

L'industria elettrica italiana: problematiche e proposte

Il quadro di riferimento

Il settore elettrico continua da attraversare una fase particolarmente critica. Permangono e semmai si sono acuite le criticità che caratterizzano da tempo il settore. Gli ultimi cinque anni di recessione economica hanno determinato la contrazione della richiesta elettrica nazionale che nel solo 2012 si è ridotta di oltre 2% e nel periodo gennaio-settembre 2013 è scesa ulteriormente del 3,7% rispetto al corrispondente periodo dello scorso anno (-3,4% a parità di calendario).

Il quadro negativo della domanda ha influenzato la forte riduzione registrata dalla produzione termoelettrica in particolare dei cicli combinati, che negli ultimi quattro anni è scesa del 21%, mentre in controtendenza si è avuta una grande espansione della produzione elettrica rinnovabile che è cresciuta del 63% per la politica di forte incentivazione.

La riforma Bersani, varata alla fine degli anni '90, aveva creato un contesto competitivo ed una spinta importante ad investimenti nel campo della generazione per incrementare il livello di sicurezza del sistema elettrico dopo la grave crisi del 2003. L'Italia è così apparsa come uno dei mercati più aperti e competitivi, dotandosi gradualmente di un parco di generazione particolarmente efficiente, che ha permesso di ridurre in misura drastica le emissioni in atmosfera. Circa 30 miliardi di investimenti sono stati realizzati fra il 2000 ed il 2010 nel solo settore termoelettrico attraverso finanziamenti diretti delle imprese, a cui si sono aggiunti circa 70 miliardi di ulteriori investimenti nel settore delle rinnovabili, di cui quasi 50 nel solo settore fotovoltaico, in gran parte sovvenzionati.

La situazione attuale del mercato italiano è così la seguente: su 300 miliardi circa di kWh consumati nel 2012, meno delle metà in valore è sottoposta a meccanismi competitivi, con una drastica riduzione delle regole di mercato. E' dunque legittimo domandarsi come possa funzionare un settore industriale che vede all'origine costi e remunerazioni completamente diversi fra diverse tecnologie, rischi d'impresa totalmente asimmetrici e conseguenze per i consumatori profondamente divergenti.

Nel 2012, il fattore di carico medio degli impianti a ciclo combinato non cogenerativi è sceso sotto le 2000 ore (equivalenti a piena potenza), pari a

circa il 22%, mettendo in pericolo l'equilibrio economico-finanziario delle società che li detengono.

La situazione non può che peggiorare ulteriormente a breve termine, stante l'ulteriore contrazione della domanda nel 2013 e l'entrata in servizio di nuova capacità rinnovabile. A medio termine non sono ipotizzabili tassi di crescita dell'economia italiana tali da determinare una forte ripresa dei consumi elettrici, di conseguenza l'attuale situazione di eccesso di capacità dovrebbe protrarsi almeno fino al 2020.

Sono a rischio molti posti di lavoro perché lo sviluppo di un nuovo modello energetico non comporta contestuali compensazioni occupazionali, tra la riduzione dell'attività termoelettrica e quella in crescita da fonte rinnovabile. Una situazione grave che richiede interventi urgenti.

Gli accordi siglati tra aziende e sindacati, tesi a ridurre l'impatto sociale con la gestione delle eccedenze occupazionali, non possono sostituire l'azione del Governo che deve fornire risposte di politica industriale. Una politica in grado di perseguire una elevata sicurezza di approvvigionamento, una riduzione dei costi del kWh, accompagnata da una politica che tuteli i livelli occupazionali.

In questo contesto le OO.SS. e le associazioni datoriali del settore (Assoelettrica e Federutility) intendono dare un contributo comune volto a delineare alcuni interventi utili ad affrontare e risolvere alcune delle criticità che caratterizzano l'attuale contesto di sistema, nella convinzione che il settore elettrico può e deve giocare un ruolo determinante per la ripresa del Paese.

Introduzione di meccanismi di mercato *capacity-driven*, per la remunerazione della disponibilità di capacità

Alla luce dello sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili la garanzia di stabilità della rete e di sicurezza di esercizio in condizioni di sicurezza è principalmente legata ad una gestione efficiente ed equilibrata del parco termoelettrico. La riserva termoelettrica, in particolare i cicli combinati, dovrà essere correttamente dimensionata per assicurare la continuità del servizio e la stabilità. La profonda trasformazione intervenuta nel mercato all'ingrosso dell'energia impone la necessità di introdurre strumenti in grado di remunerare adeguatamente il servizio di *back-up* assicurato dagli

impianti programmabili e la sempre maggiore richiesta di servizi di flessibilità, garantendone il mantenimento in esercizio.

Al riguardo, si valuta positivamente la recente approvazione da parte dell'Autorità della disciplina del *Capacity Market*, strumento che dovrebbe essere in grado di fornire i corretti segnali di lungo periodo al mercato e appare evidente l'esigenza che il Ministero dello sviluppo economico proceda velocemente all'approvazione finale in modo da consentire lo svolgimento delle prime aste entro i primi mesi del 2014 per l'assegnazione di contratti con consegna nel 2017. Ciò delineerebbe quel quadro di certezza e stabilità di lungo periodo di cui gli operatori ed i propri dipendenti oggi necessitano.

1
2
Tuttavia, il mercato della capacità di prossima implementazione è una soluzione di medio-lungo termine che produrrà i suoi effetti solo a partire dal 2017. Nel periodo 2014-2016, si ritiene necessario introdurre un meccanismo transitorio "ponte" per evitare che la chiusura anticipata di impianti di nuova costruzione, ad alto rendimento e con elevate caratteristiche di flessibilità, possa mettere a rischio la sicurezza del sistema. Diversamente, molti impianti - seppur necessari alla sicurezza del sistema ed alla fornitura di servizi di bilanciamento e riserva - potrebbero essere oggetto di dismissioni anticipate, in quanto non in grado di coprire i propri costi di funzionamento, con criticità occupazionali conseguenti. Il meccanismo transitorio dovrebbe permettere di valorizzare in modo più efficace i servizi di bilanciamento e riserva che le centrali convenzionali e programmabili sono in grado di offrire.

Un'adeguata soluzione a tali problematiche rappresenta inoltre una condizione indispensabile per favorire un ulteriore ciclo di investimenti, in linea con la SEN, finalizzati ad adeguare il mix di generazione.

Rispetto infine al più complessivo problema della generazione elettrica italiana si reputa necessario sviluppare un'analisi della situazione esistente al fine di gestire il rinnovamento del Parco impianti nazionale.

Vettore elettrico e revisione tariffaria

Nell'attuale contesto dell'andamento dei consumi, per motivazioni congiunturali e, in prospettiva, per effetto delle politiche di miglioramento dell'efficienza energetica che comunque dovrebbero comportare una stabilizzazione o una limitata crescita degli stessi, il vettore elettrico è

fondamentale per il rilancio del settore. Occorre quindi compiere ogni sforzo per promuovere la massima diffusione delle tecnologie elettriche efficienti. La transizione verso il vettore elettrico comporterebbe un dividendo multiplo: quello ambientale, occupazionale, di efficienza energetica e di un maggior equilibrio tariffario.

Per favorire la diffusione di applicazioni di tecnologie elettriche efficienti, quali pompe di calore per climatizzazione, auto e trasporti elettrici, riteniamo sia necessario implementare significativamente il quadro regolatorio.

In particolare la tecnologia delle pompe di calore potrebbe fornire un contributo essenziale allo sviluppo delle energie rinnovabili e al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica. Un'opportunità che rischia di non essere colta, a causa di tariffe elettriche che la penalizzano rispetto ad altre tecnologie. Infatti, l'attuale sistema tariffario elettrico a scaglioni di consumo con prezzi crescenti rende i costi variabili delle pompe di calore più elevati di quelli delle altre tecnologie utilizzabili.

g Nel condividere l'intenzione dell'Autorità di rivedere l'intero sistema tariffario dei clienti domestici, indipendentemente dalla finalità dell'utilizzo dell'energia elettrica, in considerazione dei tempi di realizzazione di tale riforma, risulta evidente la necessità di una misura transitoria che possa entrare in vigore già nel 2014. Appare necessario, pertanto, prevedere una tariffa specifica per le pompe di calore, basata sulla tariffa D1, tale da rendere conveniente il loro utilizzo per il riscaldamento domestico.

La misura proposta potrebbe rappresentare una fase sperimentale, grazie al relativo monitoraggio, in vista dell'auspicata modifica generalizzata delle tariffe elettriche che dovrebbe portare all'applicazione della tariffa D1 a tutti i clienti domestici, superando l'attuale struttura tariffaria progressiva.

Tale riforma dovrà essere accompagnata da un rafforzamento della salvaguardia delle fasce sociali più deboli tramite il *bonus elettrico*, anche attraverso campagne informative e lo snellimento degli iter burocratici.

Parimenti necessaria e opportuna è la riforma della bolletta già avviata dall'AEEG. E' un'occasione che deve essere pienamente colta per superare le attuali problematiche legate alla struttura e all'articolazione della bolletta che non consentono una adeguata comprensione da parte del cliente. Al riguardo riteniamo necessaria una netta discontinuità. La nuova bolletta dovrà rispondere a criteri di semplicità, chiarezza, trasparenza e flessibilità,

nell'ottica di assecondare e favorire una sempre maggiore apertura del mercato.

La nuova bolletta dovrebbe comprendere un set d'informazioni minime necessarie obbligatorie per lasciare agli operatori la possibilità di inserimento di ulteriori dati e contenuti e informazioni. Tale flessibilità è necessaria tenuto conto che sul mercato libero diverse sono le offerte a disposizione dei clienti (anche personalizzate per taglie di consumi o segmenti di clienti) e - poiché riteniamo che la finalità primaria della bolletta sia quella di dare evidenza immediata, semplice e intuitiva delle caratteristiche e delle condizioni economiche del prodotto che il cliente ha sottoscritto.

Sviluppo delle infrastrutture

Per quanto riguarda le infrastrutture del mercato elettrico, le azioni prioritarie dovrebbero essere indirizzate al miglior utilizzo delle risorse produttive già disponibili sul territorio, in grado di rispondere in modo più che adeguato alle necessità di dispacciamento del mercato italiano. La riduzione degli effetti dovuti alle congestioni di rete riveste ormai carattere di urgenza, in modo da poter usufruire delle risorse produttive disponibili maggiormente efficienti. A tal fine, sarebbe auspicabile il rapido completamento degli investimenti previsti nelle infrastrutture di trasmissione nazionali. Eventuali investimenti in sistemi di accumulo, siano essi a carattere zonale piuttosto che diffuso, dovrebbero essere previsti garantendo il rispetto delle logiche di mercato su cui si fonda il sistema italiano, senza trascurare la necessaria attenzione alla tempestività degli interventi da valutare attraverso una puntuale analisi costi-benefici.

Inoltre, tenuto conto della localizzazione nel sud dell'Italia di notevole capacità flessibile eccedentaria diventa ancora più urgente l'eliminazione delle congestioni che limitano fortemente il flusso verso il nord del paese.

La realizzazione di interventi infrastrutturali risente ormai sistematicamente della complessità e della lunga durata degli iter autorizzativi, in conseguenza dell'attuale attribuzione delle competenze derivante dalla riforma del Titolo V della Costituzione. L'esperienza di questi anni dimostra il fallimento della gestione concorrente, Stato-Regioni, in materia di energia. Riteniamo sia necessario rivedere il rapporto tra Stato, Regioni e Enti locali, come peraltro previsto nella SEN, per riportare in capo

allo Stato le competenze in materia di energia per quanto riguarda le infrastrutture di rilevanza nazionale. Tale intervento dovrebbe essere bilanciato da un rafforzamento del coinvolgimento dei territori nelle scelte che riguardano gli insediamenti energetici e dall'introduzione di forme di coordinamento preventivo con le Regioni, in modo da ridurre incertezze e contenziosi.

In considerazione dei tempi richiesti per una nuova riforma costituzionale si ritengono comunque necessari interventi urgenti e immediati volti a favorire lo sblocco delle infrastrutture, l'apertura dei cantieri e il tempestivo completamento delle opere.

Reti di distribuzione e smart grid

Il miglioramento dell'assetto delle reti di distribuzione rappresenta una concreta opportunità di investimento e di sviluppo del sistema industriale e può contribuire in misura significativa alla ripresa economica del Paese. In tal senso va salvaguardata la capacità di sviluppare gli investimenti necessari per il mantenimento della qualità del servizio delle imprese che operano sulle reti. Tali investimenti oltre alla valenza funzionale hanno una rilevantissima valenza occupazionale sul territorio ed un carattere strategico per consolidare e potenziare il sistema elettrico nazionale.

L'incremento del peso delle fonti rinnovabili non programmate nel mix di generazione, unitamente con la polverizzazione della capacità produttiva pone complessità gestionali per un sistema elettrico che è stato concepito secondo un modello di generazione centralizzata, con flussi di energia elettrica monodirezionali dai punti di generazione a quelli di consumo che dovrà evolvere in un sistema in grado di gestire flussi bi-direzionali non solo di energia ma anche d'informazioni. Le Smart Grid costituiscono la risposta a tale evoluzione e pertanto è necessario avere una chiara indicazione del quadro evolutivo del sistema in una prospettiva di medio-lungo periodo, tenuto conto che gli investimenti nel settore sono caratterizzati da una valenza temporale molto ampia.

Oneri aggiuntivi e regolazione

Se le dinamiche di mercato risultano penalizzanti per le aziende operanti nei segmenti liberalizzati, è da registrare una situazione di sofferenza anche

per gli operatori regolati, i cui ricavi sono determinati dalle tariffe definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Innanzitutto, l'applicazione della cosiddetta *Robin Hood Tax* – istituita con l'articolo 81 del Decreto Legge n. 112/08 del 25 giugno 2008, convertito con modificazioni nella legge 6 agosto 2008, n. 133, attualmente corrispondente ad un'addizionale IRES del 10,5% per aziende con un fatturato superiore ai 10 milioni di euro, anche sui settori regolati (a partire dal 2011) - ha ripercussioni economiche e di strategia industriale su settori nei quali dovrebbero essere invece liberate risorse da mettere a disposizione dell'avanzamento tecnologico e infrastrutturale che il nuovo paradigma energetico richiede.

Va notato come tale imposta – il cui gettito secondo l'Agenzia delle Entrate nel solo 2011 ha portato nelle casse dello Stato quasi 1,5 miliardi di euro – sia stata istituita in un momento in cui la congiuntura economica non mostrava ancora tutti i suoi effetti nei mercati energetici e quindi le imprese ivi operanti erano considerate capaci di contribuire al riequilibrio dei conti dello Stato.

Il calo dei consumi e i profondi mutamenti dei settori energetici hanno ridotto notevolmente i margini degli operatori, mettendo in alcuni casi a rischio la stessa stabilità finanziari delle imprese, e dovrebbero portare ad un ripensamento rispetto all'opportunità di tale forma di imposizione fiscale sia per il settore della generazione che nel segmento della distribuzione.

Un altro elemento di forte incidenza sui conti delle aziende operanti nel settore della distribuzione è quello relativo agli obblighi assegnati a tali soggetti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi (TEE). Infatti, le problematiche afferenti a tale mercato – di cui i distributori sono i soggetti obbligati, in termini di obiettivi da conseguire – hanno prodotto una situazione di *shortage* di titoli disponibili ed un conseguente innalzamento dei prezzi di acquisto degli stessi.

Il differenziale tra i prezzi rilevati di mercato (nel periodo giugno 2012 – maggio 2013 pari a circa 100 euro/TEE e il contributo dall'AEEG (per lo stesso periodo pari a 96,98 euro/TEE), congiuntamente al *lag* temporale di riconoscimento da parte del Regolatore, ha prodotto costi non recuperabili e una crescente esposizione economico-finanziaria per le aziende.

Per quanto concerne, invece, l'attività di fornitura per i clienti appartenenti ai mercati di tutela, si segnala come la sofferenza economica delle famiglie

M. M. M.
M. M. M.

e delle imprese, senza contare alcuni comportamenti opportunistici, si traduce in tassi di morosità consistenti, in particolare nel segmento domestico, dove i singoli crediti sono di importi modesti, tali da non giustificare l'adozione di specifici strumenti di recupero. Nel complesso la revisione della struttura regolatoria per contrastare comportamenti opportunistici e la definizione di appositi meccanismi di copertura del rischio per le attività di vendita risultano elementi indispensabili per l'equilibrio del settore.

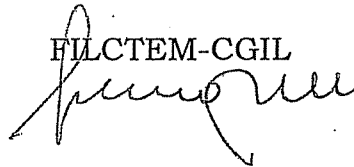
ASSOELETTRICA



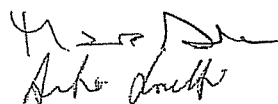
FEDERUTILITÀ



FILCTEM-CGIL



FLAEI-CISL



UILTEC-UIL

