri altrimenti non recuperabili, siano essi perdite o mancati ricavi. Allo stesso modo, qualora si tratti di aziende appartenenti allo stesso gruppo societario. Non appare infatti chiara la motivazione per cui tali imprese dovrebbero essere escluse dalla possibilità di recuperare gli oneri sostenuti.

Più in generale sottolineiamo la necessità che non siano operati interventi direttamente sugli esiti dei mercati anziché sulle regole che garantiscono lo svolgimento regolare della competizione. Forte instabilità, interventi sui risultati divengono barriere all'ingresso per nuovi operatori e investitori che ritengono eccessivo il rischio di operare nel mercato italiano con evidenti perdite dei potenziali benefici derivanti da una più ampia apertura alla competizione

AREA AMBIENTE ED ENERGIE RINNOVABILI

Premessa

L'instabilità normativa, un sistema incentivante incerto, lo scarso consenso sociale, i problemi infrastrutturali e l'eccessiva burocratizzazione delle procedure, sono alcuni degli ostacoli da superare per una crescita del settore delle rinnovabili. Sebbene le autorità nazionali si stiano impegnando nella risoluzione di queste problematiche, persistono ancora dei dubbi che accrescono l'incertezza degli operatori.

Le perplessità maggiori riguardano l'instabilità dei sistemi incentivanti, la definizione dei prezzi dei certificati e la disponibilità di reti elettriche obsolete e poco magliate. Bisogna puntare quindi su nuovi investimenti infrastrutturali (es. *Smart grids*) e su un sistema di incentivazione stabile e differenziato per fonte che tenga conto delle opportunità di sviluppo nel nostro paese.

All'aumentare dell'energia verde prodotta e dei progetti di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni, cresce inevitabilmente il quantitativo di titoli da negoziare, pertanto è necessario che si creino, sia le condizioni per uno scambio trasparente e concorrenziale, sia un coordinamento fra le politiche energetiche nazionali ed internazionali per garantire una coerenza fra normativa, obiettivi e strumenti.

Tutte le considerazioni sullo stato dell'arte degli attuali schemi energetici e ambientali non potranno prescindere dalle fondamentali decisioni che saranno prese nei prossimi mesi in occasione del G8 in Italia e della COP 15 di Copenhagen.

1. Rinnovabili in Italia

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'incremento della produzione di energia verde rappresentano un obbligo e una necessità nei confronti dell'ambiente e, parallelamente, un'opportunità per il nostro sistema imprenditoriale, anche nell'ottica dello sviluppo di una filiera industriale in Italia, a patto che si intervenga tempestivamente nella risoluzione di alcune problematiche di seguito esplicitate.

1.1 Limiti normativi

Le problematiche ambientali e i conseguenti impegni assunti in ambito europeo sia sulle emissioni di CO₂ che sull'energia da fonte rinnovabile hanno determinato una cospicua produzione normativa a livello nazionale. Il quadro italiano si contraddistingue per una successione di provvedimenti che hanno introdotto dei sistemi incentivanti, cambiati radicalmente nel tempo, per la produzione da rinnovabili, per lo sviluppo di progetti di efficienza energetica e di abbattimento delle emissioni di CO₂.

A differenza di altre nazioni europee, la maggior parte dei sistemi incentivanti adottati nel nostro paese sono di tipo Quota System², che hanno favorito la nascita di un mercato di scambio dei titoli (come i CV e i TEE), negoziabili sia bilateralmente che in borsa.

Nonostante ciò, i continui cambiamenti delle regole di gioco rendono incerta la remunerazione degli investimenti nel settore.

Le problematiche principali sono:

- coefficienti di incentivazione instabili, che creano una notevole volatilità ed un ridotto orizzonte temporale nei prezzi attesi;
- instabilità dei criteri di determinazione dei prezzi di riferimento dei Certificati Verdi, che generano un'incertezza previsionale sui rendimenti futuri;
- instabilità dei prezzi di mercato dei CV frutto di uno squilibrio fra domanda e offerta. Nel 2008, infatti, il prezzo medio dei CV è sceso fino a 84,02 euro/MWh a fronte di un eccesso di offerta pari a 5TWh
- eccessiva lentezza nella definizione dei provvedimenti attuativi. Un esempio recente è l'ultima legge Finanziaria del 2008³ con cui il Parlamento ha modificato i meccanismi di incentivazioni per impianti rinnovabili, rimandando ad una serie di decreti ministeriali, oggi non tutti emanati, per la definizione dei criteri per l'applicazione dei nuovi incentivi.
- scarso sviluppo di una filiera industriale nazionale che permetta la riduzione della dipendenza degli approvvigionamenti dall'estero di tecnologie.

² Quota System: sistema che prevede la designazione di un soggetto sul quale è posto in capo un obbligo (come quello di immettere in rete annualmente un percentuale di energia rinnovabile) da ottemperare attraverso la consegna di crediti (certificati) corrispondenti al valore dell'obbligo stesso. Questo sistema si contrappone a quelli di tipo Feed-in tariff come ad esempio il Conto Energia italiano per il fotovoltaico.

³ L. 24/12/2007 n.244

Inoltre con riferimento all'instabilità dei prezzi, il ddl riassetto del settore energetico prevede il trasferimento dell'obbligo di consegna dei CV, a partire dal 2011, dai produttori/importatori di energia non rinnovabile (e non esentata) ai titolari di un contratto di dispacciamento in prelievo con Terna. Con lo spostamento della quota d'obbligo sulla domanda si dovrebbe portare il mercato vicino all'equilibrio riducendo il rischio del crollo dei prezzi dei CV.

Per quanto riguarda la lentezza nella definizione dei provvedimenti attuativi, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18/12/2008 ha dato attuazione a parte delle modifiche del sistema incentivante previsto dalla Finanziaria 2008. Si attendono ancora novità sulle biomasse a causa delle perplessità sollevate dalla Commissione UE sul sostegno delle produzioni agricole territorialmente circoscritte da filiera corta. Ad oggi, infatti, il coefficiente di incentivazione k ha un valore provvisorio di 1.1 a MWh indipendentemente dal tipo di filiera utilizzata poiché non è stato ancora emanato uno specifico decreto nel quale il Ministro delle Politiche Agricole fornisca una definizione univoca di filiera corta e, quindi, il regolamento attuativo degli incentivi.

In ogni caso, il ritardo sulla definizione dei provvedimenti attuativi e l'incertezza sul valore k limita notevolmente lo sviluppo di una fonte che, insieme al fotovoltaico, ha il più alto potenziale di crescita in Italia.

Considerazioni e proposte

La regolamentazione degli incentivi è già cambiata diverse volte creando una notevole volatilità ed un ridotto orizzonte temporale nei prezzi attesi. È necessario:

- *un contesto normativo stabile che consenta agli operatori economici una corretta pianificazione degli investimenti;*
- *definire regole chiare, semplici e valide per un tempo significativo consentirebbe anche di ridurre l'entità dei sussidi ed il relativo onere per i consumatori.*
- *sviluppare meccanismi incentivanti basati sul mercato*

1.2 Limiti autorizzativi

Nel nostro paese persistono criticità dovute alla discrezionalità degli enti locali e centrali, che appesantiscono i costi e burocratizzano le procedure di autorizzazione per l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Sebbene la Finanziaria del 2008 abbia permesso la razionalizzazione e la

semplificazione delle procedure di autorizzazione previste dall'Art 12 del D.Lgs N.387/2003, ancora non si interviene incisivamente nella risoluzione dei seguenti problemi:

- la riforma del Titolo V della Costituzione e l'assenza di Linee Guida Nazionali a disciplina sia dello "svolgimento dei procedimenti di autorizzazione" sia di un "corretto inserimento degli impianti alimentati da FER", ha fatto sì che le Regioni abbiano legiferato in totale autonomia seguendo approcci piuttosto eterogenei;
- l'assenza di un vero e proprio documento di programmazione nazionale e di una corretta strategia delle fonti rinnovabili ha influito sulla nascita di piani energetici regionali raramente coerenti tra loro che difficilmente contribuiranno a raggiungere gli obiettivi europei.

Considerazioni e proposte

L'armonizzazione dei procedimenti autorizzativi e la ripartizione degli obiettivi di sviluppo delle FER a livello Regionale, favorirebbe il coordinamento fra Stato-Regione incentivando gli investimenti.

1.3 Limiti sociali

E' sempre più preoccupante lo scarso consenso sociale dovuto sia ad una disinformazione generale sui progetti proposti, sia ad uno scetticismo nei confronti del cambiamento. Le opposizioni all'ubicazione degli impianti sul territorio (che riguardano per il 44% il settore dell'energia) colpiscono tutta la penisola con frequenti mobilitazioni di singoli cittadini, di comitati e, in misura crescente, di enti pubblici e partiti politici che affermano le proprie ragioni "contro" (Fenomeno NIMBY).

Considerazioni e proposte

E' necessaria una responsabilizzazione capillare fino ai singoli cittadini e una condivisione equa e consapevole dei benefici e degli oneri delle rinnovabili, da attuare attraverso una corretta e obiettiva informazione.

1.4 Limiti Tecnici

Un ostacolo alla valorizzazione delle rinnovabili in Italia è il carente sistema infrastrutturale soprattutto nelle regioni del sud, sede dello sviluppo della

maggior parte dei progetti nei prossimi anni (l'eolico, ad esempio, al 2014 raggiungerà circa 9.600 MW di potenza installata per buona parte nel sud e nelle isole).

I limiti principali riguardano il dispacciamento a causa di:

- rete elettrica scarsamente magliata;
- malfunzionamenti delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione.

L'adeguamento della rete di trasmissione è condizione essenziale non solo per garantire la gestione del parco di generazione esistente, ma anche per promuovere la crescita delle fonti rinnovabili. Bisogna minimizzare, dunque, il rischio che vengano realizzati progetti per i quali non sarà possibile sfruttare pienamente la potenza, limitando, così i costi da congestione e aumentando l'appetibilità dell'investimento.

Considerazioni e proposte

La risoluzione delle problematiche tecniche richiede prioritariamente:

- *una rapida attuazione degli interventi di potenziamento della rete, limitando la tempistica delle autorizzazioni e promuovendo un coordinamento delle amministrazioni locali coinvolte;*
- *lo sviluppo della ricerca per individuare e applicare soluzioni di rete intelligente (Smart Grids), con adeguati meccanismi premianti per chi realizza tali investimenti. A tal proposito, nonostante la nascita nel 2005 della European Smart Grid Technology Platform (STP) incaricata di formulare e di promuovere un'unica visione di sviluppo della rete elettrica europea, in Italia l'urgenza delle reti intelligenti è ancora sottovalutata anche se costituisce un presupposto fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi posti dalla Commissione UE al 2020, sia sul piano delle rinnovabili che dell'efficienza energetica.*

2. Ambiente

Sebbene nel 2008, all'interno dell'ETS si sia riscontrata una riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto all'anno precedente (sia a livello europeo -3%, che italiano -2.05%), non è stato possibile per molti paesi UE, compresa l'Italia, rientrare nei limiti stabili dalle allocazioni delle emissioni per l'anno in questione (l'UE risulta infatti "corta" di circa 22 milioni di tonnellate). Posizioni corte che si prevede rimarranno tali per tutta la seconda fase dell'EU ETS per circa 400 milioni di tonnellate di CO₂e. Il nostro paese comunque è tra i paesi più virtuosi in Europa se si prendono in considerazione le emissioni medie per impianto.

2. 1 I mercati

Il mercato della CO₂ si conferma in forte crescita nonostante la crisi. I volumi sono aumentati con un controvalore più che raddoppiato in un solo anno raggiungendo 91.910 milioni di dollari. Confrontando i vari schemi di emissioni nel Mondo si evince come nello schema EU-ETS siano scambiate la quasi totalità delle transazioni (70%) sebbene gli schemi nord americani (es. RGGI) stiano registrando dei tassi di crescita importanti in vista della creazione di un possibile schema statunitense.

Sta crescendo il ricorso ai crediti derivanti dai meccanismi flessibili, con l'Italia che è diventata, a livello mondiale, il secondo paese dopo l'Inghilterra per numero di transazioni ed acquisti dei certificati CDM e JI (9% delle transazioni). Un forte ostacolo allo sviluppo dei meccanismi flessibili proviene però dalla burocrazia. Infatti solamente un terzo dei progetti CDM sono stati registrati e solo la metà dell'offerta potenziale si prevede che si concretizzerà entro il 2012. I ritardi e le inefficienze per tutto il ciclo di vita dei progetti stanno contribuendo, assieme ai sempre maggiori costi di transazione, a continue perdite in termini di volumi e controvalore dei CDM.

La volatilità dei prezzi dei certificati ha minato in questi ultimi mesi l'affidabilità e la credibilità del mercato. Sia gli EUAs che i CERs sono infatti passati dai massimi storici (entrambi a circa 30 €/ton) del mese di luglio 2008 ai minimi di febbraio 2009 (EUAs 7,96€/ton; CERs 7.60 €/ton). Si prevede che per tutta la seconda fase dell'EU ETS i prezzi degli EUAs e dei CERs oscilleranno rispettivamente tra i 10 e massimo 20€/ton.

Considerazioni e proposte

Nonostante i ritardi e la mancanza di una politica chiara a livello centrale, il sistema imprenditoriale italiano è riuscito a ridurre le emissioni senza però rientrare nei vincoli normativi. Nel primo anno della seconda fase dell'ETS, si è riscontrata una riduzione sostanziale da parte delle imprese europee delle emissioni di CO₂.

È necessario comunque migliorare i meccanismi di mercato dei certificati di emissione ad esempio inserendo un floor alle oscillazioni dei prezzi per mitigarne la volatilità e garantire almeno un riferimento certo minimo per le scelte di investimento.

2.2 Pacchetto 20-20-20 e terza fase ETS

Lo scorso 5 giugno è stata pubblicata in GUUE la Direttiva 20-20-20. L'Unione Europea ha quindi deciso in questi mesi di confermare nonché di rafforzare la propria lotta ai cambiamenti climatici. Lo ha fatto senza tener conto (o almeno in parte) degli accordi che dovranno esser presi a livello internazionale. La Direttiva modificherà sostanzialmente lo schema EU-ETS per la terza fase (2013-2020) sia operativamente (inserimento progressivo del meccanismo ad asta, scomparsa dei piani nazionali di assegnazione delle quote, sostituiti da un tetto unico europeo) sia ampliando i settori che dovranno sottostare ai limiti ambientali (aviazione, agricoltura, edilizia, chimica, ecc).

2.3 G8 e COP15

Questi mesi saranno decisivi per il futuro del Protocollo di Kyoto. La comunità internazionale dovrà infatti prendere decisioni forti circa gli obiettivi e le strategie volte ad affrontare le sfide ambientali. Ciò si prevede sarà fatto al G8 che si terrà in Italia dall'8 al 10 luglio, ma soprattutto alla COP 15 di Copenhagen del prossimo dicembre. Le frizioni e i disaccordi sono ancora molti (struttura finanziaria degli impegni, inserimento nuove tecnologie per i progetti CDM e JI, grado di impegno per i paesi in via di sviluppo, ruolo di USA e Cina) ma gli operatori sono ottimisti anche osservando la portata e il peso che si sta dando all'ambiente nei piani anticrisi mondiali.

Considerazioni e proposte

La terza fase dell'ETS dovrà comunque tener conto dei risultati che si otterranno con gli accordi internazionali. Vi sarà altrimenti un effetto distorsivo delle dinamiche concorrenziali e gli effetti sull'ambiente saranno comunque minimi se lo sforzo di abbattimento delle emissioni sarà in capo solamente al vecchio continente. Sarà necessario allargare lo schema ETS ad altri settori e ad altri paesi, condividendo la responsabilità in modo globale.