



I MERCATI DELLA CAPACITÀ TRA TEORIA ECONOMICA E PRASSI REGOLATORIA

Economic theory suggests that some imperfections in energy markets could lead to insufficient remuneration of capacity investments and inefficient levels of entry. This is the so-called missing money problem that could be solved with the creation of capacity markets. We find in real markets that a sort of missing money problem is associated with conditions of both scarce capacity and excess capacity. As a consequence, capacity markets could be only a part of the solution. In order to have efficient entry-exit levels we need a comprehensive regulation of energy markets, reserve markets and capacity markets, that is also consistent with the state of the system.

La teoria economica suggerisce che alcune imperfezioni dei mercati dell'energia elettrica possono determinare un'insufficiente remunerazione del capitale investito in capacità e livelli inefficienti di entrata ed uscita dal mercato. Si tratta del cosiddetto problema del missing money che può essere affrontato con mercati della capacità. Nei mercati reali il problema del missing money può essere associato sia a condizioni di deficit di potenza che di eccesso di potenza. Conseguentemente, i mercati della capacità possono costituire solo una parte della soluzione. Per avere livelli efficienti di entrata e di uscita c'è bisogno di una regolazione complessiva dei mercati dell'energia, della riserva e della capacità, che sia anche coerente con lo stato del sistema elettrico.

Sono passati 30 anni dalla pubblicazione del libro di Paul Joskow e Richard Schmalensee *Markets for Power*, che è universalmente considerato una delle principali fonti di ispirazione dei programmi di deregolamentazione e liberalizzazione dell'industria elettrica. Da allora gli assetti istituzionali dei sistemi elettrici sono radicalmente cambiati in quasi in tutte le parti del mondo, e adesso molti di essi non sembrano essere in grado di garanti-

re, come si vorrebbe e dovrebbe, l'adeguatezza della capacità di generazione contro il rischio di interruzioni delle forniture e di *black out*. Si (ri)scopre che i mercati dell'energia hanno sotto questo profilo dei difetti che sfociano in quello che viene classificato come un problema di *missing money* (1). Ed è interessante notare che la comparsa di questi difetti non sia apparentemente influenzata dal modello di mercato dell'energia adottato tra pool obbligatorio, *power exchange* e contrattazione bilaterale. Fino a qualche anno fa i mercati della capacità erano invocati solo quando si prospettava un deficit di potenza da colmare. In un numero speciale della rivista «Utilities Policy» dedicato al *capacity market* si faceva esplicito riferimento alla erosione progressiva dei margini di riserva nei mercati liberalizzati e alla necessità di garantire la profittabilità dei nuovi impianti di punta (Finon e Pignon 2008). Adesso i mercati della capacità sono chiamati in causa anche quando è già presente un eccesso di potenza installata da sanare evitando perdite gravose agli *incumbents* e ai loro azionisti e creditori.

1. LE INCAPACITÀ DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'opportunità o l'esigenza di affiancare mercati della capacità ai mercati dell'energia deriva da una serie di ragioni concatenate

* Dipartimento di Economia Aziendale, Università di Verona
giovanni.goldoni@univr.it

che tentiamo di ricostruire seguendo l'ordine che ci sembra più logico e coerente (Cramton e Ockenfels 2011, Joskow 2008, Roques 2008). In primo luogo, è risaputo che i mercati dell'energia elettrica scontano un comportamento della domanda particolare, che ne determina una partecipazione ai meccanismi di formazione dei prezzi molto limitata. Gli economisti parlano di rigidità quasi assoluta della domanda ai prezzi. I monopolisti pubblici vedevano la stessa cosa riflettersi nell'obbligo di fornitura universale alle tariffe pubblicate. La domanda elettrica ha queste particolarità in parte perché si riferisce a un servizio che è spesso essenziale e che si produce e consuma nello stesso istante; in parte, perché non è disponibile un'informazione tempestiva sui prezzi, e anche se lo fosse non tutti i carichi serviti sarebbero gestibili con prontezza e facilità dal consumatore; in parte, è per l'abitudine consolidata ai prezzi fissi combinata con la bassa incidenza della spesa elettrica sul valore aggiunto di impresa o sul reddito disponibile delle famiglie. Accade quindi che, nei momenti in cui il margine di riserva è particolarmente esiguo, all'aumento dei prezzi dal lato dell'offerta non corrisponda un calo apprezzabile dei prelievi dalla rete. L'insieme di queste imperfezioni dei mercati e di queste incrostazioni tecniche e comportamentali potrebbe spingere verso l'alto i prezzi fino a un livello molto superiore al valore d'uso medio attribuito all'energia elettrica. Per evitare shock di prezzo eccessivi e fuori controllo, che sono sgraditi sia ai consumatori sia alla politica, nella maggior parte dei mercati è stato introdotto un tetto massimo ai prezzi (*price cap*)⁽²⁾. Non solo, in queste situazioni spesso interviene l'operatore del sistema che pone in atto una serie di azioni di mercato (servizi ancillari e riserva), contrattuali (interrompibilità dei carichi) e di regolamentazione tecnica cogente (sicurezza del sistema), che nei

fatti agiscono da calmieri sui prezzi nei mercati dell'energia.

Questi interventi, che nascono da un insieme di motivazioni di natura sociale, politica e tecnica, finiscono per avere un'influenza negativa sulla propensione ad investire e sulle intenzioni di entrare nel settore. Era opinione autorevolmente diffusa che il problema del *missing money* fosse soprattutto da imputare alle procedure non di mercato seguite dall'operatore di sistema e ai suoi *engineering requirements* (Joskow 2008, Roques 2008). Vanno ora messe in chiaro due cose. La prima è che nei mercati della capacità il compito di definire la curva di domanda è quasi sempre affidato all'operatore di sistema. Essa dovrebbe essere costruita avendo a mente gli *engineering requirements* e le condizioni di sistema da evitare, nelle quali dovrebbero essere altrimenti attivate le procedure non di mercato. La seconda cosa è che nei sistemi elettrici dove le fonti rinnovabili hanno raggiunto, stanno raggiungendo o raggiungeranno una quota elevata della potenza installata, i mercati della capacità, qualora funzionanti, dovranno prima di tutto assecondare le esigenze di flessibilità prospettate dall'operatore di sistema. Un'ultima annotazione a margine: in molti mercati elettrici oggi il problema degli *scarcity prices* nei periodi di punta è stato sostituito dal problema dei prezzi negativi nelle ore vuote.

In un sistema elettrico equilibrato, un mercato efficiente fissa prezzi in linea con i costi variabili dell'impianto marginale che, di regola, non garantiscono una remunerazione adeguata del capitale. Una funzione degli *scarcity prices* sarebbe quella di rendere attraente l'entrata. E la frequenza con la quale si presentano diventa indicativa della carenza di potenza nel sistema. È giusto ricordare che gli *scarcity prices* sono anche espressione di potere di mercato da parte degli impianti marginali. Il loro potere di mercato è dovuto

all'assottigliamento dei margini di riserva e dovrebbe essere per questo motivo temporaneo e parzialmente giustificato dalla necessità di attrarre investimenti. La stessa forza di attrazione può derivare dall'esercizio di potere di mercato frutto di una posizione dominante o di collusione tacita, ma in questo caso le entrate non possono essere associate a uno stato di deficit di potenza. Anzi, spesso accade l'esatto contrario (Cramton e Ockenfels 2011, p. 11). Un altro punto debole evidenziato dai mercati si trova nelle pieghe dei meccanismi decisionali. Gli investitori decidono in modo individuale con il risultato che manca il coordinamento dei tempi di entrata in funzione della nuova capacità, al contrario di quel che accadeva con il monopolio pubblico integrato⁽³⁾. Questo ha l'effetto di amplificare le situazioni di eccesso e di deficit, e di appesantire le ricadute degli errori, inevitabili, di previsione della domanda futura. Completano questo elenco di criticità le errate o intempestive decisioni politiche, che possono alterare il quadro dei mercati in modo repentino e drastico sia portando a un eccesso di potenza in virtù di incentivazioni troppo generose, sia escludendo troppo in fretta vecchie centrali sulla base di limiti ambientali mal congegnati o moratorie intempestive. Una visione più pragmatica, ma compatibile con quella fornita sin qui, vede nei mercati della capacità uno strumento per ridurre sia il gap di coordinamento degli investimenti sia il rischio per gli investitori garantendo loro una copertura parziale dei costi fissi, similmente a quel che accade nei monopoli pubblici dove era ed è certamente più facile trasferire i rischi sugli utenti e pianificare in un ambiente incerto il mix di fonti e tecnologie ritenute ottimali (Finnon e Roques 2012)⁽⁴⁾.

Lo stato attuale dei sistemi elettrici tedesco e italiano è però diverso, e pertanto: «There are many issues (...) that urge caution in pur-

suing a capacity market» (Cramton e Ockenfels 2011, p. 2). La crescita fuori controllo delle fonti rinnovabili combinata alla stagnazione dei consumi ha portato a esuberanti di potenza che non richiedono affatto il puntello di un mercato della capacità. È la gestione quotidiana del sistema elettrico ad essere sotto stress a causa della concentrazione territoriale (vedi congestioni di rete) e della intermittenza non programmabile (vedi bilanciamento, flessibilità e riserva). A parte vi è un deterioramento della redditività degli impianti termoelettrici che, venendo esposti alla contrazione dei volumi venduti e dei livelli medi di prezzo ottenuti, sono colpiti da una specifica mutazione del problema di *missing money*.

«(...) the challenge in the transition phase might be to incentivize efficient conventional generation capacity to not exit the market and to instead provide reserves. (...) conventional capacity must exit the market at a much slower rate than renewables enter, because sometimes the sun does not shine and the wind does not blow. As a result, the degree of capacity utilization of conventional generation is significantly reduced. Taken together, all these effects imply that the “missing money” problem is becoming more severe as the renewables’ share grows» (Cramton e Ockenfels 2011, p. 26).

2. IL CAPACITY MARKET NELLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO INGLESE

Per un'altra serie di ragioni concatenate, nel Regno Unito l'*Electricity Market Reform* ha previsto l'adozione di un *Capacity Market* che opererà a fianco dei *Contract for Differences* (CfD) pensati per le tecnologie *low-carbon* (Goldoni 2011). La prima ragione è l'imminente chiusura di centrali a carbone imposta dalla normativa ambientale, che dovrebbe provocare nel giro di pochi anni un'allarmante contrazione dei margini

di riserva. Allo stesso tempo, esiste una chiara volontà politica di dare un deciso impulso alle fonti rinnovabili non programmabili, come eolico e fotovoltaico, che rischia di mettere in difficoltà gli impianti termoelettrici, programmabili e flessibili, vecchi e nuovi, il cui ruolo complementare nel sistema deve essere invece sostenuto (Tab. 1). *Last but not least*, il regolatore inglese è alle prese con la posizione dominante nella generazione e nella vendita delle sei grandi imprese verticalmente integrate. Il *bid-offer spread* dei prezzi all'ingrosso e il *churn ratio* nel mercato finale ne risentono in modo negativo a riprova del fatto che la liquidità dei mercati e la trasparenza dei prezzi sono molto ridotte⁽⁵⁾. La prevalenza di transazioni interne alle Big Six e di scambi *Over-the-Counter*, spesso *uncleared*⁽⁶⁾, rende gli indici di prezzo comunicati dalle agenzie specializzate e poi utilizzati per l'adeguamento dei prezzi finali poco rappresentativi della realtà di mercato sottostante ed esposti al rischio di manipolazione (Which? 2013). Questo stato di mercato è chiaramente poco favorevole all'entrata di nuovi operatori. Vi è chi come Dieter Helm auspica da tempo il ritorno alla precedente forma di mercato, il *pool obbligatorio*⁽⁷⁾. Per il momento Ofgem si è limitato a introdurre modifiche nelle *licences* di generazione dei principali operatori al fine di aumentare la liquidità del mercato attraverso vincoli a trattare con i *suppliers* secondo schemi di prezzo e volumi preordinati e attraverso obblighi di maggiore trasparenza⁽⁸⁾. Più di recente, in esito all'ultimo rapporto annuale sullo stato dei mercati, Ofgem ha solle-

citato un'indagine sullo stato della concorrenza alla *Competition and Markets Authority* che ha i poteri per imporre misure di carattere più strutturale⁽⁹⁾.

Dal 2011 ad oggi molti aspetti del *capacity mechanism* sono stati chiariti. Come previsto, questo sarà anche il primo pezzo della riforma a partire.

«Se si volge lo sguardo agli sviluppi di medio periodo, considerando che le energie rinnovabili continueranno a essere incentivate attraverso la *renewable obligation* e che il nucleare sicuro non avrà ancora trovato una sua solidità ingegneristica, la questione più delicata da sorvegliare sarà il livello del margine di riserva. La parte della riforma che sarà più direttamente chiamata in causa è quella legata all'adeguatezza degli investimenti in nuove centrali fossili, per le quali occorrerà decidere se applicare o meno il nuovo schema di incentivazione, e come, ovvero se sia necessario e preferibile ricorrere a un *capacity mechanism*. Allo stesso tempo, potrà essere verificato con maggiore cognizione di causa come gli strumenti della riforma ed i loro effetti si integrano nella regolazione vigente dei mercati elettrici» (Goldoni 2011, p. 25).

Le linee generali di funzionamento del *Capacity Market* appaiono molto simili a quelle di mercati esistenti che selezionano la capacità attraverso procedure d'asta⁽¹⁰⁾ (DECC 2013a e 2013b, Charles River Associates 2013, London Economics 2013). La potenza necessaria al sistema sarà determinata da National Grid nel rispetto di un criterio di sicurezza espresso dalla *Loss of load expectations* (Lole) e che dovrebbe essere quantificato in 3 ore per anno. La curva di domanda di potenza avrà

Tab. 1 - REGNO UNITO: SCENARI DI DOMANDA ELETTRICA AL 2030

	Slow Progression			Gone Green		
	2012	2020	2030	2012	2020	2030
Peak demand (GW)	61,1	57,5	56,7	61,1	59,7	62,7
Annual demand (TWh)	328	303	297	328	317	323
Total Capacity (GW)	92,3	96,2	115,8	92,3	111,6	153,6
Low-carbon capacity (GW)	24,9	37,0	56,6	24,9	50,9	95,2

Fonte: National Grid (2013) p. 2.

una pendenza negativa tale da permettere una certa flessibilità di prezzi e volumi ⁽¹¹⁾. Il range di variazione dei prezzi ammesso avrà come riferimento centrale il costo di un nuovo entrante (*cost of new entry* - CONE) con una centrale turbogas al netto dei ricavi conseguibili dalla vendita di energia elettrica. Se il net-CONE non è di semplice e immediata determinazione ⁽¹²⁾, lo stesso può dirsi per il tetto massimo dei prezzi offerti che avrebbe dovuto essere calcolato come multiplo di net-CONE. Notizie apparse di recente nel sito del DECC indicano che il tetto delle prime aste verrà posto a 75 sterline/kW per anno «to protect consumers from excessive costs» ⁽¹³⁾. In attesa della curva di domanda di National Grid, lo scopo sembra essere più quello di stimolare la partecipazione e attrarre l'entrata ⁽¹⁴⁾. Il limite inferiore di prezzo corrisponderà alla massima capacità che l'operatore di sistema accetta di remunerare per garantire la sicurezza.

La curva di domanda sarà costruita avendo considerazione per tutta la capacità prevista in esercizio per l'anno di riferimento ⁽¹⁵⁾, compresa sia la potenza degli impianti esclusi dal *Capacity Market*, in quanto beneficiano di *Contract for Differences*, *Feed-in tariffs* e *Renewable Obligation*, sia quella di impianti esistenti che decidono volontariamente di non prendere parte all'asta pur dichiarando la loro disponibilità per l'anno di riferimento ⁽¹⁶⁾. In linea di principio, e salvo eccezioni ammesse su motivata richiesta, a potere fissare il prezzo dovrebbero essere solo i nuovi impianti e coloro che offrono interventi sul lato della domanda, mentre gli impianti esistenti dovrebbero partecipare nella veste di *price taker*, ovvero non dovrebbero potere presentare offerte di prezzo al di sopra di una soglia posta a un livello piuttosto basso ⁽¹⁷⁾. L'asta principale sarà bandita da National Grid con 4 anni di anticipo rispetto alla prestazione attesa, un tempo ritenuto

sufficiente rispetto alle esigenze dei nuovi entranti. Le aste bandite con anticipo di un anno sulla prestazione attesa sono state inserite principalmente per essere certi che vi sia uno spazio di mercato per coloro i quali intendono offrire azioni sul lato della domanda e per affinare i livelli di sicurezza del sistema disponendo di informazioni più aggiornate ⁽¹⁸⁾.

Il prezzo da corrispondere a tutta la capacità selezionata sarà quello offerto dall'impianto marginale (*pay as clear*). La durata dei contratti sarà invece diversa in ragione delle diverse caratteristiche dei partecipanti e delle diverse finalità che svolge il meccanismo nei loro confronti ⁽¹⁹⁾. Per gli impianti esistenti, per le offerte di riduzione dei carichi e per gli accumuli è previsto un contratto di un anno, ovviamente replicabile. Per i nuovi impianti la durata avrebbe dovuto estendersi fino a un massimo di 10 anni ma poi con l'ultima consultazione pare che DECC abbia deciso di potersi spingere fino a 15 anni ⁽²⁰⁾. Dettagli ancora in corso di definizione sembrano lasciare una finestra di flessibilità ai tempi di entrata in servizio della nuova capacità. In caso di mancato rispetto di questi tempi si dovrebbe incorrere in varie sanzioni economiche proporzionate alla gravità del ritardo e degli effetti causati. Le prestazioni richieste consistono nell'obbligo di rendere disponibile la capacità

nelle situazioni di grave stress del sistema che saranno comunicate con un anticipo di almeno 4 ore dall'operatore. Ogni mancata prestazione incorre in una penalità che si vorrebbe collegare al *Value of lost load*. Per dare modo di agguistare situazioni di indisponibilità a rischio di penalità dovrebbe essere attivato un mercato secondario nel quale sarebbe offerta capacità che ha superato la fase di prequalifica ma non è stata selezionata dalla procedura d'asta. Ultimo dettaglio importante: i costi dovuti al *capacity market* saranno spalmati sui *suppliers* in base alla domanda di picco.

Nelle intenzioni del Governo inglese il *capacity market* resta tuttavia un rimedio temporaneo la cui necessità dovrebbe attenuarsi nel tempo grazie a: una maggior *demand response* ai prezzi del mercato dell'energia con la diffusione di *smart meters* e *smart appliances* (Goldoni 2012); nuove regole di bilanciamento (*cash-out regime*) in costante adattamento al maggior contributo delle fonti rinnovabili non programmabili; nuovi investimenti attesi e aumento di liquidità del mercato all'ingrosso.

3. IL CASO ITALIANO

Se in Italia, grazie alla borsa elettrica, la liberalizzazione avesse davvero stimolato le efficienze del settore sopite da decenni di monopolio pubblico, allora si sarebbe dovuta avverare la tanto attesa e invocata convergenza con i prezzi europei. In realtà, dopo un promettente avvio, il differenziale dei nostri prezzi medi annui con le principali borse estere è rimasto stabile nel periodo 2005-2013 in un range compreso tra i 20-30 euro/MWh, comportando un aggravio di costi per i consumatori italiani stimabile tra i 6-9 mld. euro/anno. A questi maggiori costi, si possono senz'altro aggiungere gli incentivi troppo generosi elargiti negli ultimi anni alle fonti rinnovabili, in particolare al foto-

voltaico, che avrebbero potuto essere contenuti in misura significativa spalmando l'entrata in servizio degli impianti in base a due semplici variabili di controllo: l'impatto sulla gestione del sistema e l'andamento dei costi di impianto. Non si va molto distante dal vero nel dire che è di almeno 10 mld. euro il fardello di costi aggiuntivi ed evitabili che pesa ogni anno sui consumatori italiani su un totale di costi di generazione e trasmissione che si aggira intorno ai 40 mld. euro⁽²¹⁾. Se questi costi fossero evitati verrebbe meno anche la ragione di molti aiuti compensativi concessi ai settori energivori e alle famiglie incapienti.

Perché le cose sono andate in questo modo? Le cause vanno cercate prima di tutto nei difetti di regolazione e controllo del mercato da parte degli organismi competenti (Clô 2012, Goldoni 2010 e 2007). Si è parlato troppo, con occhio rivolto alle attività regolate, di asimmetria informativa e di credibilità degli impegni, di indipendenza e di cattura, dimenticando la coerenza e la prospettiva – termini che spiegano il significato esatto di *consistency* della regolazione – nelle decisioni riguardanti le attività liberalizzate. Questo non vuol dire, ovviamente, dimenticare o sottovalutare gli effetti dovuti alla crisi economica, anche questi diventati più pesanti e duraturi per colpa di errori di regolazione e di carenze di controllo. Gli enormi investimenti compiuti in questi anni nel parco di generazione e nella rete di trasmissione avrebbero dovuto creare le condizioni per un mercato molto efficiente. Se questo non è avvenuto anche quando l'eccesso di offerta è diventato clamoroso, significa che lo stato nel quale è sprofondato il comparto della generazione termoelettrica dipende da regole mal congegnate e controlli di mercato miopi.

Dati alla mano, la dinamica della domanda elettrica dalla liberalizzazione al 2012 può essere divi-

sa in due periodi. Il primo inizia nel 2000 e arriva fino al 2007. Sono anni durante i quali la richiesta cresce in modo regolare da circa 300 a quasi 340 TWh. Nel periodo successivo, la richiesta subisce i colpi della recessione economica e arretra sotto i 330 TWh. Il mix di offerta non è (ancora) cambiato in modo radicale, ma sta diventando sempre più marcato l'aumento della quota coperta dalle fonti rinnovabili, che è salita nel 2012 al 27,5% della produzione lorda nazionale. Secondo i dati preliminari nel 2013 sarebbe addirittura arrivata al 34%, un valore che sconta un'idraulicità eccezionale, vicina ai massimi storici con un +9 TWh rispetto all'anno prima, e ancora un incremento di 5,7 TWh da eolico e fotovoltaico. Il dato da considerare adesso con attenzione si riferisce alla potenza efficiente lorda installata, che è cresciuta senza soluzione di continuità (Tab. 2). Gli incrementi più vistosi hanno riguardato sia la potenza termoelettrica (attratta dal mercato) sia le altre rinnovabili (attratte dagli incentivi). I loro incrementi in termini assoluti sono stati praticamente identici: +24.000 MW. Anche senza un mercato della capacità il margine di riserva ha raggiunto livelli che sarebbero stati ritenuti esagerati anche ai tempi dell'Enel, quando gli ingegneri pianificavano gli investimenti sulla base di un margine di riserva del 25%.

Dentro a questi numeri sta l'inarrestabile avanzata dei cicli combinati. I 1.600 MW di cicli combinati puri che erano dichiarati in esercizio nel 2000 sono cresciuti al ritmo di circa 2.000 MW all'anno: nel 2005 erano installati 12.000 MW, nel 2010 22.000 MW e alla fine del 2012 25.000 MW. I cicli combinati di tipo cogenerativo hanno anch'essi aumentato vistosamente la loro consistenza: da 6.000 MW che erano in funzione nel 2000, si è passati a 12.000 MW nel 2005 e a 18.000 MW nel 2010. Solo nell'ultimo biennio c'è stata una leggera inversione di tenden-

Tab. 2 - **ITALIA: POTENZA EFFICIENTE LORDA INSTALLATA E MARGINE DI RISERVA NEL SISTEMA ELETTRICO (MW)**

	2000	2007	2012
Potenza installata	78.086	99.274	127.954
- idroelettrica	20.658	21.475	22.249
- termoelettrica	56.431	72.950	80.574
- geotermoelettrica	627	711	772
- altre rinnovabili	370	4.138	24.359
Potenza disponibile	53.400		
- alla punta invernale		64.462	76.846
- alla punta estiva		64.239	72.394
Domanda di punta	49.019		
- invernale		56.800	53.035
- estiva		56.589	54.113
Margine di riserva	10,88%		
- alla punta invernale		13,49%	44,90%
- alla punta estiva		13,52%	33,78%

Fonte: Terna, Dati statistici e Bilanci (anni vari).

za – siamo scesi a 17.000 MW – dovuta probabilmente alla chiusura «causa recessione» di stabilimenti dove erano presenti i gruppi di cogenerazione. Gli attuali problemi economici della nuova generazione termoelettrica a gas nascono da questi andamenti tra loro in controtendenza: la richiesta elettrica è in calo ormai da sette anni, mentre nuova potenza a gas continua a entrare in esercizio. Questo significa che una variabile fondamentale del *business plan* è scesa molto al di sotto del valore preso a riferimento da investitori e finanziatori. Nel 2012, infatti, le ore medie di funzionamento dei cicli combinati puri sono crollate sotto le 2.000, un livello non sostenibile a lungo. I cicli combinati cogenerativi hanno invece retto l'impatto del calo della domanda, probabilmente anche perché spesso sono gestiti in regime di autoproduzione.

Chi sosteneva che il mercato sarebbe stato più efficiente nel segnalare l'esigenza di investire e disinvestire sta avendo risposta. Certo, il mercato è altra cosa rispetto a quel che abbiamo modo di sperimentare in Italia. Le tribolate vicende legate all'avvio del mercato elettrico tra Stove e Tem; la mancata sanzione ai prezzi eccessivi della borsa elettrica – che l'Autorità garante della concorrenza e del mercato accertò come esistenti ma ritenne ammissibili – e

alla relativa posizione dominante; il trattamento di favore riconosciuto agli *stranded costs* dell'Enel⁽²²⁾ sono doppiamente responsabili della situazione che si è venuta piano a piano a creare, sia in quanto hanno disturbato i segnali di prezzo fino a renderli illeggibili e incomprensibili soprattutto ai nuovi entranti sia in quanto hanno creato negli operatori aspettative crescenti su un atteggiamento benevolo degli organismi di regolazione e controllo (Goldoni 2007).

L'unica risposta del mercato che è venuta a manifestarsi di recente riguarda il differenziale di prezzo tra fasce orarie, che si è notevolmente ristretto per due motivi correlati: la concentrazione della produzione rinnovabile nelle ore di punta, che spinge i prezzi verso il basso, e il conseguente tentativo di recuperare margini da parte dei cicli combinati nelle altre ore del giorno. Questa riduzione del differenziale tra ore piene e ore vuote ha almeno un paio di conseguenze negative. Una di breve periodo e per questo già visibile: la minore convenienza a sfruttare gli accumuli esistenti, ovvero gli impianti di pompaggio. Una regola del pollice prevede che il differenziale di prezzo tra ore di accumulo e ore di rilascio debba essere superiore al rendimento energetico dell'operazione, che è di poco inferiore al 75%. Ora questo in media non avviene più, quel che spiega il drastico calo della produzione dei pompaggi da oltre 7 TWh/anno nella prima metà degli anni 2000 (e forse anche oltre) a meno di 2 TWh nel 2012 (un dato quasi certo anche per il 2013). La seconda conseguenza riguarda il segnale di prezzo verso la domanda nei momenti di picco di consumo (ma anche di produzione). Se questo non ha evidentemente effetti sulla generazione, potrebbe averli sui progetti di adeguamento delle reti, inclusa l'installazione di accumuli.

Pur essendo già evidente l'eccesso di potenza installata, gli or-

ganismi di regolazione hanno cominciato a discutere di mercato della capacità dal 2011. Dai documenti pubblicati di Terna si arguisce che l'obiettivo è l'adeguatezza della capacità date le previsioni di domanda di capacità delle varie zone formulate da Terna medesima e rispetto alla supposta disponibilità a pagare un premio per assicurarsi contro il rischio di interruzioni e *black out*. Mancano ancora molti pezzi al mosaico da comporre: i criteri tecnici per la qualificazione della capacità sono ignoti, anche se pare che verrà sicuramente esclusa quella intermittente; non si sa se e a quali condizioni potrà partecipare la domanda con servizi di interrompibilità ed efficienza energetica; la curva di offerta prevede un floor e un cap ma non è chiaro il modo con il quale saranno determinati i valori e se e come saranno legati al costo standard della tecnologia di punta di cui si parla nei documenti. Altri punti molto (ma molto) poco chiari riguardano i tempi delle aste e tempi e contenuti dei contratti da sottoscrivere con la capacità selezionata attraverso le aste.

4. CONCLUSIONI

Mentre nel Regno Unito si cercano in anticipo le contromisure al rischio di *lock-in* degli investimenti a ciclo combinato (Chignell e Gross 2012)⁽²³⁾, il sistema elettrico italiano è sprofondata irrimediabilmente in questa condizione. Il *lock-in* italiano ha almeno tre fattori aggravanti: la quota elevata di cicli combinati nel parco termoelettrico, i contratti di fornitura di gas con clausola *take-or-pay* e una esposizione pesante verso il sistema creditizio. Inoltre, l'omogeneità tecnologica e di *vintage* che è stata spesso elogiata per l'effetto indotto di miglioramento (apparente) dei rendimenti del parco (De Paoli e Gulli 2010) quando calata nell'ordine di merito economico finisce per affievolire la for-

za della concorrenza di liberare rapidamente il mercato dall'eccesso di offerta.

Un'idea di come regolare i mercati elettrici la si può avere osservando il margine di riserva. Quando scende troppo non va bene perché si rischiano frequenti sospensioni di forniture e *black out*, quando rimane a lungo su valori elevati è segno che il sistema non è efficiente nello smaltire un eccesso di capacità. Andrebbero scongiurate entrambe le condizioni e qualora vi si finisse per andamenti imprevisibili e imprevedibili della domanda si deve sapere come uscirne fuori. Le leve su cui agire sono tre: mercati dell'energia, mercati dei servizi ausiliari e mercati della capacità. Nel muoverle si deve tenere conto delle loro interdipendenze in termini temporali e di impegni assunti dalla capacità su ciascun mercato, delle condizioni di tipo istituzionale e di carattere tecnico presenti in quel sistema elettrico (Roques 2008), e degli obiettivi di politica industriale ed energetica. E poi è bene ricordare sempre che un mercato della capacità produce i suoi effetti in un lasso di tempo piuttosto lungo e può fare poco per contrastare le incertezze indotte dalla politica, regolatoria e non (Cramton e Ockenfels 2011).

Anche il mercato della capacità più famoso e studiato, quello adottato dal sistema interconnesso conosciuto con l'acronimo PJM⁽²⁴⁾, deve rispettare queste regole di buon senso. L'esperienza nasce all'inizio degli anni 2000 per rimediare alla prospettiva di «increasing retirements» innescati da un periodo prolungato di prezzi dell'energia elettrica a livelli molto bassi. I risultati ottenuti negli ultimi anni sono stati quantificati in oltre 50.000 MW di *reliable capacity* – rispetto a una domanda di picco gestita dal PJM di circa 160.000 MW e a una capacità installata di 180.000 MW. Di questi però solo 15.000 MW si riferiscono a nuovi impianti mentre ben 21.000 MW sono stati forniti da

demand response ed efficienza energetica. Nel periodo 2010-2012 le migliorate condizioni di disponibilità di capacità hanno avuto evidenza nei prezzi dell'energia scesi da 46 doll./MWh nel 2010 a 35-37 nel biennio seguente, e nella minore incidenza dei costi della *reliability* sui consumatori passati da 9,5 doll./MWh a meno di 5⁽²⁵⁾. L'evoluzione più recente mette tuttavia in luce nuovi segnali da interpretare con cautela e attenzione sul fronte delle nuove entrate e della *demand side response*. Quelli che seguono sono dati e informazioni forniti da un consulente della società Brattle⁽²⁶⁾:

«Last auction price was low: • \$22/kW-y in RTO and \$43/kW-y in MAAC - Only 18% and 43% of PJM's estimate of the Net Cost of New Entry, respectively, • But almost 9,000 MW of new CCs cleared over two years, representing a commitment to build (4,500 MW merchant) • Question: Why commit to build at such low prices?».

Un barlume di risposta si trova – forse – più avanti nella stessa presentazione quando si legge che i margini di riserva stanno di nuovo riducendosi (e qui va sottolineato che stando ai prezzi riportati sopra il mercato della capacità non sembra affatto anticipare questa contrazione). Sono interessanti gli effetti di questa prospettiva sulla *demand response* che sta apparen-

temente allontanandosi dal *capacity market* perché in queste condizioni la probabilità di essere chiamati a fornire il servizio di affidabilità per un numero elevato di ore cresce in modo esponenziale. Ammetto di non essere un profondo conoscitore dei mercati elettrici americani, ma l'intuizione è che le interazioni con i mercati dell'energia stiano diventando sempre più profonde e sempre più influenti sulle decisioni degli operatori.

All'Italia, come alla fase di avanzata transizione del sistema tedesco, in questo momento servono soprattutto mercati dei servizi ausiliari «well designed» per assicurarsi che:

«(...) flexible-enough generators (such as gas plants) can earn economic rents sufficient not only to cover incremental production costs but also to cover quasi-fixed costs (short-run fixed costs). This holds even if the existing capacity is only rarely called to actually deliver electricity. One key challenge in Germany's transition phase is to adjust the specifications of reserve levels and products in an increasingly renewable-dominated system. If, for instance, efficient balancing of a renewable-dominated system requires also less flexible resources to stay in the market (such as hard coal plants, which cannot quickly ramped up), an efficient reserve power market must adjust by adding or redefining the product portfolio accordingly (e.g., reserve that is less flexible but available for longer time-periods). An appropriate power reserve market design, one that reflects the reserve requirements of the system, implies that suppliers will keep their resources in the market as long as they can provide these products at lower costs than new entry» (Cramton e Ockenfels 2011, p. 28).

La chiave di volta di ogni ragionamento secondo il quale tutto questo dovrebbe portare a: «cost-minimal provision of reserve capacities in the short- and medium-term» o nel caso dei *capacity markets* a entrate e uscite efficienti sta negli aggettivi «well-desi-

gned» riferito ai parametri dei mercati e «adequate» riferito al livello di capacità. Se le valutazioni e le scelte del regolatore:

«get distorted in order to maintain politically desirable illusions, the ability of the electricity market to reach efficient outcomes will suffer. On the other hand, however, if such judgments are not just cheap talk and discussed in a transparent way, policymakers may refrain from creating illusions» (Cramton e Ockenfels 2011, p. 31).

Se la storia è maestra di vita, le probabilità che gli organismi di regolazione e controllo italiani sappiano trasporre correttamente questi aggettivi nei mercati italiani non sono altissime.

5. POST SCRIPTUM

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha appena pubblicato un documento di consultazione avente ad oggetto i criteri per integrare nuovi servizi di flessibilità nei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva. Le due cose che colpiscono sono la scarsa coerenza della logica con la quale la proposta è formulata e l'assoluta intemperatività con la quale si muove la regolazione, se è vero che un mercato della capacità come strumento per incrementare il grado di coordinamento delle scelte di investimento in capacità di generazione e rete di trasmissione era stato previsto da un decreto legislativo del 2003. La lettura del documento fornisce una solida spiegazione di questa intemperatività: la distanza abissale che separa le proposte contenute nel documento dalla realtà del sistema elettrico. È certamente legittimo e forse opportuno chiedere a Terna di definire i parametri tecnici che le unità termoelettriche dovrebbero rispettare per fornire servizi di flessibilità richiesti da un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. È scritto tuttavia nel docu-

mento che la stessa Terna non ravvisa al momento la necessità di questi servizi. Non si capisce quindi come mai oggi si debba rispettare con urgenza quanto stabilito da un decreto del 2013 quando il mercato della capacità attende di essere regolato in modo organico dal 2003. Gli stessi operatori dubitano che valga la pena investire per adeguare le loro unità termoelettriche alle prestazioni richieste da Terna nelle condizioni date di forte crisi e ristrutturazione del settore, e in presenza di un potenziale eccesso di offerta. Nel quale

volendo si potrebbero conteggiare i pompaggi che soddisfano i parametri richiesti da Terna ma sono oggi sottoutilizzati per le ragioni esposte nell'articolo. Ciononostante l'Autorità propone di avviare praticamente subito procedure concorsuali per iniziare a remunerare la disponibilità dei suddetti servizi, di cui Terna definirà il fabbisogno per l'anno 2017, a partire dall'anno 2015. Propone anche di usare come riferimento per il prezzo di esercizio dell'opzione (*strike price*) e come *price cap* per il premio annuo di dispo-

nibilità i prezzi del bilanciamento e della riserva sul MSD. Avendo appena scritto nelle mie conclusioni che: Le leve su cui agire sono tre e (...) nel muoverle si deve tenere conto delle loro interdipendenze, è stato consolante apprendere che esiste una consultazione del 2013 nella quale l'Autorità propone in parallelo una riforma complessiva del MSD di cui ammette adesso di non sapere se sarà attuata, tantomeno quando e immaginiamo come.

Verona, Giugno 2014

Ringrazio Massimiliano Piacentini di Confindustria Modena per il proficuo scambio di dati, informazioni e opinioni sugli aspetti nazionali degli argomenti trattati in questo articolo. Resta inteso che ogni responsabilità per i contenuti dell'articolo è dell'autore.

NOTE

(1) Con questa definizione si indica la condizione nella quale i prezzi pagati ai produttori nei mercati dell'energia non sono sufficienti ad attrarre nuove entrate.

(2) Joskow sostiene, sulla base dell'evidenza empirica, che i prezzi in condizione di scarsità d'offerta (*scarcity prices*) anche in assenza di *price cap* non sarebbero comunque sufficienti a rendere profittevole l'entrata di nuovi impianti. Anche per questo motivo la presenza di un *price cap* non può essere considerata la sola causa del problema del *missing money* (Joskow 2008).

(3) «In a pure-market design, the decisions to build new capacity are made independently. This induces strategic uncertainty: because one's investment in new capacity tends to be more profitable if others invest less, there are incentives to not or to misinform competitors about one's own intentions. (...) observe that without a capacity market, as the market tightens, it offers an increasingly large prize for the next entrant. However, entry is a secretive process, and so simultaneous entry is possible. Aware of this, investors are torn between holding off until the prize is large enough to support some simultaneous entry and entering quickly to ward off competition. The optimal strategy implies a random element and so the outcome is likely to be inefficient. For instance, strategic uncertainty may result in boom-bust cycles that further increases the price and reliability risks both to investors and consumers» (Cramton e Ockenfels 2011, p. 14).

(4) L'eventuale diffusione dei mercati della capacità nell'Unione Europea richiederà l'ennesima opera di armonizzazione delle regole, a partire da elementi di carattere generale come la presenza e il livello del *price cap* nei mercati dell'energia e i criteri di determinazione dei livelli di riserva adeguata. L'assenza di armonizzazione causerebbe gravi distorsioni di mercato. Ad esempio, chi opera in paesi che applicano un pagamento legato alla capacità potrebbe fare offerte più basse in mercati dove questo pagamento non esiste. Inol-

tre si darebbe spazio a un *free riding* di sistema da parte di chi approfittasse della riserva altrui (Finon e Roques 2013). Per ragioni di questo genere, il *Capacity Market* del Regno Unito lascia attualmente in *stand by* le interconnessioni: «We consider that interconnected capacity should be able to compete where: • the penalties imposed upon any provider of interconnected capacity for non-delivery at times of GB system stress are consistent with those imposed on GB capacity; and • there is an appropriate level of assurance of physical delivery of capacity offered into the Capacity Market across an interconnector (similar to the pre-qualification process for GB capacity» (DECC 2013b, p. 23).

(5) Il *bid-offer spread* e il *churn ratio* sono i due principali indicatori di liquidità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale tenuti sotto osservazione da Ofgem. Il primo, che esprime la differenza esistente tra prezzi richiesti dai generatori e prezzi a cui i fornitori sono disposti ad acquistare, dovrebbe essere molto ristretto in un mercato con buona liquidità. Il *churn ratio* è il rapporto tra i volumi scambiati nei mercati all'ingrosso e le consegne fisiche. Un mercato si definisce liquido quando questo rapporto è superiore a 10. Nel mercato elettrico all'ingrosso del Regno Unito il suo valore è sceso da un valore di circa 7 nel 2003 ad un livello intorno a 3 nel 2013 (Ofgem 2014, p. 84).

(6) Termine tecnico per indicare contratti non compensati da una controparte centrale.

(7) Vedi <http://www.dieterhelm.co.uk/node/1362>

(8) Vedi <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/wholesale-power-market-liquidity-decision-letter>

(9) Vedi <https://www.ofgem.gov.uk/news/state-competition-energy-market>

(10) Una differenza rispetto ad altri mercati della capacità è l'assenza di una ripartizione zonale per gestire situazioni di deficit o eccesso di potenza locali. Il sistema elettrico del Regno Unito di-

chiara di restare fedele alla *single zone*. Sarà eventualmente National Grid a sottoporre una richiesta in tal senso a Ofgem, ad esempio se si ritenesse opportuno, ad un certo punto, favorire la partecipazione delle interconnessioni al *capacity market*.

⁽¹¹⁾ «For the main, four year ahead auctions, the Government proposes to set the slope so that capacity agreements totalling a level of de-rated capacity within 1.5 GW of the target are auctioned. 1.5 GW approximately represents the de-rated capacity of two large CCGT plants. Allowing the amount of capacity contracted in the auction to vary by this amount either side of the target should ensure that no single plant can significantly influence the auction clearing price. 403. For the year ahead auctions, the Government proposes to calibrate the demand curve differently so that the maximum amount of capacity demanded is 5% above the target level (rather than 1.5 GW above the target level). And the demand curve will become horizontal (i.e. the price is $1.5 * \text{net-CONE}$) at 5% below the target level of capacity. 404. Setting a tolerance level of 5% above or below the target volume of capacity provides an equivalent level of slope to the demand curve for the four year ahead auction (where there is a 1.5 GW tolerance level around that target volume). The 5% tolerance level helps to mitigate gaming risk in the year ahead auction and ensures less capacity is procured if it is higher cost and so poorer value for money» (DECC 2013a, p. 150).

⁽¹²⁾ Vedi Charles River Associates (2013) e DECC (2013 a), dove tra l'altro si precisa che appena possibile si terrà conto dei risultati delle prime aste per aggiustare il valore centrale di riferimento.

⁽¹³⁾ Vedi <https://www.gov.uk/government/news/electricity-market-reform-capacity-market-design>

⁽¹⁴⁾ Si è arrivati a questo valore in esito ad una consultazione nella quale si chiedeva quale dovesse essere il livello appropriato del *price cap* per le prime aste, mettendo a confronto il multiplo di 1,5 del net-CONE (ndr: il cui valore era indicato a 29 sterline/kW per anno) e un tetto fissato in via amministrativa a 75 sterline/kW per anno «to allow for a wider range of projects to set the price in the first auction» (DECC 2013a, p. 151, Question CM03). A titolo di confronto, gli ultimi prezzi fissati dai mercati della capacità nel PJM oscillano tra 22 e 43 doll./kW per anno, pari rispettivamente al 18% e al 48% del costo stimato dei nuovi entranti (vedi oltre).

⁽¹⁵⁾ Gli impianti dovranno passare una prequalifica tecnica ad opera di National Grid nella quale sarà effettuato il *de-rating* della potenza in base al grado di affidabilità e disponibilità, un'operazione indispensabile per la costruzione della curva di domanda. A titolo di esempio, si riportano i fattori di *de-rating* pubblicati da Ofgem lo scorso anno: «Coal/Biomass 88%; Gas CCGT/Gas CHP 85%; OCGT 92%; Oil 82%; Nuclear 81%; Hydro 84%; Pumped Storage 96%; Wind (EFC) 17%-24%» (Ofgem 2013, p. 33, Table 1).

⁽¹⁶⁾ Le centrali esistenti possono presentare una dichiarazione *opt-out* dal *capacity market* nella quale comunicano anche le condizioni previste di operatività dell'impianto ai fini della determinazione della curva di domanda. È anche contemplato che le centrali esistenti possano comunicare di prevedere di non essere operative nell'anno di riferimento in modo temporaneo o permanente. In entrambi i casi sono previste sanzioni in caso di dichiarazioni mendaci onde evitare comportamenti strategici tesi a creare scarsità nel mercato della capacità (DECC 2013a, p. 154).

⁽¹⁷⁾ «It is proposed to set this threshold at the lesser of 70% of the last auction clearing price set by a new entrant or half of net-CONE. This would be equal to £ 14.50/kW if a net-CONE of £ 29/kW were set in the first auction» (DECC 2013a, p. 170).

⁽¹⁸⁾ A tale scopo «Some capacity will be held back from the four year ahead auction and "reserved" for the year ahead auction. The amount of reserved capacity will be based on an assessment of the amount of the cost effective DSR that could participate in an auc-

tion, and will be made public when the demand curve for the four year ahead auction is published. If demand falls between the four-year ahead and year ahead auctions, the amount of capacity auctioned in the year ahead auction will be reduced. However, because the year ahead auctions will also be important for enabling DSR capacity (which finds it difficult to participate in an auction four years before delivery) to actively participate in the mechanism, the target volume of capacity for the year ahead will be at least 50% of the capacity that was reserved for it at the four year ahead stage will be procured. 460. Flexibility will be retained to remove this guarantee if DSR does not prove cost effective in the long run or if the DSR industry is considered sufficiently mature to manage the risk of years with no capacity agreements available a year ahead of delivery» (DECC 2013a, p. 167).

⁽¹⁹⁾ La durata dei contratti dovrebbe dipendere anche dalla spesa capitale per kW. Sotto una certa soglia essa non dovrebbe superare i 3 anni, la stessa durata proposta per impianti esistenti che hanno subito importanti lavori di rifacimento.

⁽²⁰⁾ «The provision of longer agreements for capacity undertaking significant capital expenditure is intended to afford to those providers an appropriate degree of longer term certainty when taking their investment decisions, which may also help to enable providers to secure project finance. This should support competition in the auction and drive down the costs of capacity. 495. However, this potential benefit has to be balanced against the risks associated with providing such long term agreements. Over time, capacity prices could fall (e.g. due to increased revenues through the energy market or due to the emergence of new technologies, the development of DSR, the development of the European internal energy market and an increase in interconnection to GB, or increased low carbon generation resulting in lower demand for capacity via the Capacity Market). Long term agreements may therefore lock in significant capacity at a particular capacity price, and prevent the market from fully benefitting from any fall in capacity prices over time and offering poor value to consumers» (DECC 2013a, p. 173).

⁽²¹⁾ Consideriamo il 2012 perché è l'ultimo anno per il quale si disponga di una batteria di dati completa. Procediamo, con qualche piccola approssimazione, a esporre pochi dati essenziali. La richiesta nazionale di energia elettrica è stata quell'anno di circa 325-330 TWh. Se a questa richiesta sottraiamo la produzione remunerata da tariffe onnicomprensive di vario genere – 20-22 TWh all'incirca – rimaniamo con grossomodo 300-305 TWh che sono transitati, seppure con modi diversi, attraverso il mercato. Moltiplicando questi volumi per il prezzo medio nazionale registrato nel 2012 di 75 euro/MWh, otteniamo una cifra di 23 mld. euro che possiamo considerare con accettabile approssimazione rappresentativa del valore complessivamente assegnato dal mercato alla produzione elettrica di fonti e provenienze diverse. A questi 23 miliardi vanno ovviamente sommati i 7 mld. euro spesi per pagare con tariffa onnicomprensiva quella parte di produzione incentivata da fonti rinnovabili che avevamo prima escluso. Il totale ammonta quindi a circa 30 mld. euro. L'ordine di grandezza degli altri costi del segmento generazione e trasmissione che hanno gravato sulla bolletta del 2012 può essere stimato in questo modo: 3 mld. euro come altri incentivi alle fonti rinnovabili, 2,5 mld. euro di oneri di dispacciamento (inclusi i contratti di interrompibilità), 1,5 mld. euro di tariffe di trasmissione e 1,5 mld. euro di aiuti vari alla categoria degli energivori. Per un sub-totale compreso tra 8 e 9 mld. euro. Strano che un esercizio simile compiuto da un Istituto che si vanta di essere strenuo sostenitore del libero mercato non preveda nessun risparmio possibile dalla componente energia della bolletta (Stagnaro 2014). Tra l'altro, la figura mostrata a p. 2 del rapporto evidenzia due cose. Primo: la componente energia resta costantemente quella che pesa di più sul-

le bollette dei consumatori domestici e ancora di più su quelle delle altre tipologie di consumo. Secondo: tra il 2004 e il 2008 il valore della componente energia raddoppiò, senza cause apparenti e spiegazioni convincenti. In quegli anni, il parco diventava in apparenza sempre più efficiente, gli utili della generazione erano cospicui e si preparava così il terreno all'entrata di nuovi cicli combinati.

(22) Altra vicenda da ricordare, di contorno ma emblematica di un modo di pensare e agire, è quella che riguarda la riserva di quote gratuite di emissione di CO₂ per i nuovi entranti. L'insufficiente capienza della riserva fu segnalata al Parlamento dall'Antitrust come distorsiva della concorrenza. Il Governo in carica accolse l'osservazione con il Decreto Legge n. 72, del 20 maggio 2010. La soluzione escogitata per non incorrere in inevitabili sanzioni della Commissione europea in base alla direttiva 2003/87/CE fu un meccanismo di rimborso ex-post del valore equivalente.

(23) Di seguito una sintesi dei punti essenziali del lavoro in questione. Molti esperti consultati non ritengono elevato il rischio di *lock-in* per i cicli combinati a causa della loro bassa intensità di capitale, per cui un ciclo di forti investimenti nel prossimo decennio non creerebbe ostacolo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Regno Unito al 2030 (Chignell e Gross 2012, p. 4). Il *lock-in* dell'investimento in cicli combinati potrebbe tuttavia dare luogo a fenomeni di isteresi che implicano: «that CCGT investments are not merely retained, but retained and widely used to the extent that power sector decarbonisation is seriously undermined» (ibidem,

p. 7). «At a practical level, such lock-in effects suggest that owners of CCGT plant will not choose to retire such plant early, and that in the absence of policies explicitly designed to make CCGT owners to operate at very low load factors, there are likely to be strong incentives to continue to utilise them» (ibidem, p. 10). Ovviamente, come l'esperienza italiana insegna, questa possibilità dipenderà dall'equilibrio tra domanda e offerta di potenza elettrica, dal costo del gas e dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. L'avvertenza conclusiva resta comunque valida: «Government will therefore need to be careful to limit the volume of investment in new CCGT capacity if long-term decarbonisation objectives are to be achieved. While gas-fired generation has a clear role to play in the generation mix in the period to 2030, over-investment in new capacity in the coming decade, and related investment lock-in, could make 2020s decarbonisation difficult, if not impossible, to achieve» (ibidem, p. 10).

(24) Il sistema interconnesso PJM gestisce i flussi di tutto o parte degli Stati del Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e del Distretto della Columbia.

(25) https://www.mcombs.utexas.edu/~media/Files/MSB/Centers/EMIC/Conferences/AEC-Presentations-2013/PaulSotkiewicz_AEC2013.pdf

(26) http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/972/original/Outlook_on_Fundamentals_in_PJM%27s_Energy_and_Capacity_Markets_Spees_Pfeifenberger_Aug_8_2013.pdf?1388441786

BIBLIOGRAFIA

- Charles River Associates (2013), *Capacity Market Gaming and Consistency Assessment Final Report*.
- CHIGNELL S., GROSS R. (2012), *Not locked-in? The overlooked impact of new gas-fired generation investment on long-term decarbonisation - A case study of lock-in to new CCGT in the UK*, ICEPT Working Paper 2010/012, May, disponibile a <http://www3.imperial.ac.uk/icept/publications/workingpapers>
- CLÒ A. (2012), *Liberalizzazione e regolazione: quale bilancio per il sistema elettrico?*, in «Energia», n. 1, pp. 36-49.
- CRAMTON P., OCKENFELS A. (2011), *Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector*, 30 May, disponibile a <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>
- Department of Energy and Climate Change - DECC (2013a), *Electricity Market Reform: Consultation on Proposals for Implementation*, October.
- Department of Energy and Climate Change - DECC (2013b), *Electricity Market Reform: Capacity Market - Detailed Design Proposals*, June.
- FINON D. (2013), *Can we reconcile different Capacity Adequacy Policies with an integrated Electricity Market?*, CEEM Working Paper 2013-5, disponibile a <http://www.ceem-dauphine.org/working/en>
- FINON D., PIGNON V. (2008), *Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market* in «Utilities Policy», n. 16, pp. 143-158.
- FINON D., ROQUES F. (2013), *European Electricity Market Reforms: The "Visible Hand" of Public Coordination*, in «Economics of Energy & Environmental Policy», n. 2, pp. 107-124.
- DE PAOLI L., GULLI F. (2010), *Bilancio delle liberalizzazioni del mercato dell'elettricità e del gas in Italia: 1999-2009*, in «Economia delle fonti di energia e dell'ambiente», n. 2, pp. 5-38.
- GOLDONI G. (2012), *Le sfide della smart grid*, in «Energia», n. 4, pp. 40-54.
- GOLDONI G. (2011), *Riforme e dettagli: la de-carbonizzazione del sistema elettrico inglese*, in «Energia», n. 4, pp. 16-29.
- GOLDONI G. (2010), *La regolazione energetica in Italia: quale bilancio?*, in «Energia», n. 1, pp. 62-75.
- GOLDONI G. (2007), *Un bilancio delle liberalizzazioni dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale in Italia e in Europa*, Working Paper n. 40, Dipartimento Scienze Economiche, Università di Verona.
- JOSKOW P.L. (2008), *Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design*, in «Utilities Policy», n. 16, pp. 159-170.
- London Economics (2013), *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain - Final report for Ofgem and DECC*, July.
- National Grid (2013), *UK Future Energy Scenarios*, July.
- Ofgem (2014), *State of the Market Assessment*, 27 March.
- Ofgem (2013), *Electricity Capacity Assessment Report 2013*, 27 June.
- ROQUES F.A. (2008), *Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms*, in «Utilities Policy», n. 16, pp. 171-183.
- STAGNARO C. (2014), *Tagliare la bolletta elettrica si può*, IBL Policy Paper, febbraio.
- Which? (2013), *The imbalance of power. Wholesale costs and retail prices*, July.