



REGNO UNITO: UNA RIFORMA MOLTO LUNGA E MOLTO COMPLICATA

The article analyzes the reform of the UK electricity market started in 2013. It carefully analyzes the Contract for Difference and Capacity Market, which were adopted to promote the decarbonisation of the electrical system, so as the outcomes of their auctions. It also examines the adaptations to the Balancing Mechanism that their integration into the existing regulation imposed. The emerging picture is understandably complex but also uncertain, especially as the electricity market depends on the unpredictable dynamics of the energy and carbon markets and the changing political options of Governments.

L'articolo analizza la riforma del mercato elettrico inglese iniziata nel 2013. Il Contract for Difference e il Capacity Market, che sono stati adottati per promuovere la decarbonizzazione del sistema elettrico, e gli esiti delle rispettive aste sono esaminati accuratamente insieme agli adattamenti al Balancing Mechanism che la loro integrazione nella regolazione vigente ha imposto. Il quadro che emerge è comprensibilmente complesso ma anche incerto, soprattutto perché è molto esposto alle imprevedibili dinamiche dei mercati dell'energia e del carbonio e alle mutevoli opzioni politiche dei Governi.

Nel 2013 l'*Energy Act* ha avviato una nuova riforma del mercato elettrico inglese con un obiettivo di lungo periodo molto ambizioso: la decarbonizzazione. In questi anni le istituzioni e le regole che devono accompagnare il sistema elettrico nella transizione stanno assestandosi. Tre erano le maggiori innovazioni previste della riforma: il *Carbon Price Floor* (CPF), il *Capacity Market* (CM) e il *Contract for Difference* (CfD). Il primo doveva tracciare un sentiero di crescita del prezzo del carbonio coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione. Ma dopo pochi anni il suo livello

è stato congelato dal Governo per evitare che la forbice rispetto ai prezzi europei della CO₂ si ampliasse in modo eccessivo a danno della competitività delle imprese nazionali (1). CM e CfD sono strumenti concepiti, rispettivamente, per fronteggiare i rischi di adeguatezza della capacità disponibile e per centrare gli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili in linea con le direttive europee (2). L'articolo esamina i primi anni di applicazione di questi strumenti, gli scostamenti osservati tra i risultati attesi e gli esiti effettivi e la conseguente evoluzione della regolazione del sistema elettrico.

1. LE VECCHIE CENTRALI CHIUDONO

Il quadro di riferimento nel quale la riforma del mercato elettrico inglese sta trovando attuazione è mutato sensibilmente in pochi anni. In sintesi:

- i consumi di energia elettrica e la domanda di punta si sono contratti in media dell'1-2% annuo;
- la produzione rinnovabile, con 25 GW di nuova potenza entrata in esercizio, ha avuto una rapida crescita e copre ormai circa un quarto della domanda;
- la generazione delle centrali a carbone è stata spiazzata non solo dalle rinnovabili ma anche dal gas naturale e dalle importazioni: nel 2016 la sua quota di mercato era crollata di tre quarti rispetto al 2012;

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

– i prezzi all'ingrosso sono scesi stabilmente sotto 50 sterline/MWh;

– la volatilità dei prezzi orari, che può essere considerata un buon indicatore della richiesta di flessibilità del sistema, è aumentata: lo scarto medio tra prezzo massimo e prezzo minimo registrato in uno stesso giorno invernale, quando di norma assume valori più alti, è passato da 37,36 sterline/MWh nel 2009-2010 a 80,75 sterline/MWh nel 2015-2016 (Staffell 2017);

– da ultimo, ma non per importanza, il 31 ottobre 2016 è stato emesso da National Grid il primo *Capacity Notice Warning*, con il quale si informavano i soggetti contrattualizzati nel CM che il margine di riserva era sceso sotto il minimo stabilito di 500 MW (387 MW per la precisione) e la probabilità di una *loss of load* era balzata al 29% (Wynn e Schlissel 2017) ⁽³⁾.

L'inasprimento della normativa ambientale imposto dalle direttive europee poneva i proprietari delle centrali a carbone e a olio combustibile di fronte a decisioni vitali. Entro la fine del 2015 dovevano valutare se adeguarsi alla *Large Combustion Plant Directive* oppure chiudere, e preferirono questa seconda opzione per circa 8 GW; per le centrali rimaste in esercizio si poneva subito dopo il dilemma di come affrontare il tortuoso percorso della *Industrial Emission Directive* in vista del rispetto dei limiti imposti al 2020-2023 (Imperial College London 2014, p. 9). Tra il 2011 e il 2016, la capacità delle centrali fossili è scesa da 65 GW a 45 GW. In particolare:

«13.6 GW of coal closed between January 2013 and June 2016, either because it had opted out of the large combustion plant directive (...), or because it had become loss-making» (Staffell 2017, p. 467).

Non solo sono entrate in una spirale *loss making* ma anche il loro coefficiente medio di utilizzazione è crollato dal 70% registrato nel 2013 al 10% dell'estate 2016: «for the first time, coal has a lower capacity factor than solar» (*ibidem*) ⁽⁴⁾.

E le prospettive non sono rosee. Secondo le previsioni più aggiornate (National Grid 2016a), la scomparsa della generazione a carbone avverrà nel 2022, o al massimo nel 2024 nello scenario dove il processo di decarbonizzazione è più lento. Di recente, il Governo inglese ha descritto così lo stato delle centrali a carbone:

«the UK's remaining coal stations are 47 years old on average, and all but the three newest units at Drax are beyond their original intended design life. While stations have been upgraded and modified over time to extend life and improve efficiency (...), they are nevertheless relatively inefficient by modern standards and require continued investment» (BEIS 2016a, p. 8) ⁽⁵⁾.

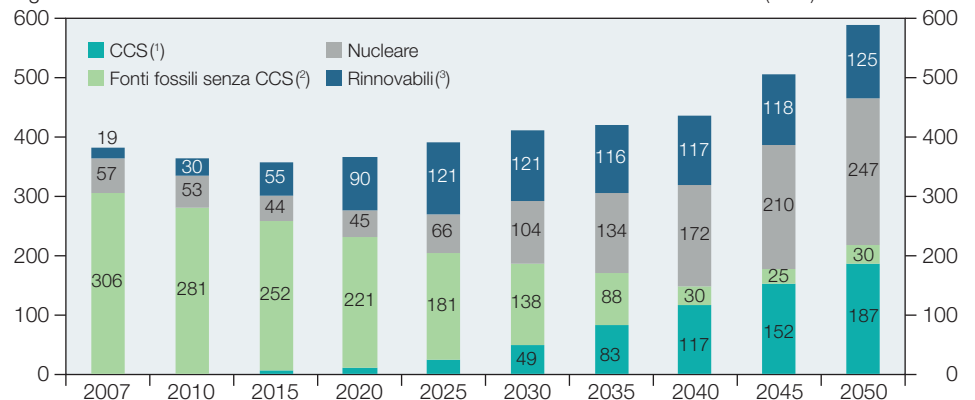
Per molte di esse la chiusura non è evitabile. Quando avviene con un preavviso molto breve può mettere a repentaglio la sicurezza delle forniture. Sono alcuni anni che il calo della capacità installata – a cui la chiusura delle centrali a carbone contribuisce assai – è più accentuato della riduzione della domanda di punta. In assenza di misure straordinarie, lo scorso inverno la *loss of load* attesa sarebbe passata da 1,6 a 8,8 ore per anno, ben oltre i limiti di sicurezza previsti (Bell e Gill 2016). Per questo motivo, negli ultimi tre anni National Grid ha potuto stipulare contratti con centrali in via di dismissione

per mantenerle a disposizione come riserva supplementare di bilanciamento. L'inverno 2016-2017 è stato però l'ultimo nel quale è stata concessa questa opzione, avendo il Governo deciso di affidarsi al CM per garantire un'adeguata disponibilità di potenza già nel 2017-2018. Wynn e Schlissel (2017) attribuiscono proprio alla riserva supplementare il merito di avere mantenuto i margini a livelli di sicurezza durante l'ultima stagione fredda. È però corretto segnalare che i costi di approvvigionamento di questa riserva erano notevolmente cresciuti. I 3,6 GW approvvigionati per lo scorso inverno hanno avuto un costo riconosciuto da Ofgem di 119,4 mil. sterline, che implica un maggior onere medio in bolletta di 1,50 sterline, circa tre-quattro volte l'onere medio dei due inverni precedenti ⁽⁶⁾. A sostegno della decisione del Governo si ricorda anche che la riserva supplementare di bilanciamento non fu mai utilizzata nei due primi anni. E in base alle informazioni in nostro possesso non lo è stata neanche nell'inverno scorso.

2. VECCHIE PROMESSE E VECCHIE PREVISIONI

La Fig. 1 mostra lo scenario di lungo periodo in cui sono rappresentate le opzioni in materia di decarbonizzazione della genera-

Fig. 1 - EVOLUZIONE DEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICA NEL REGNO UNITO (TWh)



(1) Include la generazione da fonti fossili e biomasse degli impianti che utilizzano CCS.

(2) Include le importazioni di elettricità.

(3) Include la generazione da biomassa senza CCS.

Fonte: NAO (2012), p. 14.

zione elettrica preferite dal *Department for Energy and Climate Change* (DECC, ora sostituito dal *Department for Business, Energy & Industry Strategy*, BEIS) in avvio di riforma. È molto evidente che le tecnologie sulle quali si puntava di più a partire dal 2025-2030 erano nucleare e *Carbon Capture and Storage* (CCS) (7).

Ad oggi, «the UK has 15 reactors generating about 21% of its electricity but almost half of this capacity is to be retired by 2025» (Danby 2016, p. 4), secondo una traiettoria di dismissione che accomuna i vecchi reattori nucleari alle centrali a carbone (NAO 2016a, p. 14). La riforma in atto ha inglobato l'agenda nucleare che era rimasta aperta per anni sul tavolo dei Governi inglesi consentendo ai nuovi reattori di usufruire dei CfD con i loro prezzi garantiti, al pari delle tecnologie rinnovabili meno sviluppate, senza transitare attraverso il CM, come le tecnologie più consolidate. Dopo una lunga e complessa trattativa portata avanti dal Governo Cameron, a settembre 2016 il Governo May ha firmato con Edf il primo CfD per un impianto nucleare. Si tratta della centrale di Hinkley Point C, che avrà una potenza di 3,2 GW e per la quale si prevede un costo di realizzazione di 18 mld. sterline, al netto degli oneri finanziari. L'impianto dovrebbe entrare in funzione nel 2025, coprire il 7% della domanda



prevista e avere una vita attesa di 60 anni. Lo *strike price* del CfD è stato confermato a 92,5 sterline/MWh (scenderà a 89,5 sterline se Edf realizzerà anche l'impianto di Sizewall) ed è valido per 35 anni (ivi). La definizione del prezzo è avvenuta in modo bilaterale tra il Governo inglese ed Edf, con la supervisione della Commissione europea per tutto quello che poteva toccare la materia degli aiuti di Stato. Posto che esistono altri progetti in fasi diverse di avanzamento (Danby 2016) è più che lecito chiedersi innanzitutto se, una volta scelta la soluzione CfD, non fosse il caso di utilizzare anche per questa tecnologia il meccanismo delle aste.

È per altro opinione del Governo che il contratto sia stato ben strutturato a protezione dei consumatori inglesi in quanto prevede un meccanismo di *gain-share* che riconosce loro una parte degli eventuali minori costi di costruzione e una parte del rendimento del capitale del soggetto investitore che si rivelasse superiore a quanto concordato in caso di modifica della composizione del capitale (NAO 2016a, European Commission 2014). D'altra parte, lo stesso contratto prevede aggiustamenti dello *strike price* a favore dell'investitore per quanto riguarda spese in eccesso (*opex reopener*) e modifiche del quadro normativo (*qualifying change in law reopener*) (8). Nel confronto tra tecnologie mostrato nella sintesi *Value for money* pubblicata nel sito BEIS, lo *strike price* di Hinkley Point è ancora concorrenziale rispetto a CCS ed eolico *offshore*. Si deve altresì sottolineare che le valutazioni di costo hanno avuto nel recente passato un andamento decrescente per le rinnovabili e crescente per il nucleare (NAO 2016a, Fig. 12, p. 26).

Nella complessa vicenda del CfD di Hinkley Point hanno avuto un peso enorme le previsioni dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Fino al 2014 il Governo inglese confidava sul fatto che i prezzi sarebbero cresciuti progressivamente

nel decennio successivo, in modo da rendere competitivi i nuovi impianti a bassa emissione di CO₂ che sarebbero entrati in esercizio dopo il 2025 senza necessità di incentivi, più o meno impliciti. Il quadro previsivo attuale appare molto diverso e si stima che il prezzo possa restare a lungo sui livelli attuali, compresi tra 40-50 sterline/MWh:

«current generation renewables and nuclear are therefore likely to be out of the market for a sustained period, and hence the subsidies that were supposed to wither away after 2020 are likely to be permanent» (Helm 2016, p. 196).

Ai prezzi correnti dell'energia elettrica, la stima degli oneri attesi a carico della collettività per il CfD di Hinkley Point lievita da 6 mld. sterline (ottobre 2013) a quasi 30 (marzo 2016) (NAO 2016a, p. 41). L'intera vicenda del programma nucleare del Regno Unito enfatizza un altro aspetto: l'enorme distanza tra la realtà dei fatti appena descritti e le promesse del passato. Non dovevano esserci né sussidi, né accordi negoziali; il prezzo dell'energia nucleare doveva essere competitivo a 31-44 sterline/MWh; i primi reattori dovevano entrare in funzione nel 2017 in modo da installare un parco di 12 reattori entro il 2030 (Thomas 2016b, Tab. 1, p. 423).

Il CCS era, e rimane secondo il *Committee on Climate Change*, al centro della strategia di decarbonizzazione al 2050. Al momento esistono pochi impianti in funzione nel mondo, nessuno di essi è nel Regno Unito e solo due riguardano la generazione elettrica (NAO 2017). Proprio in quest'ultimo settore il CCS potrebbe essere un'opzione decisiva per mantenere in esercizio unità termoelettriche in caso di forti aumenti del prezzo internazionale del carbonio, un'eventualità non escludibile da qui al 2050. Trattandosi di una tecnologia in fase sperimentale, il sostegno dato a progetti dimostrativi tramite il finanziamento pubblico può essere determinante. Nel 2007 il DECC avviò la prima *competition*

for financial support per selezionare iniziative su scala industriale finanziabili dal Governo. La procedura si chiuse con un nulla di fatto nel 2011, quando si era giunti alla fase del negoziato con l'unico progetto rimasto in gara (9), per problemi ritenuti insormontabili dalle parti sulla ripartizione dei costi e dei rischi, che avevano natura tecnica, in particolare nella fase di stoccaggio della CO₂, natura organizzativa-commerciale, nella costruzione della filiera industriale, e ovviamente natura economica (NAO 2012, p. 30) (10). La seconda *competition for financial support* si aprì nel 2012 per chiudersi all'inizio del 2016, quando il Tesoro britannico negò la disponibilità dei fondi previsti (circa un miliardo di sterline) per finanziare uno o entrambi i progetti ancora in lizza. A questi fondi si sarebbero poi sommati gli incentivi dei CfD per l'energia prodotta, con un costo per la collettività difficile da quantificare: una stima riferita ai due progetti parla di circa 500-600 mil. sterline/anno per i 15 anni canonici del CfD (NAO 2016b, p. 34). Nella sua analisi della questione il Tesoro sostiene che il CCS non è (ancora?) una tecnologia competitiva rispetto ad altre tecnologie *low carbon*, e che il finanziamento avrebbe comportato rischi inaccettabili per le finanze pubbliche. In attesa che il prezzo internazionale del carbonio salga, lo *strike price* ipotizzato (170 sterline/MWh) era da ritenere eccessivo per i consumatori inglesi. Inoltre, poiché i due progetti non parevano in grado di garantire una serie di repliche industriali, anche l'esborso iniziale pareva eccessivo, tanto da fare concludere il Tesoro con un laconico «there were better uses for the £1 billion» (*ivi*, p. 35).

Per un osservatore esterno è davvero difficile dire quanto abbiano pesato su queste importanti decisioni di filiera energetica maturate nel 2016 le valutazioni tecnico-economiche dei progetti e delle loro ricadute industriali e la ragion di Stato.

3. L'INCENTIVAZIONE ALLE FONTI RINNOVABILI TRA ASTE E TETTI

Anche l'incentivazione alle fonti rinnovabili è in fase di transizione, con i CfD che stanno rimpiazzando la *Renewables Obligation* (RO), mentre le *Feed-in Tariffs* (FiT) sono confermate per gli impianti di piccola taglia. In questi anni sono stati proprio RO e FiT ad alimentare l'incremento di 25 GW di potenza installata indicato in precedenza. A questo punto l'obiettivo del 30% della domanda coperto da fonti rinnovabili al 2020 può dirsi raggiunto e ampiamente superato, come emerge chiaramente dalle previsioni di DECC uscite rispettivamente a settembre 2013 e a novembre 2015 (Tab. 1).

L'incentivazione tramite CfD prevede: (a) un'asta per selezionare gli impianti che riceveranno per l'energia prodotta l'incentivo incorporato nello *strike price* determinato dall'asta stessa; (b) un vincolo di budget da rispettare, che corrisponde alla somma stanziata dall'amministrazione a favore di tecnologie rinnovabili selezionate e raggruppate in panieri *ex ante*. Preciso che partecipano all'asta impianti di taglia superiore a 5 MW

Tab. 1 - GENERAZIONE PREVISTA DEGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI NEL REGNO UNITO (TWh)

	2016	2017	2018	2019	2020
Previsioni DECC 2015	87	99	108	116	123
Previsioni DECC 2013	81	93	101	105	109
Stima Obiettivo 30%					92

Fonte: NAO (2016c), Fig. 2, p. 15.

che hanno superato la fase di pre-qualifica, la fissazione del prezzo e la selezione dei progetti si sviluppano in modo distinto per paniere tecnologico, secondo casistiche differenti. Nel caso generale e più frequente, le offerte di ciascun paniere sono ordinate per prezzo a partire dal più basso. Se tutte le offerte trovano spazio nel budget annuale stanziato per quel paniere, lo *strike price* è quello dell'offerta «marginale», salvo che quello riconosciuto a ciascun progetto non può superare il prezzo amministrativo della tecnologia che utilizza. La Tab. 2 riporta i prezzi amministrativi delle tecnologie ammesse al primo e al secondo *round* di allocazione dei CfD. Se il vincolo di budget è violato si procede attraverso iterazioni per verificare se sfruttando configurazioni di offerta «flessibili» dei progetti «marginali» sia possibile rispettare il vincolo. Se l'esito è an-

Tab. 2 - PREZZI AMMINISTRATIVI NEL PRIMO ROUND (2014-2015, 2018-2019) E NEL SECONDO ROUND (2021-2022, 2022-2023) (sterline/MWh, prezzi 2012)

Tecnologia	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2021-2022	2022-2023
Gas di discarica	55	55	55	55	55		
Gas da acque reflue	75	75	75	75	75		
Fotovoltaico (>5MW)	120	120	115	110	110		
Energia idroelettrica (>5 MW e <50MW)	100	100	100	100	100		
Energia da rifiuti (con cogenerazione)	80	80	80	80	80		
Eolico <i>onshore</i>	95	95	95	90	90		
Eolico <i>offshore</i>	155	155	150	140	140	105	100
Tecnologie di conversione avanzata (1)	155	155	150	140	140	125	115
Digestione anaerobica (> 5 MW)(1)	150	150	150	140	140	140	135
Biomassa con cogenerazione	125	125	125	125	125	115	115
Moto ondoso	305	305	305	305	305	310	300
Flusso di marea	305	305	305	305	305	300	295
Geotermia (1)	145	145	145	140	140	140	140
Conversione di biomasse (2)	105	105	105	105	105		

(1) Con o senza cogenerazione.

(2) Unica tecnologia inclusa nel pot 3 per la quale non fu stanziato budget.

Fonti: comunicati DECC del 2 ottobre 2014 e del 27 gennaio 2015 e BEIS del 13 marzo 2017 (reperibili al sito www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference).

cora negativo i progetti sono esclusi (AURES 2016).

La prima procedura iniziò a fine 2014 e terminò a febbraio 2015. Il budget annuo di 325 milioni (in sterline 2011-2012) fu ripartito in quote da 65 e 260 milioni tra i due panieri, che raggruppavano tecnologie a stadio di evoluzione simile. La procedura della seconda asta, che è iniziata in aprile 2017 e non si è ancora conclusa, ha un budget annuo di 290 mil. sterline da assegnare a impianti che rientrano in un unico paniere: «less established technology».

Le valutazioni positive espresse dopo il primo *round* sono state molto condizionate dal confronto con i prezzi dei CfD assegnati in via negoziale solo pochi mesi prima con una decisione politica fondata su motivazioni non molto chiare e convincenti ⁽¹⁾. Nel maggio 2014 erano stati negoziati infatti contratti per una potenza di 4,5 GW nettamente superiore rispetto a quella messa all'asta dieci mesi dopo (2,14 GW). Secondo l'unica comparazione praticabile per l'eolico *offshore*, i prezzi negoziati sono stati decisamente più alti (Tab. 3) con un extra-costi stimato di «£250-£310 million per year for 15 years, equivalent to a 1% increase in retail prices» (CMA 2016b, p. 248) e di entità comparabile ai budget stanziati per i due successivi *round* di assegnazione dei CfD.

Esaminando più in dettaglio i risultati, e ricordando che gli impianti non sono ancora entrati in funzione, sono 25 i progetti che riceveranno gli incentivi stanziati dal 2020-2021 (Newbery 2016c, p. 1325). Nei primi tre anni per i quali era disponibile un budget, è stata però assegnata una percentuale vicina allo zero della somma a disposizione. Solo dal 2019-2020 la

Tab. 3 - **CONTRATTI PER DIFFERENZE ASSEGNATI IN VIA NEGOZIALE** (maggio 2014)
E TRAMITE ASTA (febbraio 2015)

	Negoziali				Asta			
	GW	Progetti	Strike price (sterline/MWh) ⁽¹⁾	Delivery year	GW	Progetti	Strike price (sterline/MWh) ⁽²⁾	Delivery year
Eolico <i>offshore</i>	3,18	5	144-154	2017-2021	1,16	2	114 - 120	2017-2019
Eolico <i>onshore</i>					0,75	15	79-83	2016-2019
Conversione di biomassa	1,07	2	103-108	2015-2016				
Cogenerazione da biomassa	0,30	1	129	2018				
Cogenerazione da rifiuti					0,10	2	80	2018-2019
Generazione da rifiuti con TCA ⁽³⁾					0,06	3	114-120	2017-2019
Fotovoltaico ⁽⁴⁾					0,07	5	50-79	2015-2017

⁽¹⁾ Prezzi 2013-2014.

⁽²⁾ Prezzi 2012.

⁽³⁾ Tecnologie di conversione avanzata.

⁽⁴⁾ Dopo l'assegnazione i due progetti selezionati con *strike price* a 50 sterline/MWh hanno rinunciato alla firma del CfD. Un altro progetto non ha rispettato i termini previsti per l'ultimazione. I rimanenti due progetti hanno uno *strike price* di 79,22 sterline/MWh.

Fonte NAO (2016a) Fig. 10, p. 23.

percentuale si avvicina al 90%. Lo scarso successo iniziale è dipeso da un concorso di cause. La tempistica, differenziata per tecnologie, del pensionamento di RO ha certamente influito sulla partecipazione nei primi anni. L'inclusione di eolico *onshore* e fotovoltaico nello stesso paniere «established» ha messo le due tecnologie in concorrenza diretta, con il risultato che la fonte più competitiva nel Regno Unito, l'eolico, ha in parte spiazzato e in parte falsato la partecipazione del fotovoltaico alle aste per i CfD ⁽²⁾. Con prezzi amministrativi di riferimento compresi in una forchetta tra 80 e 120 sterline/MWh, il *clearing price* di questo paniere ha finito per assestarsi sul livello più basso, che era quello degli impianti da rifiuti e che è risultato accessibile per i progetti eolici ma evidentemente troppo basso per quelli fotovoltaici. Altro insegnamento appreso dal primo *round*, l'eccessiva complessità della procedura, che ha finito per favorire «big or sophisticated players able to navigate the quite complex process» (AURES 2016, p. 23).

È probabile che dopo le prime due aste non se ne bandiscano molte altre nei prossimi anni, non tanto perché l'obiettivo del 2020 è consolidato ma soprattutto perché il tetto della spesa per incentivi è stato raggiunto. Dal 2011 vige nel Regno Unito il *Levy Control Framework* (LCF) che si applica ad alcuni oneri da recuperare nelle bollette, tra cui spiccano gli incentivi alle rinnovabili. Lo schema attuale si estende fino al 2020-2021 quando il tetto, che cresce negli anni, raggiungerà i 7,6 mld. sterline. Il LCF richiede al Ministero di controllare le previsioni di spesa e di approvare con urgenza piani di contenimento se esse sfiorano il margine di oscillazione ammesso del 20%. In caso contrario il Ministero potrebbe subire una *financial penalty* (NAO 2016c, p. 20) ⁽³⁾. Fino allo scorso anno, tetto di spesa (*cap*) e incentivi erogati (*expenditures*) sono stati allineati (Tab. 4), ma la più recente previsione «centrale» della spesa per incentivi al 2020-2021 ammonta a 8,7 mld. sterline, una cifra superiore al limite sta-

Tab. 4 - **EVOLUZIONE DEL LEVY CONTROL FRAMEWORK E DELLE SPESE CONTROLLATE** (mil. sterline)

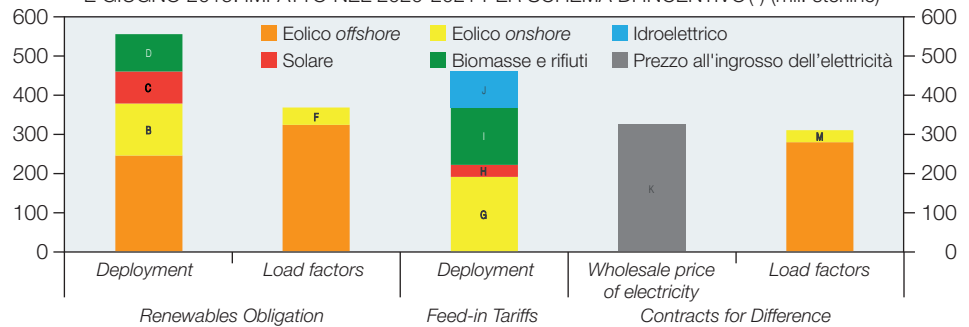
	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
<i>Caps</i>	1.844	2.352	2.884	3.560	4.300	4.900	5.600	6.450	7.000	7.600
<i>Expenditures</i>	1.610	2.375	3.030	3.565	4.260					8.700 ^(p)
RO	1.460	1.895	2.395	2.785	3.265					5.200 ^(p)
FiTs	150	480	635	775	985					1.300 ^(p)
CfD				5	10					2.200 ^(p)

Fonti: BEIS (2016b), Tab. 1, per *expenditures*; LOVELOCK (2016), Tab. 1, per *caps*; NAO (2016c), Fig. 20, p. 59, per le *expenses forecast* al 2020-2021 riportate nell'ultima colonna.

bilito e assai vicina alla massima oscillazione consentita.

Sono state accertate tre cause dell'andamento fuori controllo della spesa: (1) l'impatto sui costi dei CfD del calo dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso; (2) un aumento delle domande per RO e FiT superiore alle attese, in combinazione con (3) un rapido e significativo incremento del *load factor* per le turbine eoliche *offshore*, che ha causato un aumento della loro produzione e dei loro incentivi (BEIS 2016c, p. 5). È bene ora spiegare brevemente come funziona questo particolare tipo di CfD. Per ricevere l'incentivo gli impianti devono produrre ed essendo in regime di *self-despatch* per farlo devono trovare sul mercato un acquirente. Come è tipico dei CfD nel contratto è indicato, oltre allo *strike price*, un *reference price*. In questo caso si tratta di un *market reference price* (14), che non coincide con il prezzo di vendita dell'energia elettrica all'acquirente, ma condiziona l'entità dell'incentivo riconosciuto: pari alla differenza tra lo *strike price* definito nell'asta e il *market reference price*. Ora, il LCF si concentra sull'incentivo inglobato nel CfD, cosa che, da un lato, semplifica il controllo di spesa ma, dall'altro, lo espone alla volatilità dei prezzi all'ingrosso. Con la conseguenza, paradossale, che l'amministrazione potrebbe essere spinta a rendere disponibili più fondi per incen-

Fig. 2 - PRINCIPALI CAUSE DEI CAMBIAMENTI NELLE PREVISIONI DI SPESA DI DECC TRA GENNAIO E GIUGNO 2015: IMPATTO NEL 2020-2021 PER SCHEMA DI INCENTIVO (1) (mil. sterline)



IMPATTO SUI COSTI

Cambiamento	2020-2021(2)	Motivazione
A	250	Aumento del <i>deployment</i> atteso di eolico <i>offshore</i>
B	130	Aumento del <i>deployment</i> atteso di eolico <i>onshore</i>
C	90	Aumento del <i>deployment</i> atteso del solare
D	90	Aumento del <i>deployment</i> atteso delle tecnologie avanzate per convertire i rifiuti in energia
E	320	Aumento nei <i>load factors</i> assunti per l'eolico <i>offshore</i>
F	50	Aumento nei <i>load factors</i> assunti per l'eolico <i>onshore</i>
G	190	Aumento del <i>deployment</i> atteso di eolico <i>onshore</i>
H	40	Aumento del <i>deployment</i> atteso del solare
I	140	Aumento del <i>deployment</i> atteso della digestione anaerobica
J	100	Aumento del <i>deployment</i> atteso dell'idroelettrico
K	320	Ribasso delle previsioni di prezzo all'ingrosso dell'elettricità
L	290	Aumento dei <i>load factors</i> assunti per l'eolico <i>offshore</i>
M	20	Aumento dei <i>load factors</i> assunti per l'eolico <i>onshore</i>
Totale	2030	

(1) Si tratta di una sintesi delle principali revisioni, non di un conto preciso ed esaustivo, nelle previsioni del Dipartimento, dovute a nuove ipotesi su *deployment*, *load factors* e *wholesale prices*.

(2) I valori, espressi in milioni di sterline, sono arrotondati.

Fonte: NAO (2016c), p. 52.

tiare le fonti rinnovabili quando i prezzi all'ingrosso sono più alti e a tagliarli quando i prezzi calano. Tutto ciò, oltre a essere controintuitivo, può determinare improvvise accelerazioni e frenate nell'erogazione degli incentivi a scapito della fiducia degli investitori. Inoltre non considera che il peso in bolletta degli oneri legati ai CfD sottoscritti diventa in realtà più sostenibile quando i prezzi all'ingrosso calano, perché quest'ultimo effetto sopravanza l'effetto dei maggiori incentivi da riconoscere ai possessori dei CfD (NAO 2016c, p. 29) (15).

L'effetto combinato dell'attuale calo dei prezzi è stato infatti stimato in una riduzione della bolletta media al 2020 di 182 sterline: 187 sterline per i minori costi dell'energia all'ingrosso e 5 sterline aggiuntive per i maggiori incentivi ai CfD. Il contributo dei prezzi all'ingrosso al balzo delle previsioni di spesa nel LCF è comunque modesto al confronto degli altri due fattori

chiamati in causa, come si può vedere in Fig. 2.

La componente *load factor* si riferisce alla producibilità degli impianti eolici, principalmente *offshore*, che è stata per lungo tempo sottostimata: nel 2013 il *load factor* preso a riferimento nei conteggi dell'amministrazione inglese era di circa il 38-39%, nel 2015 era balzato al 50% (ivi, p. 54). Le previsioni aggiornate ai progressi tecnologici e dimensionali delle turbine eoliche implicano una maggior spesa al 2020-2021 di 690 mil. sterline, circa un terzo dell'incremento totale. La valutazione prudenziale del *deployment* atteso (16) spiega la metà della maggior spesa ed è conseguenza dell'elevato *attrition rate* (o tasso di abbandono dei progetti, variabile a seconda delle tecnologie) che era applicato dall'amministrazione ai progetti di impianti a fonti rinnovabili nelle diverse fasi: in costruzione, autorizzato, in attesa di autorizzazione. I valori ripor-



Tab. 5 - ESEMPIO DI STIMA DELLA POTENZA RITENUTA REALIZZABILE DALL'AMMINISTRAZIONE (MW)

	Operational	Under construction	Awaiting construction with or without planning consent	Total capacity operational or in the planning pipeline	Deployment in 2020: EMR delivery plan December 2013 ⁽¹⁾
Eolico onshore	7.406	1.539	11.658	20.603	11.700 - 14.100
Eolico offshore	3.969	1.401	16.490	21.860	8.100 - 15.000
Biomasse	3.136	268	2.516	5.919	2.500 - 4.600
Totale	14.511	3.208	30.664	48.381	22.300 - 33.700 ⁽²⁾

(¹) EMR: *Electricity Market Reform*. Include la microgenerazione.

(²) Il *deployment* atteso nello scenario di riferimento era di 25.600 MW.

tati nelle ultime due colonne della Tab. 5 aiutano a inquadrare l'incidenza dell'*attrition rate*. I dati rispecchiano le ipotesi utilizzate nel 2013 per effettuare una stima della potenza realisticamente disponibile al 2020.

L'analisi delle cause che hanno gonfiato la spesa tendenziale fornisce spiegazioni illuminanti delle ragioni che portano le amministrazioni a commettere errori di previsione e, soprattutto, a perseverare nei loro errori. Sebbene i rischi fossero stati individuati in uno stadio precoce, passò circa un anno e mezzo prima che fossero affrontati. «So the simple question is: why the time lag?» (BEIS 2016c, p. 6). All'origine vi sarebbe il maggior peso che, all'interno delle amministrazioni, le ipotesi su cui si fondano le previsioni mantengono a lungo rispetto all'evoluzione reale delle cose. Gli elementi a cui si attribuisce questo *ratcheting effect* sono i seguenti:

(a) le ipotesi di fondo sono elaborate da funzionari di medio livello, e non sono pienamente comprese nelle loro dinamiche dai dirigenti responsabili di controllare questi schemi: ai dirigenti manca così la sensibilità per cogliere con prontezza i segnali di rischio; di converso, i dirigenti non sempre trasferiscono ai funzionari le informazioni «riservate» di cui vengono in possesso, per cui le assunzioni non sono sempre basate sulle migliori conoscenze in possesso degli uffici; la propensione a restare ancorati alle ipotesi iniziali è rafforzata dalla tendenza ad affidarsi allo stesso gruppo di consulenti esterni;

(b) nelle amministrazioni è molto frequente pensare che il raggiungimento degli obiettivi dipende «by delivery of each section's individ-

ual goals», senza curarsi troppo delle compatibilità e della coerenza complessiva;

(c) per dare più certezze agli investitori la cornice legale di questi schemi è poco flessibile ad adattarsi alle circostanze in evoluzione, in più spesso manca la volontà politica di intervenire su schemi di successo anche quando, come è accaduto con RO e FiT, l'aumento delle richieste porta a superare il budget di spesa complessivo (*ivi*, pp. 6-7) (¹⁷).

Il modo con il quale il Governo sta gestendo il LCF ha effetti sulla credibilità degli impegni assunti agli occhi degli investitori, che stanno esprimendo preoccupazione per l'instabilità e per l'imprevedibilità del quadro politico e regolatorio, aggravate da una scarsa trasparenza del processo decisionale (Lockwood 2016, The Energy and Climate Change Committee 2016). In questo clima è ovviamente più difficile progettare investimenti di lungo periodo, considerato che:

«a policy “cliff-edge” in 2020, does not provide sufficient visibility about the size of the future Levy Control Framework (LCF) budget or what will happen to the Carbon Price Floor. This is a problem when projects can take five years or longer to go from conception to completion» (The Energy and Climate Change Committee 2016, p. 4).

4. L'IDENTITÀ DEL CAPACITY MARKET

In un mercato dell'energia quale si sta configurando nel Regno Unito, con prezzi in calo e altamente volatili, il CM era ritenuto il pezzo centrale della riforma in quanto il supporto di un mercato della capa-

city può essere determinante per attrarre investimenti e garantire nel tempo la continuità e l'affidabilità delle forniture. Un punto che appariva di grande rilevanza durante la progettazione del CM era il limite massimo da porre alle offerte, che sembrava giusto collegare al costo di un nuovo entrante in modo da stimolare la partecipazione al CM e creare i presupposti per la realizzazione di nuova potenza, senza esporre i consumatori a costi eccessivi (Goldoni 2014). Fin dalla prima *auction* ci si è accorti che quel punto non era così importante. Nelle tre aste T-4 svolte (il 4 si riferisce al numero di anni che separano il momento T dell'asta dal *delivery year*), il *capacity payment* annuale, che corrisponde al *clearing price* fissato dall'asta, ha oscillato intorno alle 20 sterline/kW (Tab. 6), un livello molto inferiore alle attese e pari a circa il 40% del «net Cost of New Entry of £49/kWyr» (Newbery 2016b, p. 10).

Di conseguenza, la nuova potenza che si è aggiudicata il *capacity payment* per i 15 anni previsti è stata molto poca (Fig. 3). Tra questa troviamo solo tre centrali a ciclo combinato, una delle quali ha da poco dovuto rinunciare al contratto con il CM dato anche il «modest penalty for non-delivery (£38 million on an £800 m project)» (*ibidem*) (¹⁸).

Tab. 6 - ESITI DELLE PRIME TRE ASTE T-4

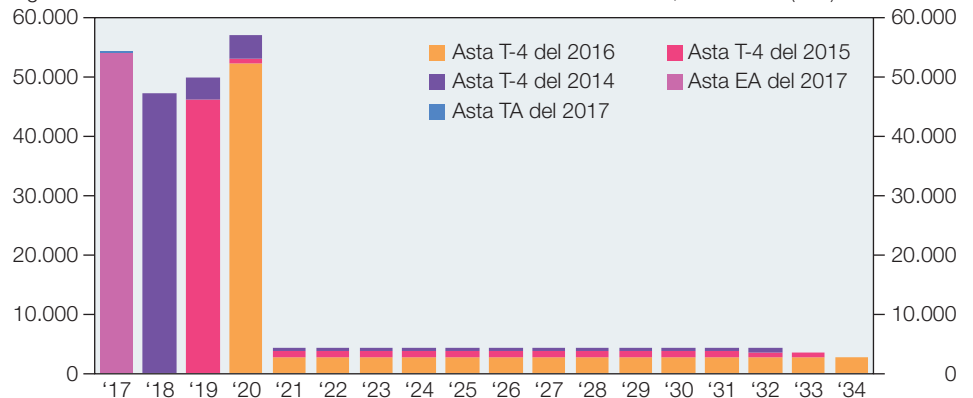
Asta	Potenza assegnata (GW)	Clearing price (sterl./kW/anno)	Total Capacity payments in first delivery year
dic. 2014	49,3	19,4	1 mld. sterline ca. nel 2018-2019
dic. 2015	46,4	18,0	830 mil. sterline ca. nel 2019-2020
dic. 2016	52,4	22,5	1,2 mld. sterline ca. nel 2020-2021

Fonti: CMA 2016b, KPMG (2016), Ofgem (2017e).

Sono state, invece, numerose le nuove centrali diesel di piccola taglia a vincere contratti nelle prime aste, sfruttando un insieme di circostanze a loro favorevoli⁽¹⁹⁾. Ci si chiede a questo punto se il CM possa davvero incoraggiare la costruzione di centrali a ciclo combinato per sostituire le centrali nucleari e a carbone che stanno chiudendo (KPMG 2016), e se sia effettivamente in grado di garantire la disponibilità della capacità nel *delivery year* (Orme 2016, p. 17). In effetti, con la partecipazione massiccia al CM delle centrali in esercizio il meccanismo è apparso snaturato. Doveva essere uno strumento per rivelare il costo di nuova capacità di base da inserire nel processo di transizione, si è trasformato in un sistema per assegnare un premio annuale (per il primo anno di *delivery* previsto dall'asta) a impianti che sarebbero rimasti comunque in esercizio e per i quali costituisce più un *windfall payment* che un *capacity payment* (ivi, p. 18). Nell'ultima asta si sono tuttavia notate alcune tendenze positive, seppure per volumi marginali: sono stati assegnati contratti per 500 MW a nuove batterie per stoccaggio, e soprattutto la *Demand Side Response* (DSR) con 1,4 GW di contratti ha avuto una crescita di otto volte rispetto alla prima asta T-4 (KPMG 2016).

In questi anni si sono svolti altri due tipi di aste «provvisorie» per la disponibilità di capacità. L'*Early Auction* (EA), che ha anticipato al prossimo inverno gli effetti del CM sui margini di riserva, e i *Transitional Arrangements* (TA), che sono stati pensati per preparare la partecipazione alle aste T-4 di capacità flessibile, in particolare stoccaggi e DSR. Nella EA il target di potenza per il prossimo inverno indicato da National Grid era di 53,8 GW ma il prezzo di 6,95 sterline/kW è stato talmente basso – e molto inferiore alle previsioni e alle attese (Ofgem 2017e, p. 21) – da consentire di portare la capacità «vincitrice» a 54,43 GW. Essendo un'asta nella quale si aggiudicavano solo contratti annuali, la nuova potenza vincitrice è

Fig. 3 - CAPACITÀ CONTRATTUALIZZATA NEL CM PER DELIVERY YEAR, 2017-2034 (MW)



Fonte: National Grid (2017), p. 6.

stata ovviamente inferiore rispetto alle aste T-4. E i commenti hanno, altrettanto ovviamente, sottolineato il fatto che i *capacity payment* sono andati quasi esclusivamente a centrali esistenti per le quali rappresentano un bonus che costerà ai consumatori – si stima – 378 mil. sterline, una cifra molto superiore ai costi sostenuti per l'approvvigionamento della riserva supplementare di bilanciamento. Pare, tuttavia, che per alcune centrali a ciclo combinato anche questo modesto bonus stia diventando un'entrata rilevante per restare in esercizio⁽²⁰⁾.

La prima TA *auction* ha assegnato contratti per 803 MW a un prezzo (27,50 sterline/kW) più alto delle attese, che erano di un prezzo inferiore a 10 sterline/kW⁽²¹⁾. Le analisi dei risultati (BEIS 2017) portano a stimare che solo il 19% della capacità selezionata fosse in realtà *demand turn down* (riduzione o spostamento temporanei dei carichi), mentre le centrali diesel coprivano circa il 55% della capacità selezionata. Non vi era dunque evidenza che la TA *auction* incoraggiasse, come si sarebbe voluto, la partecipazione degli stoccaggi e soprattutto di una vera DSR. I soggetti già impegnati a fornire quest'ultimo servizio a National Grid affermavano, infatti, di farlo al massimo delle loro potenzialità operative. I soggetti non ancora coinvolti esprimevano timori in merito alle possibili conseguenze sul loro *core business*, dato che ritenevano molto più impegnativo

spegnere a comando impianti e attrezzature piuttosto che avviarle. Il tutto in un ambiente assai poco informato delle opportunità offerte alla domanda dalle varie *capacity auction* (ivi, p. 49). La seconda TA *auction*, che si è svolta nel marzo 2017, è stata riservata a *demand turn down* e stoccaggi per evitare il loro spiazzamento da parte di piccole centrali diesel o a gas naturale. Essa ha dato risultati attesi: un prezzo, più alto, di 45 sterline/kW e una capacità vincitrice, inferiore, di 313 MW. Da segnalare ancora una volta la partecipazione estremamente ridotta in termini di potenza offerta (388 MW), di numero di offerte prequalificate (41) e di soggetti partecipanti (10) (Ofgem 2017e).

Vista la crescente incertezza sulla reale disponibilità della capacità selezionata attraverso le aste, la regolazione del CM si è nuovamente interessata alle penalità previste per chi non rispetta gli impegni assunti. DECC aveva inizialmente proposto di applicare penalità molto elevate in caso di indisponibilità della potenza contrattualizzata nei momenti di *system stress*. Durante la consultazione DECC si convinse che queste penalità sarebbero state eccessive e sarebbero alla fine ricadute sui consumatori. Ne è scaturito il sistema attuale di penalità, con le conseguenti incertezze sulla disponibilità della potenza⁽²²⁾. Di fronte all'evidenza che «there have been instances wherein capacity providers have viewed their obliga-

tions as low-cost options and contemplated renegeing on their commitments» (DECC 2016, p. 7), nel 2016 DECC ha avviato una nuova consultazione che si è chiusa con la decisione di aumentare le garanzie finanziarie che i partecipanti devono depositare prima dell'asta e di inasprire le penalità (23).

Le attuali condizioni del mercato elettrico hanno spinto il CM in una direzione imprevista. D'altra parte, in qualsiasi settore prezzi bassi e domanda in calo difficilmente attraggono nuova offerta. A questo si è aggiunto il fatto che molta nuova potenza decarbonizzata sta entrando grazie ai CfD, quel che certamente condiziona in modo negativo i *business plan* dei progetti che potrebbero partecipare alle aste. In questa fase il CM ha dunque assunto un orizzonte di breve periodo, nel quale l'adeguatezza della potenza disponibile a scadenze ravvicinate è garantita nei termini più convenienti dalle centrali esistenti e nel quale si sta tentando, con successo limitato, di aumentare la quota di partecipazione di nuovi strumenti flessibili, come batterie e domanda, che potrebbero diventare sempre più utili con l'aumento della produzione dalle fonti rinnovabili intermittenti.

5. GLI ADATTAMENTI DEL MECCANISMO DI BILANCIAMENTO

Prima di analizzare la sua evoluzione è bene ricordare come funziona il *Balancing Mechanism* (BM). Si parte dalle posizioni fisiche che i soggetti obbligati a partecipare al BM come produttori (immissioni) e fornitori (prelievi) dichiarano un'ora prima del *settlement period* (24) all'operatore di sistema, che è National Grid (Fig. 4).

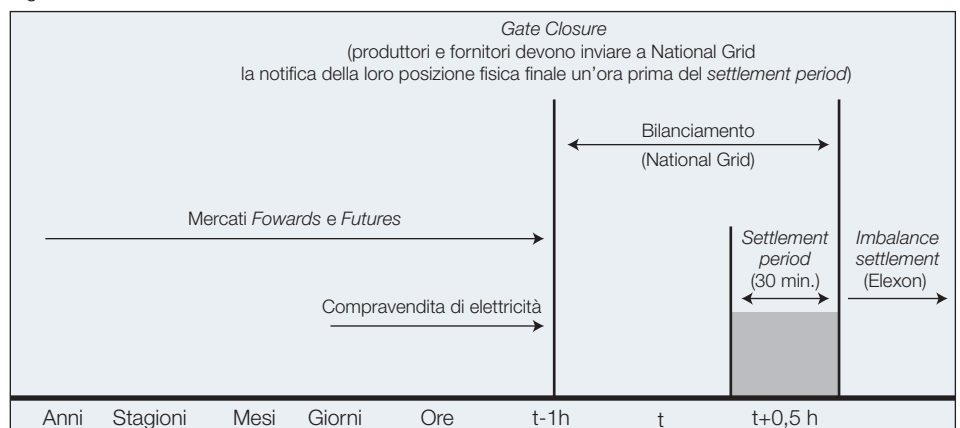
Ovviamente, prima della notifica delle posizioni fisiche produttori e fornitori avranno stipulato contratti di vendita e di acquisto (25). Al *gate closure* essi comunicano a Elexon, la sussidiaria di National Grid incaricata di seguire le proce-

dure del BM, la loro posizione contrattuale per il *settlement period*. Nel frattempo National Grid confronta le sue previsioni di domanda con i dati fisici notificati. A questo punto è in grado di prevedere il probabile segno dello sbilanciamento di sistema e le azioni di bilanciamento da effettuare, che selezionerà tra quelle che produttori e fornitori hanno inserito nelle notifiche fisiche, distinte in *offer* e *bid*: la prima è la proposta di un'azione di aumento della produzione o di riduzione della domanda, mentre la seconda è la proposta di un'azione di riduzione di produzione o di aumento di domanda. Durante il *settlement period* le cose possono andare diversamente da quanto è stato notificato per varie ragioni: previsioni errate dei fornitori dei loro fabbisogni; problemi alle unità di generazione che impediscono di produrre i volumi dichiarati; problemi sulla rete di trasmissione (Elexon 2015, p. 2). Accade quindi di regola che i volumi misurati dall'operatore di sistema alla fine del periodo non corrispondano ai volumi indicati nei contratti (che includono *offer* e *bid* accettate nel BM), lasciando trader, produttori e fornitori in posizioni sbilanciate (ivi, p. 3 e p. 7). Il processo di *cash out* curato da Elexon serve a determinare il volume degli sbilanciamenti individuali con il loro segno rispetto a quello di sistema, e, dopo avere elaborato i prezzi delle azioni di bilanciamento accettate dall'o-

peratore di sistema, ad applicare le pertinenti *imbalance charges*.

Fino al 2015 il BM prevedeva due prezzi per il *cash out*, il *System Buy Price* e il *System Sell Price*. Quando le immissioni misurate erano (e sono) inferiori ai prelievi richiesti, il sistema nel suo complesso era (è) *short* e il prezzo delle azioni di bilanciamento effettuate per riequilibrare il sistema definiva il *System Buy Price* applicato a tutti i soggetti che vi contribuivano con la loro posizione contrattuale. Quest'ultimo era sistematicamente maggiore del *market price* in modo da penalizzare chi non aveva raggiunto una posizione bilanciata sul mercato. La condizione opposta di sistema *long* si verificava (e si verifica) quando produttori e fornitori hanno dichiarato impegni a immettere più energia elettrica di quanto è richiesto dal sistema costringendo l'operatore di sistema ad accettare azioni di segno opposto: aumentare la domanda o ridurre la produzione. Ai soggetti che contribuivano al surplus di sistema era pagato un *System Sell Price* che era sistematicamente inferiore al *market price* per ragioni simmetriche a quelle appena descritte. È importante fare notare che il prezzo applicato ai soggetti che si trovavano ad avere uno sbilanciamento di segno opposto a quello del sistema era il *prevailing market price* (26). Questo non li penalizzava per il fatto di non avere trovato *ex ante* e sul mercato una posizione bilanciata

Fig. 4 - FUNZIONAMENTO DEL BILANCIAMENTO



Fonte: NAO (2014a), p. 13.

(NAO 2014a, p. 17), ma neanche li premiava per il loro contributo più o meno «involontario» al bilanciamento di sistema.

Da novembre 2015 agli sbilanciamenti individuali si applica un prezzo unico, calcolato sui 50 MWh marginali di azioni di bilanciamento, e non più 500 MWh. Le modifiche derivano da una *code review* del BM che Ofgem avviò nell'agosto del 2012. Mantenendo fermo il presupposto che il compito dei prezzi di *cash out* è spingere produttori, fornitori e trader a essere bilanciati, il prezzo unico appariva *more cost-reflective* dei due prezzi all'epoca in vigore. Contestuale all'adozione del prezzo unico è l'assorbimento in esso del *reverse price*, ovvero del prezzo di mercato applicato agli sbilanci individuali di segno opposto a quello di sistema. Era proprio il *reverse price* a essere ritenuto responsabile di dare un incentivo eccessivo al bilanciamento, in quanto specificamente concepito perché gli sbilanciamenti di segno opposto a quello di sistema non portassero benefici rispetto al *trading intraday* (27), e non per riconoscere i vantaggi in termini di costo portati all'operatore di sistema e, in ultima istanza, ai consumatori (Ofgem 2014, p. 27).

Come si diceva, la *code review* ha anche ridotto i volumi delle *most costly actions* considerate nel calcolo del *cash out price* da 500 MWh a 1 MWh (28), con uno step intermedio ora in vigore a 50 MWh, e ha anche cambiato i criteri di determinazione del prezzo applicato alla riserva che National Grid può utilizzare per azioni di bilanciamento. Tutto questo con lo scopo dichiarato di rendere i prezzi del *cash out* più segnaletici dell'esiguità dei margini di riserva disponibili nei momenti di *system stress*. Quando la probabilità della *loss of load* aumenta, *bid* e *offer* nel BM possono non essere più disponibili e sufficienti, allora l'operatore del sistema:

«can call on a range of increasingly expensive options: asking generators to

temporarily exceed rated capacity; invoking “new balancing services”; cutting interconnector exports to zero, requesting imports; reducing voltage (“brown outs”), before finally resorting to selective disconnections» (Newbery 2016a, p. 406).

La riforma si riferisce, in particolare, alla *Short Term Operating Reserve* (STOR) che interviene nel BM quando i margini disponibili sono esigui. Con le novità introdotte il suo utilizzo non avviene più in base ai costi «contrattuali» (29), ma al suo valore per il sistema dal lato della domanda, che definisce il *Reserve Scarcity Pricing* ed è calcolato come il prodotto tra il *Value of Lost Load* (VOLL) e la *Loss of Load Probability* (LOLP) (Ofgem 2014, p. 23 e p. 26). Se il concetto può essere condivisibile, sono i valori da assegnare a VOLL, e anche a LOLP, che prestano il fianco a critiche (30). Secondo l'analisi delle serie storiche il *Reserve Scarcity Pricing* non sarebbe stato necessario nella stragrande maggioranza dei casi salvo far crescere in modo esponenziale i prezzi del bilanciamento nei periodi con margini esigui «where Demand Control is very likely» (31) (*ivi*, p. 26). In questo modo, stando a Ofgem, si sarebbe corretta una situazione nella quale il mercato non mostrava di apprezzare in misura adeguata la flessibilità e quindi non dava sufficienti incentivi a mettere a disposizione le risorse in grado di offrirla «such as flexible generation, demand response services and storage» (32) (*ivi*, p. 4).

Nei primi mesi di applicazione della riforma, grazie anche a un inverno mite che aveva aiutato a mantenere margini adeguati, si sono registrati prezzi medi del bilanciamento in calo con un incremento della loro volatilità e della frequenza di *spikes*, in linea con le dinamiche del mercato all'ingrosso (Tab. 7).

Il numero di periodi con prezzi superiori a 100 sterline/MWh è cresciuto nel 2015-2016 a 751 contro 48 dell'anno precedente. La frequenza dei periodi detti «estremi»,

Tab. 7 - EVOLUZIONE DEL SYSTEM PRICE NEL BM (sterline/MWh)

Anno	Prezzo min.	Prezzo max.	Prezzo medio	Deviazione standard
2012-2013	10,60	239,79	50,61	13,63
2013-2014	5,44	266,11	42,57	11,44
2014-2015	-39,96	248,65	41,11	10,74
2015-2016	-100,00	1.528,72	39,09	46,00

Fonte: Elexon (2017), p. 20.

con prezzi superiori a 100 sterline/MWh o negativi, si è collocata intorno al 5%, contro lo 0,3% nel 2014-2015, un livello probabilmente sufficiente ad alzare il grado di attenzione dei partecipanti per la loro posizione fisica ma forse non ancora in grado di suscitare investimenti in flessibilità (33). I partecipanti al BM hanno anche visto allargarsi il *range* dei prezzi giornalieri applicati ai loro volumi di sbilanciamento. Ci sono stati ben 163 giorni in cui la forchetta dei prezzi è stata maggiore di 100 sterline/MWh, contro i sette del 2014-2015. I volumi stessi sono stati i più alti degli ultimi quattro anni sia in valore assoluto sia in rapporto alla domanda. Posto che, come atteso, il segno degli sbilanciamenti è stato in prevalenza *long* (69% dei periodi), l'incremento dei volumi non ha determinato un aumento degli oneri a carico dei partecipanti al BM in quanto è stato più che compensato dal fatto che con il nuovo *single price* i prezzi da pagare nello scenario *long* sono più bassi di prima (Elexon 2017).

I cambiamenti in atto hanno spinto alcuni partecipanti al BM a chiedere una modifica del termine per la notifica dei volumi contrattuali, che è stata di recente accolta con data di implementazione 2 novembre 2017 (Ofgem 2017a). Attualmente, la notifica contrattuale avviene al *gate closure* come la notifica fisica, lasciando i partecipanti al BM molto esposti agli eventi estremi, di scarsità o di eccesso di offerta, e ai conseguenti prezzi, molto alti o negativi. Con la proposta di modifica si è voluto estendere la possibilità di *trading* fino alla pubblicazione di un prezzo indicativo di bilanciamento (proposta originaria) o almeno ad un momento

in cui sia possibile prevedere più accuratamente quali saranno il segno del *Net Imbalance Volume* e le azioni marginali dell'operatore di sistema (Elexon 2016a) ⁽³⁴⁾.

6. GLI ADATTAMENTI TARIFFARI

Esiste un'altra importante tipologia di azioni di bilanciamento effettuate da National Grid, che sono chiamate azioni di *system imbalance* e sono eseguite principalmente per contrastare gli effetti di congestioni sulla rete di trasmissione a livello locale o regionale (NAO 2014a). Secondo i dati pubblicati mensilmente da National Grid ⁽³⁵⁾, mentre la sommatoria dei costi delle azioni di *energy imbalance* dà importi minimi, anche perché le posizioni individuali tendono a compensarsi, stanno crescendo, insieme alla generazione intermittente e distribuita, la frequenza dei vincoli di rete e i costi causati dalle conseguenti azioni di *system imbalance* ⁽³⁶⁾. La crescita delle fonti intermittenti sta mettendo a prova il BM per almeno due ragioni: è più difficile prevedere la produzione di «small-scale wind farms and solar photovoltaics, which is “embedded” within local distribution networks» (*ivi*, p. 26), e quindi la *net demand* del fornitore interessato ai fini del bilanciamento del sistema. Ma, soprattutto, la crescita delle fonti intermittenti sta aggravando il problema dei vincoli di rete con i relativi costi sostenuti dall'operatore del sistema per risolverli, che si aggirano da qualche anno intorno ai 300 mil. sterline (*ivi*, p. 21). È risaputo che gli impianti a costo variabile nullo cercano di funzionare ogniqualvolta le condizioni meteorologiche lo consentono. Poiché oltre al prezzo di mercato ricevono quasi sempre incentivi legati alla loro generazione, la spinta a produrre tende a permanere anche se vi è un eccesso di offerta che porta a prezzi di mercato negativi. Se l'operatore di sistema per eliminare una congestione deve obbligatoriamente ridurre le immissioni di

questi produttori, essi cercheranno di recuperare i mancati ricavi attraverso le offerte nel BM. Quando sono poche le opzioni a disposizione per rimuovere un vincolo National Grid può essere costretta ad accettare «relatively high bids from renewable generators» (*ivi*, p. 26) ⁽³⁷⁾. Questi comportamenti sono anche facilitati dal fatto che la componente tariffaria con la quale si recuperano questi costi (*Balancing Services Use of System Charges*) è stata sempre considerata da Ofgem come una *residual charge* e, in quanto tale, non ha una struttura orientata ai costi (di bilanciamento) causati dai comportamenti di chi usa la rete. Ofgem non esclude un cambiamento per rendere queste tariffe più *cost-reflective* rispetto a un utilizzo incrementale della rete, sia da parte dei generatori sia da parte della domanda, in grado di orientare «where they locate, the voltage they connect at and when they use the network» ⁽³⁸⁾ (Ofgem 2017c, p. 20).

Sono in via di attuazione importanti correzioni tariffarie che riguardano gli impianti di taglia inferiore a 100 MW connessi alla rete di distribuzione, che starebbero cumulando benefici «non dovuti» per un ammontare che è oggi stimato a 350 mil. sterline all'anno, ma che potrebbe crescere a 650 nel 2020-2021. Memori di un'epoca nella quale prevalevano le centrali di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione nazionale, attualmente questi impianti oltre a non pagare le tariffe di trasmissione sono trattati come «domanda negativa» dai fornitori per l'aiuto che danno a ridurre i prelievi ai *Grid Supply Point* (GSP) facendo coincidere la loro produzione con i periodi *triad* presi a riferimento dalla metodologia tariffaria. Ofgem è intenzionata a tagliare, in modo drastico e in tempi rapidi, questi benefici allineandoli ai costi evitati di potenziamento al GSP. Gli attuali benefici sono causa di inefficienze nei mercati (Ofgem 2017b, p. 14). Per produrre nei periodi *triad* questi impianti entrano in funzione *out*

of merit, distorcendo verso il basso i prezzi all'ingrosso nei momenti di punta ⁽³⁹⁾. Della distorsione provocata nel CM si è detto in precedenza, con i nuovi investimenti che si concentrano in modo inaspettato su certe tipologie di impianto (centrali diesel di piccola taglia) a certi livelli di connessione «despite it possibly not being the most efficient place to locate» (*ibidem*).

Vi sono, infine, inconvenienti suscitati dalla struttura *entry-exit* delle tariffe di trasmissione nazionale che è stata costruita con riferimento ai costi di connessione di nuove centrali. Queste tariffe, in combinazione con il CM, inviano adesso segnali confusi alle centrali esistenti. Dopo la prima asta si sono verificate situazioni nelle quali una centrale, per garantire la disponibilità di potenza nei momenti di *system stress*, riceveva un *capacity payment* inferiore alla tariffa di trasmissione che la stessa potenza doveva pagare, dando evidentemente segnali confusi sulla convenienza a restare in funzione (Newbery 2016b, p. 11).

7. CONCLUSIONI

La riforma del mercato elettrico inglese è nata nel segno di un trilemma: decarbonizzazione, sicurezza delle forniture e accessibilità del servizio. Essendo evidente che nel trilemma si annidano *trade-off*, e poiché la decarbonizzazione è l'unico obiettivo inserito in una legge ⁽⁴⁰⁾, la lettura prevalente che è data del trilemma è che la decarbonizzazione non deve arrecare pregiudizio alla sicurezza e all'accessibilità ⁽⁴¹⁾. Anche gli strumenti messi in campo dalla riforma sono in qualche modo caratterizzati dal trilemma. *Contract for Difference* e *Carbon Price Floor* sono mirati alla decarbonizzazione, *Capacity Market* alla sicurezza delle forniture e *Levy Control Framework* all'accessibilità del servizio. Esaminati uno per volta, il loro funzionamento non ha sollevato problemi particolarmente seri. Quello che è mancato

è il coordinamento tra strumenti, e tra strumenti e obiettivi, in un quadro politico coerente. Soprattutto le decisioni in merito alle opzioni tecnologiche e ai relativi oneri sono state altalenanti e confuse. È stato dato il via libera al nucleare, o meglio all'impianto di Hinkley Point, mentre si congelava il CPF e il *Carbon Capture and Storage*; è stato concesso all'eolico *offshore* un accesso anticipato e preferenziale ai CfD, mentre l'attenzione verso le ricadute di questa decisione sul LCF è stata tardiva. L'indeterminatezza degli indirizzi politici inserita nell'attuale contesto di mercato sta deteriorando pesantemente la fiducia degli investitori. Non stupisce, quindi, che il CM stia soprattutto aiutando la sopravvivenza delle centrali esistenti senza attrarre grandi investimenti in capacità di base. Chi ha ottenuto contratti per realizzare nuova capacità flessibile ha in realtà approfittato di incongruenze nel quadro regolatorio per le quali si sta procedendo ad adattamenti nel *Balancing Mechanism* e nelle tariffe di rete.

Le tensioni intorno agli obiettivi di sicurezza e accessibilità sono state allentate dai mutamenti nello scenario di breve periodo relativi ai prezzi all'ingrosso, ai consumi e alla domanda di punta. Le fonti rinnovabili, che sono l'emblema della decarbonizzazione, hanno raggiunto una quota di generazione del 25% (anno 2016) e sono proiettate verso l'obiettivo del 30% al 2020. Al momento il BM regge bene l'impatto della maggior imprevedibilità del mix di generazione, ma le fonti propriamente intermittenti non arrivano al 60% della produzione rinnovabile, equivalente a meno del 15% del totale. Difficile dire cosa accadrà già nel 2022 quando dovrebbero entrare in servizio altri 6-8 GW di nuova potenza eolica incentivata. Anche perché le opzioni di flessibilità innovative non si sono dimostrate all'altezza delle aspettative. Lo stoccaggio elettrico è nel mezzo di una complessa evoluzione tecnologica e industriale di cui non si intravede

l'approdo, non essendo trainata dai prezzi, troppo bassi quelli attuali, e non essendo guidata dalla regolazione, confusa e in alcuni casi apparentemente penalizzante. La domanda sembra in generale poco informata delle opportunità esistenti per valorizzare la sua flessibilità. Chi ne è a conoscenza appare comunque restio a prestare servizi di *Demand Side Response* anche sul CM, dove pure sono stati fatti sforzi notevoli da parte del regolatore per stimolare una maggiore partecipazione⁽⁴²⁾. Ammettere al BM la domanda diffusa è molto problematico sotto il profilo tecnico, poiché le azioni di bilanciamento sul lato della domanda sono più difficili da gestire per l'operatore di sistema: di solito le modalità disponibili sono *on* e *off*, quindi per ottenere gradienti a salire e scendere andrebbero spenti e accesi selettivamente singoli punti di prelievo⁽⁴³⁾. Iniziano, infine, a emergere dubbi sull'effettiva possibilità che la domanda diffusa partecipi attivamente anche ai mercati infragiornalieri sfruttando il binomio *smart grid* e *dynamic pricing*⁽⁴⁴⁾. Non si è poi realizzata un'altra fondamentale assunzione del Governo, ovvero che i prezzi del petrolio sarebbero saliti contribuendo a rendere auto-convenienti le rinnovabili nel percorso di transizione alla decarbonizzazione. I prezzi sono scesi ed è invece aumentata la complessità dei meccanismi utilizzati per «orientare» le scelte, insieme all'asimmetria informativa



e al peso delle lobby. Helm (2015) ha avanzato una proposta semplificatrice che prevede di bandire una sola asta per tutta (o quasi) la potenza necessaria attraverso una procedura che dovrebbe svolgersi in due tempi. In una prima fase occorre garantire una capacità *firm* adeguata in termini di sicurezza. Successivamente occorre verificare la compatibilità dei risultati della prima fase con gli obiettivi di emissione di CO₂ basandosi su un prezzo del carbonio. Due sarebbero, secondo Helm, gli effetti principali della proposta. Dato che la potenza intermittente per partecipare alla prima parte della procedura dovrebbe approvvigionarsi *ex ante* di servizi di flessibilità, nascerebbe un mercato secondario per l'offerta di questi servizi. In secondo luogo, si riconoscerebbe che il *carbon price* resta la soluzione migliore per raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione ovviamente, e non è cosa di poco conto, se «credibly set and adjusted to meet the target» (Helm 2015, p. 6)⁽⁴⁵⁾.

Al termine di questa analisi dello stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico inglese, buttare un'occhiata alle previsioni di lungo periodo di National Grid riserva una sorpresa: il contributo delle interconnessioni alla decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale dovrebbe avere nei prossimi anni un peso rilevante. L'enorme sviluppo atteso delle interconnessioni è coerente con i programmi dell'Unione Europea e si sposa con una riforma tariffaria approvata da Ofgem nel 2014 che ha ridotto il rischio di investimento in queste infrastrutture. Nei due scenari, *gone green* e *consumer power*, dove la decarbonizzazione procede più speditamente, la capacità di interconnessione passerebbe dagli attuali 4 a oltre 23 GW al 2030, con una partecipazione alla copertura della domanda di picco che salirebbe da 1,8 a 5-7 GW. I flussi verso il Regno Unito potrebbero raddoppiare e anche triplicare, e nello scenario *gone green* il sistema elettrico inglese potrebbe addirittura diven-

tare esportatore netto a partire dal 2035 (Tab. 8).

Sia come sia, l'unico progetto di interconnessione che ha presentato un'offerta all'ultima asta del CM non ha ottenuto un contratto. E in futuro i flussi effettivi delle interconnessioni e il loro reale apporto alla sicurezza dipenderanno da regole e condizioni dei mercati limitrofi oggi assolutamente imprevedibili, tanto più con il Regno Unito che si appresta ad uscire dall'Unione Europea (Zorzoli 2016) ⁽⁴⁶⁾.

Se guardiamo al futuro, il cammino della decarbonizzazione resta lungo su un percorso ancora da tracciare. Volgendo lo sguardo al passato, è inevitabile osservare che gli strumenti adottati per la decarbonizzazione del mercato elettrico appaiono poco compatibili con quelli utilizzati negli anni 1990 per aprire il mercato (all'ingrosso) alla

Tab. 8 - EVOLUZIONE DEL MIX DELLA GENERAZIONE ELETTRICA AL 2030 NEI 4 SCENARI CONSIDERATI DA NATIONAL GRID (TWh)

	Gone Green			Slow Progression		No Progression		Consumer Power	
	2015	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Stoccaggi	2,7	4,9	7,2	3,0	3,3	2,9	3,2	3,7	7,9
Biomasse	16,4	19,9	12,2	18,0	13,2	18,4	11,8	17,3	4,0
CCS	0,0	0,0	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CHP	26,2	31,2	26,4	31,2	24	31,2	33,3	33,3	33,6
Gas	89,9	32,2	26,7	42,8	31,5	91,6	84,1	36,9	22,4
Carbone	57,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucleare	61,9	21,2	61,2	24,8	34,2	30,8	7,9	23,8	35,3
Eolico offshore	16,7	82,3	110,9	64,6	83,3	45,1	66,0	57,8	74,1
Eolico onshore	20,1	38,7	33,9	36,3	32,6	29	28,4	33,9	24,2
Fotovoltaico	10,0	23,6	31,5	19,7	25,6	14,9	15,4	26	34,8
Idroelettrico	4,7	5,3	5,6	4,9	5,1	4,8	4,8	5,4	5,7
Altre rinnovabili	10,3	16,8	19,8	13,8	15,0	13,0	13,9	18,4	23
Moto ondoso	0,0	1,7	5,4	0,9	1,8	0,0	0,1	1,1	1,5
Interconnessioni	24,0	72,2	51,5	71,5	67,4	52,4	64,8	82,8	90,5
Totale	340,7	350,1	401,2	331,0	337,1	335,0	333,9	340,7	357,2
Carbon Intensity (gCO ₂ /KWh)	290	56	37	105	80	160	153	97	71

Fonte: National Grid (2016a).

concorrenza e all'efficienza. D'altra parte è risaputo che la decarbonizzazione non è attualmente la soluzione di mercato più efficiente. E forse non lo sarà mai. Questo richiede ad altri strumenti della re-

golazione di adattarsi. Esigendo, a maggior ragione, un coordinamento tra strumenti che finora è stato carente.

Verona, 31 Luglio 2017

NOTE

⁽¹⁾ «The government has capped the carbon price support at £18 per tonne of CO₂ until 2020/2021 and further announcements will be made on the trajectory beyond 2021 in the 2016 Autumn Statement» (BEIS 2016a, p. 30). Cosa che, da un lato, non ha scongiurato la chiusura delle centrali a carbone e, dall'altro, ha certamente influito sul blocco dello sviluppo di progetti di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.

⁽²⁾ Nel giugno 2016 la maggioranza del popolo inglese ha approvato il referendum sull'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea. Non è chiaro quanto durerà il negoziato, come si svolgerà il processo di uscita e quale sorte attende quelle direttive europee che hanno contribuito a modellare la riforma del sistema elettrico inglese, in particolare, in materia ambientale e sulle fonti rinnovabili.

⁽³⁾ Alla fine quel giorno non si verificò un vero e proprio *stress event* ma i prezzi di mercato e di bilanciamento reagirono vistosamente. «The Market Index Price (...) rose from its usual level of around £50/MWh to a high that day of £792.21/MWh. The Balancing Mechanism system price (...) rose even higher to £1,116.68/MWh» (Bell e Gill 2016).

⁽⁴⁾ In queste condizioni di mercato lo spettro *loss making* incombe anche su altre tipologie di centrali: «the government recently estimated that a CCGT power plant built in 2020 would cost £66/MWh of electricity generated, rising to £100/MWh for plants built in 2030. These estimates assume a very bullish 93% load factor. Given recent wholesale power prices of around £40/MWh, and actual load factors of 30-50%, we can see how new CCGT power plants will struggle to make money» (Wynn e Schlissel 2017, p. 16). Per una rassegna completa delle stime di costo più recenti si rimanda

a: www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf

⁽⁵⁾ A luglio 2016 erano in funzione 8 centrali a carbone, incluse le unità disponibili come riserva, per 13,9 GW di potenza. Solo una di esse avrebbe le carte in regola con la *Industrial Emission Directive* per prolungare il suo esercizio oltre il 2023, altre 6 sono entrate nel *Transitional National Plan* e dovrebbero fermarsi nel 2020 (BEIS 2016a).

⁽⁶⁾ Meno di un terzo della potenza contrattualizzata nell'inverno 2016-2017 proveniva da (due) centrali a carbone, quasi tutto il resto erano cicli combinati con qualche MW di turbogas. Nel 2014-2015, National Grid aveva contrattualizzato 1,6 GW di riserva supplementare di bilanciamento sostenendo un costo di circa 31,3 mil. sterline (equivalente a 0,4 sterline per cliente). L'anno dopo la riserva supplementare era di 2,4 GW per un costo totale pressoché identico di 31,1 mil. sterline (Ofgem 2016 e Ofgem 2017d).

⁽⁷⁾ Per una ricostruzione degli obiettivi e dei problemi ritenuti più importanti e delicati negli anni in cui si procedeva al varo della riforma si rimanda a Goldoni (2011).

⁽⁸⁾ Il contratto, che consta di ben 451 pagine, può essere scaricato a questo link www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/556763/1_-_Contract_for_Difference__redacted_.pdf

⁽⁹⁾ Nella prima *competition* il progetto selezionato interessava un gruppo da 330 MW presso una centrale a carbone esistente. I due progetti scelti nella seconda *competition* riguardavano una centrale a ciclo combinato esistente da 400 MW e una centrale a carbone da 448 MW all'avanguardia tecnologica, definita come «ultra-supercritical oxy-fuel coal-fired power plant».

⁽¹⁰⁾ È interessante apprendere dalla ricostruzione che segue come il CPF sia stato uno dei fattori a determinare la rottura del negoziato. «On 30 March 2011, the Treasury published detailed proposals for a carbon price floor, effective from 1 April 2013, which would impose a minimum charge on power stations emitting carbon dioxide. Although the section of the plant fitted with carbon capture for the demonstration project would receive relief from the charge, the carbon price floor would increase the cost of operating the rest of the Longannet power station. ScottishPower considered that this raised a risk that it would not recoup the investment required to guarantee the operation of its power station for the duration of the demonstration project» (NAO 2012, p. 32).

⁽¹¹⁾ «In March 2013, DECC launched this scheme to award an early form of CfDs to renewable generation projects with the intention of avoiding investment delays during the transition to the enduring CfD regime» (CMA 2016b, p. 13).

⁽¹²⁾ In generale: «few solar projects appear to have even bid. This may be due to solar developers choosing to finish RO projects before their cut off, focusing on the non-CfD sub 5MW projects to avoid the cost/risk of an auction» (AURES 2016, p. 23). Sono stati proprio due progetti fotovoltaici a fissare il *clearing price* per il 2015-2016 a 50 sterline/MWh, contro un prezzo amministrativo di 120 sterline/MWh. L'anomalia del prezzo fu confermata dal fatto che i contratti non furono in seguito registrati. I criteri di fissazione di un prezzo unico per paniere avranno fatto pensare strategicamente che ci sarebbe stato almeno un altro progetto nel paniere a presentare un'offerta più alta che avrebbe fissato lo *strike price* a livelli accettabili anche per i due progetti fotovoltaici. Le penalità modeste in caso di *non delivery* (esclusione per 13 mesi dalle aste per CfD: un periodo di tempo minore dell'intervallo effettivo tra i primi *round*) devono aver convinto che la strategia di offerta a prezzi molto bassi era percorribile.

⁽¹³⁾ «The original document that established the Framework states that HM Treasury will need to be satisfied that there is a robust, agreed plan in place to bring costs under the cap, even where forecasts remain within the headroom, although this plan may involve costs exceeding the cap on a temporary basis. The accompanying "questions and answers" document emphasises that there is some flexibility around the control limits (...) taking into account the impact on energy bills and progress towards our targets» (NAO 2016c, p. 20). «(...) The underlying threat is that the excess will be taken out of DECC's departmental budget» (Lockwood 2016, p. 196).

⁽¹⁴⁾ L'ente incaricato calcola due indici di prezzo: *baseload* e *intermittent* per impianti eolici e fotovoltaici. Il primo indice utilizza prezzi *forward* stagionali, ponderati per i volumi scambiati, ricevuti dalla piattaforma LEBA, ed è pubblicato in aprile e ottobre di ogni anno. Gli ultimi prezzi sono: Summer 2016: 34,85 sterline/MWh; Winter 2016: 43,67 sterline/MWh; Summer 2017: 43,52 sterline/MWh. Il secondo indice è calcolato con prezzi giornalieri forniti da EPEX SPOT e N2EX per ogni ora del giorno (www.emr-settlement.co.uk/publications/settlement-data/).

⁽¹⁵⁾ «At the time EMR (*n.d.a.: Electricity Market Reform*) was under consultation, gas prices were high and so were electricity prices, leaving the gap between the strike prices for the CfDs and the wholesale price modest. As gas prices fell, so the gap and support cost rose, and breached the Levy Control Framework. This is clearly counter-productive, for just as the cost to consumers falls and their ability to support the long-term investment for future decarbonisation increases, so that investment is put at risk» (Newbery 2016b, p. 11).

⁽¹⁶⁾ «Deployment assumptions can be split into two categories: project start dates and capacity levels. There are particular uncer-

tainties around the deployment of the RO and FiTs, both of which are demand-led schemes which are sensitive to the prevailing economic climate, changes in the costs of technologies and reactions of the public and developers to proposed policy changes» (BEIS 2016b, p. 9).

⁽¹⁷⁾ «The problems associated with demand led schemes such as RO and FiT was appreciated as early as the autumn of 2013, with action taken aimed at reducing spending from the end of 2013 onwards; that of the shift in wholesale prices began to be discussed in the autumn of 2014, although the decision to move away from the central set of assumptions was not taken until April 2015; and the emergence of the unexpected sharp rise in load factors did not come on the agenda until the start of that year» (BEIS 2016c, p. 4). Già nel 2015, «a number of changes were made, including a large and sudden reduction in support for solar PV and the bringing forward of removal of some technologies from support schemes, that have had a significant impact on investor confidence» (Lockwood 2016, p. 194). La riduzione delle tariffe per il fotovoltaico nello schema FiT è stata tra il 64% e l'85%, mentre nello schema RO c'erano meno spazi di manovra e di intervento (Lockwood 2016, p. 196).

⁽¹⁸⁾ Si tratta delle centrali di Trafford Power, con una potenza di 1.656 MW, King's Lynn, con potenza di 333 MW, e Carrington, con potenza di 819 MW. Quest'ultimo impianto, che è in realtà connesso dallo scorso inverno, si è in effetti aggiudicato contratti annuali nelle ultime due aste T-4 e ha anche ottenuto un contratto nella *Early Auction* (Ofgem 2017e). La centrale di Trafford Power ha invece rinunciato al contratto che si era aggiudicata nel dicembre 2014 (utilityweek.co.uk/news/trafford-power-station-renege-on-capacity-agreement/1291592#.WTE-PYVOJjo).

⁽¹⁹⁾ Solo nelle prime due aste sarebbero stati assegnati a queste centrali contratti per oltre 1.000 MW (Orme 2016, p. 19). Gli impianti sono di piccola taglia e quasi sempre connessi alla rete di distribuzione, hanno bassi costi di investimento, tempi rapidi di accensione, di avvio e di rampa, emissioni di CO2 per kWh elevate, e ridotto numero di ore di funzionamento. Una concomitanza di fattori che sono stati all'inizio sottovalutati ha aiutato il loro successo. In primo luogo, avrebbero potuto essere esclusi dal CM per una serie di motivi quali: le emissioni eccessive rispetto agli standard per i nuovi impianti, la taglia troppo ridotta, la connessione alla rete di distribuzione. In secondo luogo, il vantaggio dato da una serie di benefici tariffari e fiscali, legati proprio alla modesta dimensione e alla connessione alla rete di distribuzione, che potevano cumularsi al *capacity payment* (Orme 2016, Alridge 2015). Secondo Newbery (2016b), il fatto che questi impianti siano più inquinanti e *carbon-intensive* non è una ragione valida per opporsi. Anzi essi vantano alcune caratteristiche tecniche che li rendono una soluzione ideale per soddisfare la domanda residuale (ovvero al netto della generazione delle fonti rinnovabili) nelle poche ore dell'anno in cui i margini sono limitati. Ritiene invece corretta l'obiezione riferita agli altri benefici di cui godono questi impianti.

⁽²⁰⁾ «Perhaps the most significant news is that SSE said it is considering the future of its Peterhead gas plant, after it failed to win a contract. The plant is rated at 1180MW» (notalotofpeopleknowthat.wordpress.com/2017/02/07/capacity-market-auction-for-201718).

⁽²¹⁾ Il prezzo elevato è in parte dipeso da una scarsa affluenza alla procedura, che ha costretto BEIS a ridurre *in extremis* l'obiettivo dell'asta da 1.500 a 900 MW per il timore che l'offerta fosse troppo scarsa. Il contributo effettivo alla sicurezza del sistema per l'inverno 2016-2017 era più limitato rispetto agli 800 MW contrattualizzati nel TA, perché la maggior parte di questa potenza metteva già a disposizione di National Grid servizi di vario genere. E

il prezzo elevato della TA *auction* è in parte dipeso proprio dalle offerte a prezzi elevati da parte dei soggetti che temevano di perdere ricavi dai servizi prestati, come STOR, *triad* e altri servizi di bilanciamento, ritenuti incompatibili con il CM (BEIS 2017).

(22) «At worst, generators (...) can only ever lose their capacity payments (and their energy market revenues). In principle, if CMUs with capacity agreements cease operations and terminate their Transmission Entry Capacity (TEC) agreement, they must pay additional termination fees of £5/kW or £25/kW, depending on the reason for termination. In practice, some operators may choose to keep their TEC agreements open in order to avoid these penalties, particularly those with low or negative transmission charges. (...) In addition to the rules for existing plant, the capacity market arrangements require new plant to reach project milestones to avoid triggering termination» (NERA 2015, p. 31).

(23) Le penalità restano comunque legate al momento in cui viene dichiarata la non disponibilità rispetto al *delivery year*, essendo questo il dato che influisce maggiormente sulla potenziale gravità degli effetti per il sistema. La nuova capacità è soggetta a penalità anche se non rispetta i tempi prestabiliti di avanzamento dei lavori. In caso di violazione degli impegni assunti è inoltre applicata una sospensione di due anni dalla partecipazione alle aste del CM. Si veda anche: www.emrsettlement.co.uk/documents/2016/09/g11-termination-of-capacity-agreements.pdf

(24) In origine la notifica era stata fissata tre ore e mezza prima del *settlement period*. Essa fu spostata a un'ora prima già nel 2002, «in order to permit bilateral contracting to continue as close to real time as possible (...) and, therefore, reduce the risk of exposure to charges for being out of balance» (Ofgem 2002). Si ritiene, inoltre, che in questo modo gli impianti alimentati da fonti rinnovabili intermittenti obbligati alla notifica possano avere maggior certezza sulle condizioni meteorologiche previste nel *settlement period*.

(25) Come spiega Elexon (2015, p. 7), «electricity is usually traded a long time in advance to cover the basic minimum amount needed to match demand. This is often referred to as "baseload". This tends to be contracted for bilaterally via OTC contracts, as it is usually the same amount of electricity for each half hour, day in day out. Power exchanges tend to be used to add "shape" to the baseload volumes, i.e. "fine tuning" baseload to meet the expected demand on a specific day. Therefore this "shape" tends to be traded closer to the delivery time when the conditions at the point of delivery are better known, for example, the potential weather conditions on a day». In regime di *self-despatch* i produttori che dispongono di un ampio parco di centrali decidono l'utilizzo sulla base dei costi variabili compensando la variabilità delle unità intermittenti con aggiustamenti nella generazione degli altri impianti più flessibili. I produttori indipendenti, invece, devono cercare acquirenti, fornitori o *trader* che siano, offrendo uno sconto sul prezzo di mercato. Di solito si stipulano *power purchase agreements* in base ai quali sono gli acquirenti a farsi carico del bilanciamento per conto dei produttori indipendenti (DECC 2015, punto 8).

(26) Il *market price*, detto anche *reverse price*, «is a price (expressed in £/MWh), calculated for each Settlement Period, to reflect the price of wholesale electricity in the short term or intra-day markets. Prices and volumes for trades that occur within 12 hours of Gate Closure are submitted by the Market Index Data Provider(s) (currently APX and N2EX) and these are used to calculate the Market Index Price» (Elexon 2017, p. 7).

(27) Complessivamente, «the reforms to the imbalance price regime (...) mean that reliance on the centrally cleared Balancing Mechanism for energy will no longer be unattractive by design. This will provide a further low transaction cost option for buying or selling electricity» (CMA 2016b, p. 188).

(28) Il Professor Littlechild ha osservato che il riferimento al prezzo del singolo MWh marginale potrebbe non essere necessariamente *more marginal* perché le azioni di bilanciamento possono essere sequenziali e riflettere: «expected imbalances in periods outside the period in which the action is taken. One solution to making balancing prices more clearly reflective of incremental energy costs is to reduce the settlement period from 30 minutes to something shorter. (...) However, this design will make even worse the problem that actions taken in one period will be for purposes of balancing in another period» (CMA 2016b, p. 225).

(29) La riserva STOR contrattualizzata dall'operatore di sistema è mediamente di circa 2,2-2,3 GW (CMA 2016b, p. 221). Il contratto prevede un compenso per la disponibilità e un pagamento legato all'utilizzo a copertura dei costi operativi. Prima della *code review* i costi per la disponibilità della riserva STOR erano mediati sui periodi nei quali essa era stata storicamente utilizzata.

(30) L'obiettivo di minimizzare i costi di bilanciamento può confliggere con l'obiettivo di minimizzare i costi di sistema. Se lo sbilanciamento individuale è punito in modo eccessivo, i soggetti partecipanti al BM saranno spinti a investire in misura altrettanto eccessiva per evitare di trovarsi in una posizione sbilanciata, aumentando in questo modo i costi di sistema. Secondo l'Autorità della Concorrenza, il *Reserve Scarcity Pricing*, con il valore di VOLL fissato a 6.000 sterline/MWh, equivale a un *punitive imbalance charging* che non porta a usi e comportamenti efficienti. «If we consider a period in which a demand reduction would be attractive at the RSP-determined price but not at the short-run incremental cost of balancing, then, from the perspective of efficient resource-allocation, the DSR ought not to be used. In that sense, RSP may encourage too much DSR» (CMA 2016a, p. 23). Sullo stesso punto si veda Newbery (2016a), p. 406.

(31) Nei casi più estremi National Grid può forzare alcuni clienti a ridurre i prelievi e il prezzo del bilanciamento è fissato in via amministrativa a 6.000 sterline/MWh (CMA 2016a, p. 14). «In a future with sufficiently smart meters, consumers would be able to sign a contract with the electricity supplier stating the maximum amount they would be willing to pay for each tranche of firm power, with the smart meter disconnecting appliances at each specified price point, leaving presumably some lights and electronic equipment until last» (Newbery 2016a, pp. 403-404).

(32) All'inizio Ofgem giustificò la *code review* come strumento per aumentare gli incentivi ad investire. Il *Reserve Scarcity Pricing* è, sotto questo aspetto, un punto centrale della riforma. Con il trascorrere del tempo questo obiettivo ha perso però di importanza (CMA 2016a, pp. 27-28).

(33) Più di recente, nello scorso mese di novembre, i prezzi hanno superato per sei volte la soglia di 1.000 sterline/MWh («there were no prices over £1,000/MWh in the previous four years», Wynn e Schlissel 2017, p. 8), anche se non è mai stato necessario ricorrere ad azioni di *Demand Control* o alla riserva supplementare di bilanciamento (Elexon 2017, p. 3).

(34) Nella risposta di Ofgem si leggono tra le ragioni che hanno portato ad accogliere la richiesta il fatto che i volumi scambiabili garantivano una sufficiente liquidità al *trading* e la convinzione che «allowing parties the opportunity to submit ECVNs after Gate Closure allows greater self-balancing leading to greater efficiency in the market» (Ofgem 2017a).

(35) www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Electricity-transmission-operational-data/Report-explorer/Services-Reports/

(36) «The largest component of the BSUoS charge is the constraint costs (...). Currently, the main constraint costs are due to turning down generation in the north as the export is unable to

flow to the south of England due to the restricted capacity between England and Scotland» (Pace et al. 2016, punto 9.2.2).

(37) Elexon distingue le *bid* e *offer* accettate con le indicazioni *tagging* e *flagging*. Il *tagging* contraddistingue azioni senza effetti fisici di sistema significativi. I prezzi e i volumi delle azioni contrassegnate da *tagging* sono completamente rimossi ai fini della determinazione delle *imbalance charges*. Il *flagging* identifica sia azioni decise per esigenze di bilanciamento a livello locale (*SO Flagging*) sia azioni decise per correggere aumenti o riduzioni di brevissimo termine lato produzione e lato domanda (*CADL Flagging*). Elexon minimizza l'impatto sulle *imbalance charges* delle potenziali *system balancing actions* identificate con il *flagging* eliminando dai conteggi tutte le azioni *flagged* più costose di qualunque azione *unflagged* (Elexon 2016b).

(38) Le *Balancing Services Use of System Charges* sono applicate con una tariffa *flat* unitaria per mezz'ora. Attualmente i costi relativi a questa tariffa sono socializzati mentre hanno spesso una natura locale, soprattutto per quanto riguarda le congestioni di rete e le perdite (Pace et al. 2016, p. 54).

(39) L'intervento proposto potrebbe disincentivare in modo eccessivo la produzione di questi impianti in concomitanza con i periodi *triad* (si tenga presente che National Grid stima in 7,5 GW la potenza di questi impianti che entra in funzione nei periodi di picco).

(40) «The Climate Change Act 2008 mandates the reduction of carbon emissions. This, witnesses considered, gave decarbonisation a different status from issues of affordability and security of supply. Decarbonisation is the only objective which has the backing of a statutory target» (House of Lords 2017, p. 36).

(41) L'accessibilità non riguarda solo il livello medio dei prezzi e delle bollette ma anche, e forse soprattutto, la redistribuzione degli oneri tra clienti: «for instance, poorer customers may bear a disproportionate share of overall higher costs. This may happen if only richer, better informed customers with the financial resources to invest in distributed generation, storage or demand response can offer flexible services to the electricity system. Then this is unlikely to be politically acceptable especially as the size of such impacts becomes larger» (Pollitt e Anaya 2016, p. 74).

(42) «While the clearing price of the TA is higher than the T-4 auction, it could be partially explained by the commercial barriers that turn-down DSR faces and the low liquidity in the auction. We have seen successful DSR in the 2016 T-4 Auction clearing at a lower price (1.4GW at £22.50) than the 2017 TA, which implies that some DSR, particularly behind the meter generation DSR, is able to compete in the market-wide auctions» (Ofgem 2017e, p. 28).

(43) Un'altra prova di queste difficoltà tecniche ed economiche è la decisione di National Grid di non approvvigionarsi di servizi dalla domanda come riserva di bilanciamento nell'inverno 2016-2017 (National Grid 2016b).

(44) «If prices were to move in response to instantaneous system conditions, then it would be potentially profitable to have the capability to respond on the appropriate time scale. In practice, market designs vary in their granularity, with the most flexible having 5 minute settlement periods (Australia). (...) Increasing granularity improves the accuracy of the temporal pattern of price signals to guide the choice of flexibility, but runs up against the practical constraint that the system state requires a finite amount of time to re-estimate, probably of the order of minutes, while the transaction costs of dealing at high frequency make very short-term markets illiquid» (Newbery 2016a, p. 403).

(45) La proposta di Helm è stata ripresa in un recente documento della House of Lords con qualche significativa modifica e dimenticanza. Al posto del mercato secondario dei servizi di flessibilità compare: «an appropriate levy on intermittent generators (...) to reflect the cost of back-up generation». C'è il livello desiderato di emissioni ma manca un dettaglio fondamentale per Helm: il prezzo del carbonio (House of Lords 2017, p. 46).

(46) «National Grid, in written evidence, pointed out that the current interconnector arrangements rely on the European Union's Internal Energy Market. National Grid considered that alternative arrangements would need to be negotiated when the UK leaves the European Union. National Grid expressed concern that these methods were "unlikely to be as effective or efficient" as the developing Internal Energy Market, presumably this would also be the case for other countries» (House of Lords 2017, p. 24).

BIBLIOGRAFIA

- ALDRIDGE J. (2015), *Mad Maths How New Diesel Generators Are Securing Excessive Returns At Billpayers' Expense*, IPPR Briefing, December.
- AURES (2016), *Auctions for Renewable Energy Support in the United Kingdom: Instruments and lessons learnt*, Report D4.1-UK, March.
- BELL K. e GILL S. (2016), *Security of Supply in the British Electricity System*, November (www.strath.ac.uk/research/international-publicpolicyinstitute/ourblog/november2016/securityofsupply-inthebritishelectricitysystem).
- Competition and Markets Authority - CMA (2016a), *Appendix 5.1: Wholesale electricity market rules*.
- Competition and Markets Authority - CMA (2016b), *Energy market investigation, Final Report*.
- DANBY G. (2016), *New nuclear power*, Briefing Paper n. CBP7705, 15 September, House of Commons Library.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy - BEIS (2016a), *Coal Generation in Great Britain - The pathway to a low-carbon future: consultation document*, November.
- Department for Business, Energy & Industry Strategy - BEIS (2016b), *Consumer-Funded Policies Report Actual and projected expenditure of BEIS' consumer funded energy policies for recent financial years*, November.
- Department for Business, Energy & Industry Strategy - BEIS (2016c), *Management Of The Levy Control Framework: Lessons Learned Report (2015)*, November.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy - BEIS (2017), *Evaluation Of The Transitional Arrangements Phase 1 - Main Report*, February.
- Department for Energy and Climate Change - DECC (2015), *United Kingdom Response to Commission Consultation - Energy Market Design*, October.

- Department for Energy and Climate Change - DECC (2016), *Capacity Market. Government Response to the March 2016 consultation on further reforms to the Capacity Market*.
- Elexon (2015), *The Electricity Trading Arrangements – A Beginner's Guide*, 5 November.
- Elexon (2016a), *Assessment procedure consultation 19 September 2016*, Version 1.0.
- Elexon (2016b), *Imbalance Pricing Guidance – A guide to electricity imbalance pricing in Great Britain*, October.
- Elexon (2017), *Post Implementation Review of P305*.
- European Commission (2014), *Commission Decision of 08.10.2014 on the aid measure SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) which the United Kingdom is planning to implement for Support to the Hinkley Point C Nuclear Power Station*.
- GOLDONI G. (1995), *Il regolatore nel Paese della concorrenza*, in «Energia», n. 2, pp. 14-30.
- GOLDONI G. (2000), *Un'introduzione al nuovo mercato elettrico inglese*, in «Energia», n. 4, pp. 32-45.
- GOLDONI G. (2011), *Riforme e dettagli: la de-carbonizzazione del mercato elettrico inglese*, in «Energia», n. 4, pp. 16-29.
- GOLDONI G. (2014), *I mercati della capacità tra teoria economica e prassi regolatoria*, in «Energia», n. 2, pp. 28-37.
- GREEN R. e STAFFELL I. (2016), *Electricity in Europe: exiting fossil fuels?*, in «Oxford Review of Economic Policy», vol. 32, n. 2, pp. 282-303.
- HELM D. (2015), *Reforming the FiTs and capacity mechanisms: the 2-stage capacity auction*, Energy Futures Network Paper n. 14, September.
- HELM D. (2016), *The future of fossil fuels – is it the end?*, in «Oxford Review of Economic Policy», vol. 32, n. 2, pp. 191-205.
- House of Lords - Select Committee on Economic Affairs (2017), *The Price of Power: Reforming the Electricity Market, 2nd Report of Session 2016-17*, HL Paper 113, February.
- Imperial College London (2014), *Could retaining old coal lead to a policy own goal?*, ICEPT Research Report Centre for Energy Policy and Technology, October.
- KPMG (2016), *2016 Capacity market auction – Dawn of a new electricity market?*
- LCP Insight Clarity Advice - Frontier Economics (2015), *What next for UK auctions of renewable Contracts for Difference?*, March.
- LOCKWOOD M. (2016), *The UK's Levy Control Framework for renewable electricity support: Effects and significance*, in «Energy Policy», vol. 97, pp. 193-201.
- National Audit Office - NAO (2012), *Carbon capture and storage: Lessons from the competition for the first UK demonstration*, March.
- National Audit Office - NAO (2013), *The Levy Control Framework*, November.
- National Audit Office - NAO (2014a), *Electricity Balancing Services*, May.
- National Audit Office - NAO (2014b), *Early contracts for renewable electricity*, June.
- National Audit Office - NAO (2016a), *Nuclear power in the UK*, July.
- National Audit Office - NAO (2016b), *Sustainability in the spending review*, July.
- National Audit Office - NAO (2016c), *Controlling the consumer-funded costs of energy policies: The Levy Control Framework*, October.
- National Audit Office - NAO (2017), *Carbon capture and storage: the second competition for government support*, January.
- National Grid (2016a), *Future Energy Scenarios*, July.
- National Grid (2016b), *Decision on DSBR Procurement for 2016/17*, Letter, August.
- National Grid (2017), *Provisional Auction Results - TA Capacity Market Auction for 2017/18*.
- Nera (2015), *Paying Peanuts: Will the British Capacity Market Deliver Security of Supply?*, Nera White Paper, October.
- NEWBERY D. (2016a), *Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors*, in «Energy Policy», vol. 94, pp. 401-410.
- NEWBERY D. (2016b), *Questioning the EU Target Electricity Model – how should it be adapted to deliver the Trilemma?*, EPRG Working Paper 1617, Cambridge Working Paper 1634.
- NEWBERY D. (2016c), *Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform*, in «Applied Energy», vol. 179, pp. 1321-1330.
- Ofgem (2002), *Factsheet New Electricity Trading Arrangements (Neta) One Year Review*, 24 July.
- Ofgem (2014), *Electricity Balancing Significant Code Review – Final Policy Decision*, May.
- Ofgem (2016), *Decision on the costs incurred by National Grid Electricity Transmission plc associated with the procurement, testing and utilisation of the Supplemental Balancing Reserve and Demand Side Balancing Reserve for Winter 2015/16*, Letter, July.
- Ofgem (2017a), *Balancing and Settlement Code (BSC) P342: Change to Gate Closure for Energy Contract Volume Notifications (P342)*, February.
- Ofgem (2017b), *Minded to decision and draft Impact Assessment of industry's proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators*, March.
- Ofgem (2017c), *Targeted Charging Review: a consultation*, March.
- Ofgem (2017d), *Decision on the costs incurred by National Grid Electricity Transmission plc associated with the procurement and testing of the Supplemental Balancing Reserve and Demand Side Balancing Reserve for Winter 2016/17*, Letter, April.
- Ofgem (2017e), *Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017*, June.
- ORME B. (2016), *Incapacitated: Why the capacity market for electricity generation is not working, and how to reform it*, IPPR Report, March.
- PAGE A., LORD J., EDWARDS T. e DAVISON J. (2016), *A Review of the Embedded Benefits accruing to Distribution Connected Generation in GB*, Cornwall Energy per Ade - The Association For Decentralized Energy, May.
- POLLITT M.G. e ANAYA K.L. (2016), *Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York*, in «The Energy Journal», vol. 37, pp. 69-88.
- STAFFELL I. (2017), *Measuring the progress and impacts of decarbonising British electricity*, in «Energy Policy», vol. 102, pp. 463-475.
- The Energy and Climate Change Committee (2016), *Investor confidence in the UK energy sector, Third Report of Session 2015-16 Report*, House of Commons, February.
- THOMAS S. (2016a), *Regno Unito: forti dubbi su Hinkley Point (e non solo)*, in «Energia», n. 2, pp. 36-41.
- THOMAS S. (2016b), *The Hinkley Point decision: An analysis of the policy process*, in «Energy Policy», vol. 96, pp. 421-431.
- WYNN G. e SCHLISSEL D. (2017), *Electricity Grid Transition in the U.K.*, The Institute for Energy Economics and Financial Analysis, March.
- ZORZOLI G.B. (2016), *Verso un mercato unico? Un caleidoscopio di mercati*, in «Energia», n. 2, pp. 4-10.