

SICUREZZA DELL'OFFERTA ELETTRICA NEI MERCATI LIBERALIZZATI: UNA CHIMERA?

The incentive schemes in the liberalized energy markets do not ensure short-term security of supply. The paper analyzes the regulatory measures suitable to tackle the issue, and evaluates their effectiveness also in the light of their effects on market power.

Il sistema di incentivi prevalente nel mercato elettrico liberalizzato non garantisce la sicurezza dell'offerta nel breve periodo, cioè non è in grado di proteggere adeguatamente dal rischio di blackout. L'articolo analizza i possibili interventi regolatori, volti ad oviare a questa situazione, valutandone l'efficacia anche alla luce dei loro potenziali effetti sul livello di potere di mercato.

Iripetuti fenomeni di *blackout*, che ciclicamente, talvolta annunciati, talvolta imprevedibili, si ripropongono ogni estate, hanno reso di grande attualità il problema della sicurezza e dell'affidabilità¹ dell'offerta elettrica. La frequenza degli episodi di interruzione registratisi, sia in Europa che negli Stati Uniti, in seguito al processo di liberalizzazione ha sollevato due ordini di problemi.

In primo luogo, ci si domanda se un mercato liberalizzato sia intrinsecamente più vulnerabile rispetto ad un sistema verticalmente integrato. Inoltre, ci si interroga sui disegni di mercato e sugli strumenti regolatori che più efficacemente possono incentivare gli operatori a raggiungere gli obiettivi di sicurezza e di affidabili-

tà dell'offerta, sia nel breve che nel lungo termine.

L'articolo, dopo aver illustrato i concetti di adeguatezza della capacità nel breve e nel lungo periodo e le modalità di identificazione della capacità ottimale, analizza l'evoluzione degli incentivi alla sicurezza nella transizione dal regime monopolistico alla liberalizzazione. Vengono poi indicati specifici strumenti normativi e regolatori che possono contribuire al riallineamento degli incentivi nel mercato liberalizzato, con particolare riferimento all'esperienza italiana.

Il lavoro mostra come il passaggio al regime liberalizzato richieda interventi regolatori, per poter garantire proprio quel coordinamento che non può più essere assicurato dalla centralizzazione delle decisioni. In particolare, in termini di affidabilità del sistema, si evidenzia come, se per la sicurezza nel lungo periodo l'intervento regolatorio può essere meno invasivo, limitandosi ad assicurare mercati efficienti e prezzi rivelatori di scarsità, nel breve periodo il problema è più complesso, in quanto un semplice meccanismo di prezzi non sembra essere sufficiente per la sicurezza: si richiedono quindi, in quest'ultimo caso, forme di regolazione più incisive, che sappiano conciliare l'esigenza degli operatori di

* School of Economics and Management, Free University of Bozen-Bolzano
fboffa@unibz.it

non essere costretti a subire perdite, con la necessità di non offrire, mediante lo schema regolatorio, ulteriore spazio di esercizio di potere di mercato agli operatori. Si propone, infine, un sistema specifico di regolazione in grado di cogliere gli obiettivi enunciati.

1. LA SICUREZZA DELL'OFFERTA: BREVE E LUNGO PERIODO

La sicurezza ⁽¹⁾ del sistema elettrico dipende, come noto, da una pluralità di determinanti. Ai fini illustrativi, può essere opportuno differenziare fra i fattori che influenzano l'affidabilità nel breve periodo, e quelli che invece dispiegano i loro effetti nel lungo termine.

Nel lungo periodo, l'affidabilità del sistema dipende infatti essenzialmente dall'adeguatezza della capacità di generazione e di trasmissione – condizione garantita da investimenti in generazione e trasmissione coerenti con l'evoluzione nel tempo della domanda di picco. Nel breve, invece, un sistema sicuro richiede la presenza costante di una quota sufficiente di capacità di riserva in aggiunta a quella il cui dispacciamento è programmato, immediatamente disponibile (cioè, in situazione di *standby*) e pronta per l'utilizzo in caso di eventuali imprevisti incrementi di domanda o di stacchi di impianti o di porzioni di rete dovuti a guasti o ad altre circostanze imprevedibili. Evidentemente, gli stacchi imprevisti sono tanto più probabili quanto più piccoli risultano i margini di sicurezza con cui viene gestita la rete di trasmissione, e quindi la sicurezza aumenta al crescere di tali margini.

I concetti di affidabilità nel lungo e di sicurezza nel breve termine, sebbene legati fra

loro, non sono caratterizzati da un legame di reciproca implicazione: una capacità adeguata non garantisce *ipso facto* una riserva adeguata, a causa del costo di mantenimento di un impianto in *standby* ⁽²⁾.

Preliminarmente all'analisi delle *performances* dei diversi «regimi» elettrici – monopolistico e liberalizzato – in relazione al breve e al lungo periodo, è opportuno stabilire quali siano i livelli ottimali di sicurezza e affidabilità, risultanti dalle misure di benessere complessivo adottate nell'analisi economica. È infatti ragionevole ipotizzare che non sempre, cioè non per tutti i costi, una riduzione della probabilità di *blackout* generi un aumento di benessere; ne consegue l'esistenza di una soglia critica di efficienza, la cui identificazione deriva dall'esame quantitativo del *tradeoff* fra costi e benefici indotti da una riduzione della probabilità delle interruzioni.

1.1. Misurazione dell'adeguatezza nel breve periodo

Si consideri inizialmente l'affidabilità di breve periodo: è plausibile che la funzione che associa la probabilità di *blackout* alla capacità di riserva in un periodo di domanda di punta sia convessa (nell'intervallo fra 0 e 1), come illustrato in Fig. 1.

In presenza di livelli di partenza della capacità di riserva già elevati, a cui è associata una probabilità di interruzione relativamente bassa, un'ulteriore marginale riduzione della probabilità di stacco richiede un incremento significativo della capacità di riserva. In presenza di una funzione di costo lineare, convessa o, se concava, caratterizzata da una minore curvatura rispetto alla relazione fra riserva e affidabilità, il costo di una dimi-

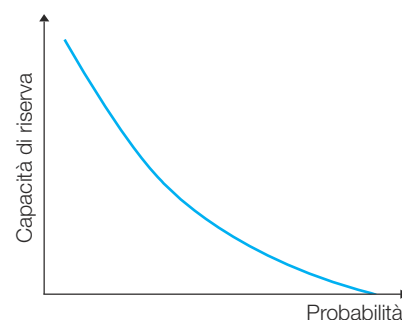
nuzione marginale della probabilità di interruzione aumenta al diminuire del livello di partenza della suddetta probabilità. La capacità di riserva ottimale è identificata dal livello in corrispondenza del quale la differenza fra benefici e costi complessivi della capacità di riserva risulta massimizzata. Sembra convincente affermare che la capacità di riserva ottimale così identificata possa considerarsi la capacità adeguata, per quanto non esista una definizione univoca di tale concetto.

Nell'ambito del quadro appena delineato, la stima dei benefici risulta più complessa della loro caratterizzazione teorica.

Concettualmente, essa prevede tre diversi stadi. I primi due consentono di identificare i benefici scaturenti dalla riduzione della probabilità di interruzioni: nel primo, si stima l'impatto di un incremento della capacità di riserva sulla probabilità di interruzioni di fornitura; nel secondo, si quantifica la riduzione di benessere aggregato derivante dal *blackout*. Il terzo individua invece i costi legati alla riduzione della probabilità di interruzioni.

Il primo stadio, il cui obiettivo è di cogliere la relazione fra capacità di riserva e sicurezza della fornitura, consiste in un esercizio di natura sostanzialmente tecnico-inge-

Fig. 1 - RELAZIONE FUNZIONALE TRA CAPACITÀ DI RISERVA E PROBABILITÀ DI BLACKOUT



neristica, complicato dalla molteplicità di variabili che lo influenzano, ed in particolare dalla difficoltà di prevedere le probabilità di distacco di porzioni di reti di trasmissioni estere, che giocano un ruolo di crescente importanza nell'ambito del sistema elettrico integrato europeo (si veda il par. 2 per una trattazione più diffusa del problema).

Il secondo stadio, invece, quantifica la perdita di benessere complessivo derivante da un'interruzione, così traducendo variazioni dell'affidabilità in benefici sociali (per l'aggregato dei consumatori e del mondo delle imprese). La misura dell'impatto monetario del *blackout* sul benessere è tecnicamente definita come VOLL (*value of lost load*, cioè valore dell'energia non servita), che misura quanto i consumatori (industriali e residenziali) sarebbero disposti complessivamente a pagare per evitare l'interruzione⁽³⁾. Il VOLL è derivato partendo dalle preferenze dei consumatori e stimandone poi la funzione di domanda (per la caratterizzazione teorica del concetto di VOLL, si veda Joskow e Tirole 2004). Al diminuire della probabilità dell'interruzione di un valore $-\Delta P(\Delta K^r)$, dove P denota la probabilità di interruzione, in funzione della capacità di riserva K^r , l'incremento del benessere in valore atteso $E(\Delta W)$ è pari a:

$$E(\Delta W) = \text{VOLL}(-\Delta P(\Delta K^r)) \quad (1)$$

L'equazione (1) può essere interpretata nel seguente modo: la differenza nel benessere complessivo atteso dei consumatori in seguito ad una variazione del livello di affidabilità (a sinistra) è pari alla perdita subita in caso di *blackout* moltiplicata per la variazione della probabilità che il *blackout* stesso si verifichi.

Il terzo stadio consiste nella stima del costo della capacità di riserva $C(K^r)$. Il livello ottimale di capacità di riserva scaturisce quindi dal seguente problema di massimizzazione:

$$\max_{K^r} \text{VOLL}(-P(K^r)) - C(K^r) \quad (2)$$

La funzione obiettivo (2) riporta i benefici dell'incremento di capacità di riserva ($\text{VOLL} \times (-P(K^r))$), a cui vanno sottratti i costi collegati all'incremento stesso. Se la (2) ha un massimo⁽⁴⁾, l'equazione (2) è risolta quando vale la seguente relazione:

$$\text{VOLL}(-P'(K^{r*})) = C'(K^{r*}) \quad (3)$$

dove l'asterisco dopo una variabile indica il valore di equilibrio della variabile stessa.

1.2. Misurazione dell'adeguatezza nel lungo periodo

Un ragionamento simile a quello sviluppato nel paragrafo precedente può essere utilizzato per illustrare la procedura di identificazione del livello ottimale di capacità di lungo periodo⁽⁵⁾. In questo caso, però, i benefici complessivi derivanti da un ampliamento di capacità, di generazione o di trasmissione, non si limitano alla riduzione dei rischi di interruzione nelle ore di punta, ma includono anche i potenziali incrementi di efficienza produttiva (cioè, di riduzione dei costi di generazione) e di efficienza allocativa (cioè, all'aumento della concorrenza con presumibili vantaggi in termini di prezzo) che si manifestano nelle ore di minore carico. L'incremento di efficienza produttiva giova ai produttori, senza intaccare il benessere dei consumatori; l'aumento di concorrenza tende ad abbassare i prezzi, così giovando ai consumatori, non-

ché all'efficienza complessiva del sistema.

Il problema di massimizzazione dal quale scaturisce il livello di capacità adeguato nel lungo periodo è quindi il seguente:

$$\max_{K^r} \text{VOLL}(-P(K^r)) + EA(K^r) + EP(K^r) - C(K^r) \quad (4)$$

nella quale $EA(K^r)$ e $EP(K^r)$ denotano rispettivamente il livello di efficienza allocativa e di efficienza produttiva in corrispondenza di K^r ⁽⁶⁾.

2. I NUOVI PROBLEMI POSTI DALLA LIBERALIZZAZIONE

Il tema della sicurezza dell'offerta, e quello, a questo collegato, dell'adeguatezza della capacità produttiva, è diventato di grande attualità con il processo di liberalizzazione dei mercati elettrici in atto dalla fine degli anni '90. In precedenza, infatti, il monopolista verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera si occupava di garantire l'approvvigionamento a tutti gli utenti. Ciò determinava un accentramento, nelle mani della stessa impresa, della procedura decisionale relativa agli impianti e alla rete di trasmissione. La liberalizzazione ha apportato quattro significative differenze rispetto al sistema precedente: uno scardinamento della procedura decisionale di investimento fra generazione e trasmissione; la sopraggiunta impossibilità di trasferire sui consumatori gli extra-costi imposti dalla sicurezza del sistema; la difficoltà nell'individuare, all'interno del presente sistema «policefalo» le responsabilità decisionali; l'incremento dell'interconnessione fra le varie zone, che, pur non essendo direttamente imputabile al processo di liberalizzazione, lo ha accompagnato. Si analizza ora

ciascuno dei cambiamenti intervenuti ad un maggior livello di dettaglio.

(1) Il decentramento decisionale fra le scelte di investimento in capacità di generazione, effettuate da imprese private, e quelle in capacità di trasmissione, pianificate dall'operatore di sistema, o dagli investitori *merchant* nei Paesi, fra i quali l'Italia, nei quali tale opzione è consentita, rende maggiormente complessa la coordinazione fra le due tipologie di investitori⁽⁷⁾. Tale contesto può generare disincentivi alla costruzione di nuova capacità di generazione, a causa dei rischi connessi all'impossibilità, totale o parziale, del suo utilizzo, dovuta a un non adeguato sviluppo della rete. Questo scenario genererebbe una riduzione dell'affidabilità del sistema nel lungo periodo.

(2) Nel mercato liberalizzato, la capacità in eccesso – cioè la capacità non utilizzata se non in condizioni di emergenza – non è remunerativa, a meno di esplicite previsioni regolatorie in tale direzione. Nell'ambito di un meccanismo centralizzato, un operatore integrato, non esposto alla concorrenza, può scaricare sui clienti i costi dell'acquisizione di riserve sufficienti a garantire l'affidabilità del sistema, nella forma di un incremento delle tariffe regolate. Se appropriatamente regolato e ben gestito, il monopolista potrà dunque mettere a disposizione un livello di capacità di riserva, sia nel breve che nel lungo termine, prossimo a quello ottimale. In un mercato competitivo, al contrario, il trasferimento del costo della sicurezza sui clienti non è automatico, e non può attuarsi se la remunerazione dell'impresa è collegata soltanto ai prezzi dell'energia. Riferendosi ad esempio al concetto di sicurezza di breve pe-

riodo, ciascun operatore sceglie di disporre di capacità di riserva, cioè di essere pronto a produrre in caso di situazioni inattese di emergenza, se il profitto atteso in corrispondenza di tale capacità, denotato da $E(p_i(K^r))$, risulta maggiore del costo C_i , cioè se: $E(p_i(K^r)) > C_i$. L'evidenza della necessità di remunerare la capacità in *standby* nell'ambito del mercato liberalizzato è ulteriormente illustrata dalla constatazione che il rendimento sul capitale investito non potrà più essere pari a quello di monopolio, ma tenderà ad abbassarsi, avvicinandosi a quello di concorrenza, così da rendere più problematica la destinazione di risorse alla sicurezza e all'affidabilità del sistema. L'obbligo a rendere le risorse per la capacità disponibili senza remunerazione, oppure ad un livello di remunerazione inferiore al loro costo, può generare diminuzioni di profitto per le imprese non sostenibili in un mercato competitivo.

(3) In un sistema monopolistico, la responsabilità per le interruzioni è chiaramente identificabile. In un mercato competitivo, invece, la pluralità dei soggetti che contribuiscono alla sicurezza del sistema può rendere più complessiva l'effettiva attribuzione di responsabilità in caso di *blackout*. In particolare, se nel mercato liberalizzato prevale un sistema di obblighi non retribuiti a destinare a riserva una quota della propria capacità, può sorgere una questione di incertezza sull'attribuzione di responsabilità del mancato rispetto degli obblighi, potenzialmente in grado di vanificare, almeno in parte, l'efficacia della previsione normativa, con un impatto negativo sulla sicurezza di breve periodo.

(4) Parallelamente al processo di liberalizzazione, si è sviluppato un percorso di cre-

scente interconnessione fra i diversi Paesi che, seppur ancora incompleta, determina una notevole interdipendenza elettrica fra le diverse aree, consentendo una maggiore concorrenza e un'allocatione più efficiente delle risorse disponibili, ma allo stesso tempo provocando, quale effetto collaterale, la propagazione degli shock elettrici ad un'area molto estesa, com'è accaduto nel caso del *blackout* che ha interessato l'Italia durante la scorsa estate. L'aumento della capacità di interconnessione, previsto nell'ambito della strategia di Lisbona, potrebbe diminuire la produzione nei picchi, in grado potenzialmente di essere soddisfatta da operatori esteri. Allo stesso tempo, tuttavia, l'effetto di amplificazione degli shock può generare un aumento di probabilità degli eventi imprevedibili. Dunque, al fine di fronteggiare gli aumentati rischi di *blackout*, mantenendo costante il livello di sicurezza di breve periodo, la capacità di riserva dovrebbe aumentare.

3. ORIGINI DEL FALLIMENTO DEL MERCATO NEL GARANTIRE L'AFFIDABILITÀ

I punti sviluppati nel par. 2 suggeriscono la possibilità che il mercato elettrico liberalizzato, senza opportune specifiche misure regolatorie, non sia in grado di garantire livelli di sicurezza accettabili nel breve e nel lungo periodo. In questo paragrafo, si identificheranno in modo più preciso le imperfezioni di mercato che giustificano la necessità di interventi ulteriori volti ad assicurare l'affidabilità.

Nel lungo periodo, le «deviazioni» rispetto ad un mercato ideale sono le seguenti: il fatto che la rete di trasmissio-

ne permanga, anche dopo la liberalizzazione, un mercato non concorrenziale, in cui, a investimenti di mercato (*merchant*), devono affiancarsi investimenti regolati; la già richiamata impossibilità di programmazione degli investimenti in generazione per l'imprevedibilità degli sviluppi della rete di trasmissione; l'ottica, non sempre di lungo periodo, con la quale le imprese di generazione predispongono i propri investimenti, a differenza di quanto accadrebbe in un mercato perfetto; l'insensibilità ai segnali di prezzo, e dunque anche ai prezzi che riflettono la scarsità dell'offerta, della porzione di consumatori privi di una tecnologia di misura *real time*: come dimostrano Borenstein e Holland (2007), tale insensibilità al prezzo costituisce una fonte di inefficienza estremamente rilevante; infine, la presenza di un apparato regolatorio che limita la valorizzazione della scarsità.

In un mercato ideale, con domanda attiva, prezzo completamente libero, e offerta non soggetta a vincoli, in ogni istante si determinerebbe il prezzo che chiude il mercato. Anche nei periodi di punta non vi sarebbe razionamento, ma tutti i soggetti caratterizzati da una disponibilità a pagare un prezzo maggiore di quello che chiude il mercato verrebbero serviti. In questo caso, vi sarebbero investimenti finalizzati alla capacità di picco fintantoché il profitto dell'extra-investimento, che si suppone essere concentrato nelle ore di picco, serve a coprire i costi fissi dell'investimento.

Per le ragioni sopra menzionate, non si tratta tuttavia in questo caso di un mercato ideale. L'insensibilità al prezzo dei consumatori non li induce a modulare in modo efficiente la domanda nei periodi di pun-



ta, mentre la limitazione della remunerazione degli impianti in situazione di scarsità, con meccanismi di *price cap*, riduce il profitto generato dall'incremento di capacità al di sotto dei benefici complessivi da essa apportati, così da non incentivare l'investimento ottimale in capacità di generazione nel lungo periodo⁽⁸⁾.

Queste due caratteristiche del mercato rendono indispensabile l'adozione di misure regolatorie volte a stabilire la sicurezza e l'affidabilità del sistema in un'ottica di lungo periodo. A queste considerazioni, si aggiungono quelle per cui il mercato, specialmente in questa fase iniziale del processo di liberalizzazione, può trovarsi in difficoltà nel perseguire strategie di lungo periodo, anche per le incertezze relative all'evoluzione dei prezzi ed all'evoluzione del disegno di mercato e delle misure regolatorie, in assenza di trend stabili di evoluzione di queste variabili. Questo secondo insieme di ragioni è senz'altro più debole delle precedenti, in quanto il rischio d'impresa può essere sempre presente. Tuttavia, è ragionevole considerare che, in un primo periodo di li-

beralizzazioni, l'incertezza generi un livello di instabilità particolare.

Nel caso della sicurezza di breve periodo, il mercato differisce rispetto a quello ideale principalmente per due ordini di ragioni: in primo luogo in quanto, anche qualora tutti i consumatori disponessero di tecnologie di misura istantanea, il prezzo potrebbe non essere un mezzo efficiente di razionamento in caso di interruzioni impreviste. In secondo luogo, pagamenti individuali per la sicurezza del sistema, cioè per un incremento della capacità, sono particolarmente soggetti a fenomeni di *free riding* e quindi possono rivelarsi poco efficaci.

4. FORME DI REGOLAZIONE DEL MERCATO

4.1. L'affidabilità di lungo periodo

Un'efficace politica regolatoria volta a garantire l'affidabilità nel lungo periodo deve essere costruita su due pilastri: da una parte, forme tecnologiche e regolatorie che avvicinino il più possibile il mercato a quello ideale, dall'altra parte eventuali interventi di regolazione volti a correggere le residue distorsioni.

Fra le prime, occorre menzionare la necessità del passaggio a tecnologie di misura che consentano di far percepire il segnale di prezzo ai consumatori, così da modularne la domanda in funzione della scarsità. Tale transizione deve essere accompagnata dall'instaurazione di un prezzo di acquisto nodale, differenziato per area geografica di acquisto, al fine di differenziare il segnale di scarsità su base geografica, con ulteriore incremento di efficienza. Inoltre, è necessaria l'abolizione del *price cap* in situazioni di accertata scarsità

dell'offerta, al fine di offrire il giusto segnale di investimento alle imprese. Infine, è auspicabile un maggiore grado di coordinazione fra gli investimenti in rete e quelli in capacità di generazione aggiuntiva, due beni complementari. Una forma possibile e positiva di intervento può consistere nella predisposizione di piani di investimento nella capacità di trasmissione affidabili, in base ai quali possano essere programmati, con un'ottica di lungo periodo, gli investimenti in capacità di generazione. È evidente che aiuterebbero a garantire maggiore affidabilità nel lungo periodo decisioni adeguate in relazione al dimensionamento e alla localizzazione della capacità di trasmissione.

Fra le forme esplicite di intervento regolatorio volte ad allineare gli incentivi all'ottimalità anche là dove il mercato da solo fallisce, è possibile ipotizzare un meccanismo di sussidi, sotto forma remunerazione della capacità al fine di ottenere il desiderato livello efficiente di capacità ottimale K^* (9). A tal fine, occorre:

(1) che il livello di capacità determinato dai sussidi non superi K^* , altrimenti significa che si è realizzato uno spreco di risorse, perché è stata pagata più capacità del necessario;

(2) che la capacità sia concentrata nelle zone geografiche nelle quali risulta maggiormente necessaria, compatibilmente con la limitatezza della rete di trasmissione;

(3) parzialmente collegato al punto (2), che l'incremento della capacità sia realizzato al minor costo possibile.

I limiti di un tale apparato regolatorio risiedono nella spesa per l'instaurazione della capacità; la remunerazione della capacità, peraltro, può costituire un rimedio qualora non si voglia o non si possa instaura-

re un mercato con domanda attiva e prezzo di vendita libero, e qualora le incertezze regolatorie precludano scelte di investimento ottimali nel lungo periodo.

4.2. L'affidabilità nel breve periodo

Come in precedenza richiamato, l'affidabilità di breve periodo, che consiste nella minimizzazione dei rischi di *blackout*, è difficilmente ottenibile mediante soluzioni di mercato. Si rende dunque necessario un intervento regolatorio più incisivo. In particolare, è possibile percorrere tre strade alternative. Nella prima, vengono imposti obblighi di *standby* non remunerati, oppure remunerati con una quota fissa. Nella seconda, esiste un vero e proprio mercato della riserva, gestito mediante aste basate sulla quantità o sul prezzo, nel quale possono essere utilizzati sistemi istituzionali diversi; in questo scenario, l'obbligo della messa a disposizione della capacità può ricadere sull'operatore di sistema, oppure, alternativamente, sulle imprese distributrici di elettricità. Nella terza, la remunerazione per la capacità a disposizione viene stabilita dal regolatore e, dato il menù di opzioni disponibili, gli operatori scelgono la quantità che massimizza il loro profitto. Si analizzano ora ad un maggiore livello le implicazioni delle tre proposte:

(1) l'imposizione di obblighi di *standby* ad alcune imprese, consistente in obblighi di *must-run* (soluzione, quest'ultima, adottata già in vari mercati, si veda, per l'esempio della California, Bushnell 2005), presenta l'inconveniente di esporre le imprese a sovracosti non remunerati. Si tratta, di fatto, di una soluzione amministrativa che in ultima ana-

lisi va ad incrementare i costi sostenuti dalle imprese. Tale soluzione è attualmente adottata anche in Italia, per la riserva primaria e secondaria, nonché – in parte – per la riserva terziaria, nell'ambito del sistema transitorio stabilito sulla base della legge n. 379/03 e della delibera n. 48/04 relativa all'avvio del dispacciamento di merito economico. Con questa soluzione, non esistono incentivi diretti economici per le imprese ad attenersi alla regola, ma soltanto sanzioni in caso di mancato rispetto degli obblighi: in tal caso, si rischia di ricadere nel problema della difficile attribuzione di responsabilità, e della distinzione fra mancato rispetto imputabile alle imprese coinvolte, e mancanze dovute invece semplicemente a eventi indipendenti dalla volontà dell'azienda. Un simile problema di incentivi, e di conseguente difficile individuazione della responsabilità, si ravvisa in presenza di obblighi contrattuali di messa a disposizione di capacità in cambio di un corrispettivo fisso.

(2) La soluzione alternativa consiste nel creare un vero e proprio mercato istituzionalizzato della capacità, nel quale viene remunerata la semplice disponibilità a produrre in caso di stacchi. L'obbligo di assicurare tali riserve può essere alternativamente posto in capo alle imprese distributrici (come avviene nei mercati americani del PJM – *Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection* – o del New England: a tal proposito, si veda Cramton e Stoft 2005), oppure può essere demandato direttamente all'operatore di sistema (TSO). Qualora debbano essere le imprese distributrici di energia a procurarsi le riserve, una mancanza della loro acquisizione si riflette in una sanzione inflitta all'impresa distributtrice di energia. Tale

sanzione, in ultima analisi, si traduce in un *price cap* sull'acquisizione della riserva. È evidente infatti che, qualora la riserva risulti più costosa della sanzione inflitta in caso della sua mancata acquisizione, l'impresa distributrice di elettricità preferirà incorrere nella sanzione piuttosto che assicurare il rispetto dell'obbligo. Qui si ripropone la *vexata quaestio* relativa al meccanismo regolatorio del *price cap*. Se è vero infatti che, in situazione di potere di mercato, il *price cap* può scoraggiare prezzi eccessivamente elevati per la produzione del servizio di *standby*, risulta altrettanto inequivocabile che il *cap* deve essere fissato in modo molto attento. Infatti, se è fissato ad un livello troppo basso, può scoraggiare le imprese dal mettere a disposizione la capacità, così da rendere, di fatto, vano il requisito di sicurezza di sistema. Se al contrario viene posto ad un prezzo elevato, sussiste il rischio concreto che assuma il carattere di punto focale sul quale si coordinano le imprese, così da alzare di fatto il prezzo della capacità rispetto a quello che si produrrebbe in assenza di detto strumento regolatorio. Il prezzo al quale i generatori mettono a disposizione le riserve (al TSO oppure alle imprese distributrici di energia) è in genere stabilito all'interno di un'asta. È evidente, quindi, che qualora il mercato non sia perfettamente concorrenziale, ma per varie ragioni si distacchi da tale definizione – com'è naturale in un mercato, quale quello dell'energia elettrica, intrinsecamente caratterizzato da economie di scala e vincoli alla capacità di generazione – la presenza di un mercato della capacità così strutturato possa garantire agli operatori un'ulteriore via per esercitare il proprio potere di mercato, così –

di fatto – incrementando ancora i loro margini rispetto a quelli che scaturirebbero dal mercato dell'energia. Proprio questo è considerabile come il più rilevante problema connesso ai meccanismi di mercato volti a garantire la sicurezza del sistema. Proprio per ovviare a questo potenziale problema, si era proposto in Italia, con il documento di consultazione del 17 marzo 2004 dell'AEEG, un mercato della capacità virtuale, caratterizzato da un sistema di opzioni che tendevano a sfavorire gli operatori dominanti, sulla scia della proposta di Vasquez, Rivier e Perez-Arriaga (2002), con un sistema simile a quello che viene oggi utilizzato in Spagna. Il documento, che non si è mai tradotto in un provvedimento, è stato criticato per la discriminazione che operava a favore dei piccoli produttori e a danno dei grandi.

(3) La terza via consiste nello stabilire un prezzo amministrato tale da fornire adeguati incentivi alla messa a disposizione di una capacità in *standby* in grado di garantire il livello richiesto di affidabilità. Tale prezzo deve essere calcolato dal regolatore a partire dalle formule che collegano la sicurezza del sistema al benessere sociale precedentemente illustrate, e deve variare in relazione alla capacità messa a disposizione. Affinché la scelta della riserva dell'operatore sia in linea con quella ottimale, la remunerazione attesa del complesso degli operatori che mettono a disposizione una certa capacità complessiva di riserva K^r deve coincidere con la (1), cioè con il valore complessivo attribuito dalla collettività alla diminuzione di probabilità di interruzione. A tal fine, occorre che:

$$E(\pi_i(K^r)) = \text{VOLL}(P(0)) = \text{VOLL}(P(K^r))$$

Si tratta evidentemente di una forma di remunerazione amministrativamente imposta, il cui computo è complicato da problemi di stima del VOLL e delle variazioni di benessere al variare della capacità di riserva. Tuttavia, qualora fosse correttamente implementata, potrebbe consentire l'allineamento della capacità di riserva a quella globalmente efficiente. Genererebbe altresì negli operatori uno stimolo economico a mettere a disposizione capacità di riserva adeguata, senza incentivarli (come invece avviene nel caso dell'obbligo di messa a disposizione) a dichiarare guasti o indisponibilità.

Un passo ulteriore verso un sistema massimamente efficiente consiste nella differenziazione fra i diversi consumatori, e nella conseguente valutazione monetaria della sicurezza; stabilendo un menù di prezzi per la sicurezza, con tariffe ascendenti, per ciascun consumatore, con il diminuire della probabilità di stacco, si può giungere ad una maggiore flessibilità nella garanzia di affidabilità, così da evitare di gravare consumatori poco sensibili alle interruzioni degli oneri della sicurezza del sistema.

La soluzione amministrativa, rigida oppure flessibile, che ad oggi non è stata ancora sperimentata a livello europeo, presenta l'inconveniente della necessità di stima empirica del VOLL e della probabilità di distacco in funzione della disponibilità di riserva⁽¹⁰⁾. Tuttavia, una volta superati questi due ostacoli, può rivelarsi una soluzione apprezzabile, in quanto può consentire di raggiungere un'adeguata disponibilità di capacità in *standby* volontariamente consegnata, limitando l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese rilevanti.

5. CONCLUSIONI

Il passaggio da un sistema di decisioni centralizzato ad uno decentralizzato, che ha accompagnato il processo di liberalizzazione, ha segnato la necessità di sostituire le forme di coordinamento naturalmente presenti nel precedente sistema monopolistico con un sistema di incentivi in grado di riprodurre esiti efficienti. In quest'ambito, l'attività svolta dal regolatore richiede interventi talvolta pesanti nel mercato, per poter garantire proprio quel coordinamento che non può più essere assicurato dalla centralizzazione delle decisioni.

Il lavoro ha analizzato le auspicabili forme di intervento regolatorio ai fini di garantire l'affidabilità nel breve e nel lungo periodo. Se nel lungo periodo l'intervento regolatorio può essere meno invasivo, limitandosi ad assicurare mercati efficienti e prezzi in grado di segnalare scarsità, nel breve periodo il problema è più complesso, in quanto un sem-

plice meccanismo di prezzi non sembra essere sufficiente per la sicurezza.

In particolare, l'intervento regolatorio nel lungo periodo può limitarsi ad assicurare mercati efficienti con libertà di prezzo dal lato dell'offerta e prezzi differenziati per zona geografica e ora del giorno dal lato della domanda; solo temporaneamente, per ovviare alle incertezze in merito alla regolazione e all'ampliamento e alla localizzazione della capacità di trasmissione forse inevitabili in un mercato giovane, possono essere previsti meccanismi espliciti di remunerazione della capacità.

L'affidabilità di breve periodo richiede forme di regolazione più incisive, per sostituire un mercato che in questo caso fallisce. In particolare, occorre bilanciare l'esigenza degli operatori di non essere costretti a subire perdite (come avviene quando sono costretti ad offrire il servizio di riserva) con quella di avere un incentivo economico alla messa a disposizione di capacità di riser-

va (così da non incentivare anche eventuali dichiarazioni di indisponibilità degli impianti, che invece si possono prospettare nel caso di obbligo di riserva), con la necessità che non siano gli operatori a determinare la remunerazione delle riserve stesse (al fine di evitare il manifestarsi di fenomeni di esercizio di potere di mercato). Una soluzione intermedia può quindi essere rappresentata da un sistema di remunerazione delle riserve determinato dal regolatore – secondo formule in grado di generare la capacità ottimale come risultato di un problema di ottimizzazione dei profitti – e accessibile agli operatori su base volontaria. Tale meccanismo incentiverebbe gli operatori ad offrire capacità di riserva e, se la remunerazione è ben disegnata, consentirebbe di disporre della quantità ottimale di riserve al minor costo possibile compatibilmente con l'esigenza di non determinare perdite per gli operatori.

Bolzano, Maggio 2007

NOTE

(1) Nel presente lavoro, i concetti di affidabilità e di sicurezza sono utilizzati quali perfetti sinonimi, e si distingue fra affidabilità (o sicurezza) di breve e di lungo periodo. Altri contributi, invece, riferiscono la sicurezza al breve periodo e l'affidabilità al lungo.

(2) Evidentemente, risulta altrettanto vero che una riserva adeguata nel breve non garantisce l'affidabilità nel lungo periodo.

(3) Per una rassegna relativa ai valori del VOLL desunti dalle stime empiriche, si veda Cramton e Lien (2000).

(4) La concavità è una condizione sufficiente per l'esistenza del massimo.

(5) In tale contesto, tuttavia, non è evidente che la capacità adeguata sia quella ottima: poiché la capacità è inadeguata se troppo scarsa e non in grado di esaurire la domanda di picco nel lungo termine, è ragionevole affermare che il livello di adeguatezza della capacità è inferiore a quello di ottimalità.

(6) La relazione (4) rappresenta una forma ridotta, che presuppone la pregressa identificazione del livello ottimo di efficienza produttiva e allocativa per ogni dato livello di capacità K^T

(7) In termini economici, la rete di trasmissione e gli impianti di generazione si definiscono alla stregua di beni perfettamente complementari, poiché il consumo del bene finale elettricità deriva dall'interazione dei due.

(8) Si noti che *real time pricing* e *price cap* sulla generazione non necessariamente si implicano vicendevolmente.

(9) Per una breve rassegna dell'applicazione di tali meccanismi di remunerazione della capacità all'estero, si veda Creti e Fabra (2007).

(10) Per la riserva terziaria, che viene scambiata nel mercato di dispacciamento, esistono vincoli alle offerte delle imprese, che di fatto assimilano tale soluzione ad una obbligata.

BIBLIOGRAFIA

- BORENSTEIN S., HOLLAND S. (2007), *On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices*, in «The Rand Journal of Economics», in corso di pubblicazione.
- BUSHNELL J. (2005), *Electricity Resource Adequacy: Matching Policies and Goals* in «Electricity Journal», vol. 18, n. 8, pp. 11-21.
- CRAMTON P.C., LIEN J. (2000), *Value of Lost Load*, Working Paper, University of Maryland.
- CRAMTON P.C., STOFT S. (2005), *A Capacity Market that Makes Sense*, in «Electricity Journal», vol. 18, n. 7, pp. 43-54.
- CRETI A., FABRA N. (2007), *Supply Security and Short-Run Capacity Markets for Electricity*, in «Energy Economics», vol. 29, n. 2, pp. 259-276.
- JOSKOW P., TIROLE J. (2007), *Reliability and Competitive Electricity Markets*, in «Cepr Discussion Papers», n. 6121.
- VASQUEZ C., RIVIER M., PEREZ-ARRIAGA I. (2002), *A Market Approach to Long-Term Security of Supply* in «IEEE Transactions on Power Systems», vol. 17 pp. 349-357.