



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

N° 20-06

2020

Energy transition in the United Kingdom for sources and smart grids

Jesús Botero, Juan Camilo Arbelaez,
John García Rendón.

Transición energética en Reino Unido para la integración de fuentes no convencionales de energía y redes inteligentes¹

Energy transition in the United Kingdom for the integration of non-conventional energy sources and smart grids

Jesús Botero García²

Juan Camilo Arbelaez³

John García Rendón⁴

Resumen

Este paper describe la transición energética que ha tenido el Reino Unido para alcanzar una generación mediante energías renovables del 25% en 2016 y reducir las emisiones per cápita de CO₂, las cuales pasaron de 10.744.1 kg CO₂/pc en 1990 a 6.560.2 en 2016. Pero al mismo tiempo estudios empiezan a evidenciar que a pesar de que la reforma de este mercado eléctrico ha dado un gran paso hacia adelante, aún enfrenta serios desafíos debido a la reducción de los mecanismos de apoyo de la energía renovable y a la inestabilidad política que ha tenido esta economía y, por tanto, los inversionistas han optado por concentrarse en la gestión de sus activos existentes en lugar de planear un mayor crecimiento.

Abstract

This paper describes the UK's energy transition to achieve 25% renewable energy generation by 2016 and reduce per capita CO₂ emissions from 10,744.1 kg CO₂/pc in 1990 to 6,560.2 in 2016. But at the same time, studies are beginning to show that although the reform of the electricity market in the United Kingdom has taken a big step forward, it still faces serious challenges due to the reduction of support mechanisms for renewable energy and the political instability that this economy has had, and, therefore, investors have chosen to concentrate on managing their existing assets rather than planning for further growth.

Palabras clave: Mercado eléctrico en Reino Unido, FNCE, CO₂, Transición energética.

Key Words: Electricity market in U. K; NCRE; CO₂; Energy transition.

JEL Classificaion: D47; L11; L51; L78.

¹ Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: "Política, regulación y mercados", con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez, Juan Camilo Arbeláez y Silvia Chaparro a una versión preliminar y a la Alex Pérez por la corrección de estilo realizada por.

² Consultor, Docente Universidad EAFIT. Correo electrónico: jbotero@eafit.edu.co

³ Investigador, XM Expertos en Mercados S.A. Correo electrónico: jarbelaez@XM.com.co

⁴ Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; Dirección: Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

1. Generalidades del país y de la industria: tipo de gobierno, población, recursos naturales, matriz energética país

El Reino Unido está conformado por cuatro naciones: Inglaterra, Escocia, Gales e Irlanda del Norte. Es una monarquía parlamentaria, gobernada por un sistema parlamentario conformado por dos cámaras legislativas. El poder ejecutivo es ejercido por el Primer Ministro, que es nombrado por las Cámaras legislativas. Cuenta aproximadamente con 66.5 millones de habitantes. El mercado eléctrico está conformado por dos grandes sistemas: Inglaterra y Gales, de una parte; y Escocia de otra. La Gran Bretaña ha sido uno de los modelos por excelencia de funcionamiento del sector eléctrico. Lideró los procesos de privatización y segmentación de la industria eléctrica en la década de los noventa⁵, fue modelo también de cambios profundos en el sistema en la primera década del siglo XXI, y el Reforma al sector eléctrico de 2013 (EMR) sigue siendo un referente para el desarrollo del sector.

La composición actual de la capacidad eléctrica instalada eléctrica se resumen en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Capacidad de generación eléctrica 2016.

Tipo de tecnología	GW	%
Combustibles (distintos a biomasa, principalmente fósiles)	49.686	50,9%
Nuclear	9.497	9,7%
Hidroeléctrica	4.579	4,7%
Eólica	16.217	16,6%
Solar fotovoltaica	11.899	12,2%
Residuos sólidos y biomasa	4.010	4,1%
Biogases	1.739	1,8%
Otros	13	0,0%
Total	97.640	100%

Fuente: EU Commission (2019).

2. Estructura institucional del mercado eléctrico: Regulador, planeación, operador de mercado, operador del sistema

La regulación está a cargo de OFGEM, que da soporte a la Autoridad de los Mercados de Gas y Electricidad (GEMA). El operador del sistema ha sido National Grid, que es además el propietario de la red en Inglaterra y Gales. Hay dos propietarios de red en Escocia (National Grid ESO, 2019a).

“OFGEM (dice el último reporte sobre el estado del mercado de energía, 2017) regula los mercados de gas y electricidad de Gran Bretaña, para proteger los intereses de los consumidores presentes y futuros” (OFGEM, 2017a). A través de esa regulación, pretende alcanzar cinco objetivos para los consumidores:

- Menores facturas, que lo que hubiera sido el caso en otras circunstancias.
- Daño ambiental reducido, tanto ahora como en el futuro.
- Mayor confiabilidad y seguridad.
- Mejor calidad del servicio, de manera apropiada para un servicio esencial.

⁵ Chile fue pionero, en la década de los ochenta, en el desarrollo de esos mercados.

- Beneficios para la sociedad en su conjunto, incluyendo apoyo para aquellos que tienen que esforzarse para pagar sus cuentas” (OFGEM, 2018).

A partir del informe final sobre la suministro y adquisición de energía en la Gran Bretaña, de junio de 2016, de la Autoridad de Competencia y Mercados (CMA), OFGEM ha emprendido acciones para corregir los problemas señalados en dicho informe, y que se resumen en tres grandes áreas: por el lado de la demanda, la falta de involucramiento y participación en los mercados de muchos consumidores, que hace que sus proveedores puedan cobrarles precios altos; por el lado de la oferta, tanto en el mercado mayorista como en el minorista, una combinación de regulaciones y de restricciones técnicas, que restringe la competencia; y un marco regulatorio general que dificulta el desarrollo oportuno de políticas y regulaciones que serían de interés para los consumidores (United Kingdom Government, 2019).

De acuerdo con OFGEM, las acciones emprendidas han permitido que los consumidores pueden escoger ahora entre más oferentes y más tipos de acuerdo, y que les sea más fácil escoger tarifas y proveedores. En efecto, pueden escoger entre 73 oferentes licenciados, y su tasa de cambio anual⁶ alcanzó en junio de 2018 un nivel del 18.4% en electricidad.

3. Funcionamiento del Mercado

Participantes

El mercado mayorista está moderadamente concentrado, pero el grado de concentración ha disminuido. Las ocho compañías eléctricas más grandes, proveen el 71% del volumen generado y transmitido, comparado con el 77% en 2016. El índice HHI ha caído de 1.117 en 2016 a 1.034 en 2017 (OFGEM, 2018: pág. 49). A 2018, existen 170 firmas con licencia para generar electricidad, comparados con las 149 que existían en 2016. Estas nuevas empresas usan recursos de generación renovables, en su mayoría eólicas. En el Gráfico 1, se presenta la participación en la oferta de electricidad en GB.

⁶ El porcentaje de consumidores que cambia de proveedor en un año.

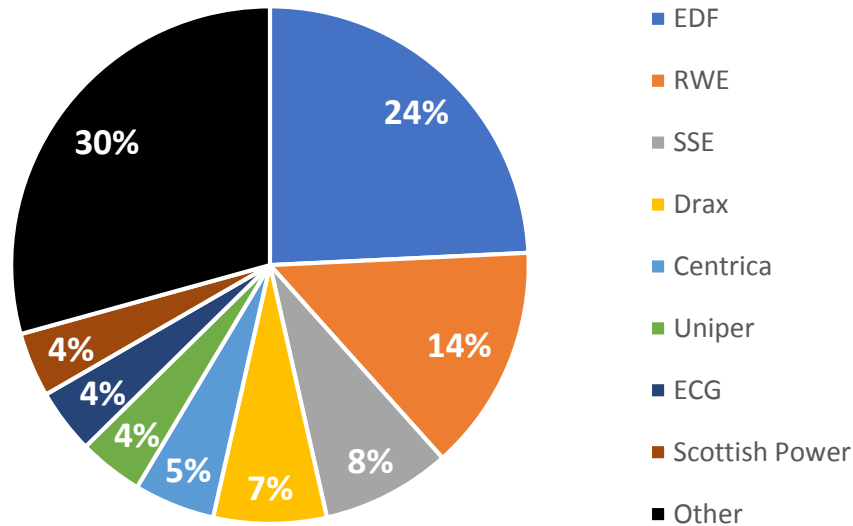


Gráfico 1. Participación en la oferta de electricidad en GB, 2017. Fuente: OFGEM

En el mercado minorista participaban, en junio de 2018, 73 oferentes con licencias activas de comercialización de electricidad o gas, como lo ilustra el Gráfico 2. Hay una tarifa de salvaguarda para cerca de 5 millones de consumidores, pero a requerimiento del Parlamento, OFGEM está estudiando un techo temporal sobre todas las tarifas variables estándar (OFGEM, 2018: pág. 12).

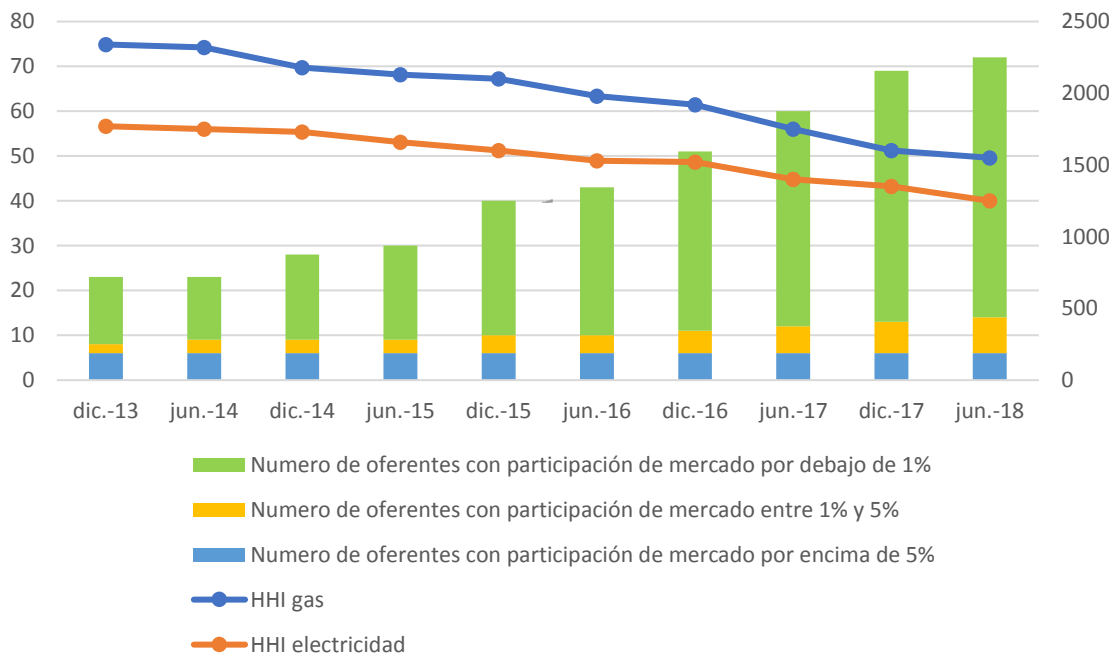


Gráfico 2. Número de oferentes y HHI del mercado. Fuente: Datos de Xenoverse y cálculos de OFGEM.

Gobernanza

El Parlamento del Reino Unido y la Unión Europea establecen el marco de política en el que actúa OFGEM, el regulador independiente. El Departamento de Negocios,

Energía y Estrategia Industrial (BEIS) es responsable de fijar y desarrollar la política energética.

Tipos de mercados

En su página web, OFGEM describe el mercado mayorista así: *“La electricidad es un producto único que actualmente no se puede almacenar en grandes cantidades. La oferta y la demanda de electricidad deben ser iguales o equilibradas en todo momento”*.

En Gran Bretaña, esto se realiza principalmente por proveedores, generadores, comerciantes y clientes que comercian en el competitivo mercado mayorista de electricidad. Las operaciones pueden realizarse bilateralmente o en bolsas, y los contratos de electricidad pueden establecerse en plazos que van desde varios años hasta los mercados comerciales en el día. La electricidad también puede ser importada o exportada a través de interconexiones. Actualmente hay interconexiones eléctricas entre Gran Bretaña y Francia, los Países Bajos e Irlanda.

Mercado de contratos de largo plazo:

La negociación de largo plazo se da, fundamentalmente, a través de brokers de electricidad⁷. Se negocian contratos a plazos, principalmente en los mercados tipo Exchange y mercados OTC. Los principales mercados tipo exchange son: ICE (Intercontinental Exchange) y EEX (European Energy Exchange).

En ICE, se negocian contratos de futuros tipo base (24 horas del día), con entrega física a través de National Grid. Estos contratos tienen duraciones mensuales, trimestrales o anuales, con un tamaño de 1 MW multiplicado por el número de horas correspondientes para cada período. Por su parte, en EEX se pueden negociar contratos de futuros con liquidación financiera, tipo base y pico, con plazos semanales, mensuales, trimestrales, semestrales y anuales. En el mercado OTC, se negocian contratos tipo forward que corresponden a negociaciones bilaterales para la entrega y compra de la energía eléctrica, y se estructuran de acuerdo a las necesidades de las partes. Cualquier trader, que tenga licencia y que cuente con un GTMA (Grid Trade Master Agreement) puede proveer este servicio para que se pueda efectuar la entrega de electricidad a través de National Grid.

Mercado spot:

La energía que se entrega el mismo día o el día siguiente (mercado spot) se transa en dos bolsas: EPEX (antes APX) y N2EX (del grupo NORD POOL), mediante un proceso de subastas entre generadores, de una parte, y consumidores grandes o abastecedores (“suppliers”).

En EPEX Spot UK, se realiza una subasta anónima de doble punta para el mercado Day-Ahead, donde se realizan negociaciones para la entrega de la electricidad el día siguiente. Los miembros de este mercado envían sus órdenes de compra y venta de

⁷ Hay nueve miembros de la Asociación de Brokers de energía de Londres: BGC Partners, Evolution Markets Ltd, GFI Group Inc, ICAP plc, Marex Spectron Group Ltd, PVM Oil Associates, Tradition Financial Services Ltd, Tullett Prebon Inc, Griffin Markets Limited.

forma electrónica, de tal forma que se determina un precio de mercado para cada hora del día siguiente. EPEX actúa como cámara central de contraparte de todas las negociaciones, y por tanto solicita garantías a los miembros mediante efectivo o cartas de crédito.

Adicionalmente, los miembros de este mercado tienen la posibilidad de negociar contratos de media hora, lo cual les permite balancear y optimizar sus portafolios físicos. Su funcionamiento es similar al del Day-ahead, ya que los miembros envían sus órdenes de forma anónima para entrega de electricidad en contratos de media hora para el día siguiente.

Mercado de balance:

“National Grid Electricity Transmission (NGET) tiene la responsabilidad general como "equilibrador residual" del sistema eléctrico, y toma medidas para garantizar que la oferta y la demanda de electricidad coincidan en una base de segundo a segundo. NGET tiene una serie de herramientas que puede usar para hacer esto, incluido el Mecanismo de Equilibrio (“balancing Mechanism”). El mecanismo de equilibrio permite a NGET aceptar ofertas de electricidad (aumentos de generación y reducciones de la demanda) y demandas de electricidad (reducciones de la generación y aumentos de la demanda) con muy poca antelación.

Si un participante en el mercado genera o consume más o menos electricidad de la que ha contratado, está expuesto al precio de desequilibrio, o 'de retiro' (“cash-out”), por la diferencia. El precio de retiro es el incentivo a los participantes del mercado para asegurar que se satisfaga la demanda de los consumidores de electricidad, y se minimiza el "rol de equilibrio residual" de NGET. El precio de retiro se basa en los costos de NGET de equilibrar el sistema” (OFGEM, 2019b).

La energía adquirida en el mercado mayorista es después vendida a los consumidores en el mercado minorista, a precios regulados. La liquidez (medida por la llamada “churn ratio”, que indica cuántas veces se transa en un mercado una unidad generada) es, para el segundo trimestre de 2018, 3.7. Es decir, se transa 3.7 veces cada kWh producido.

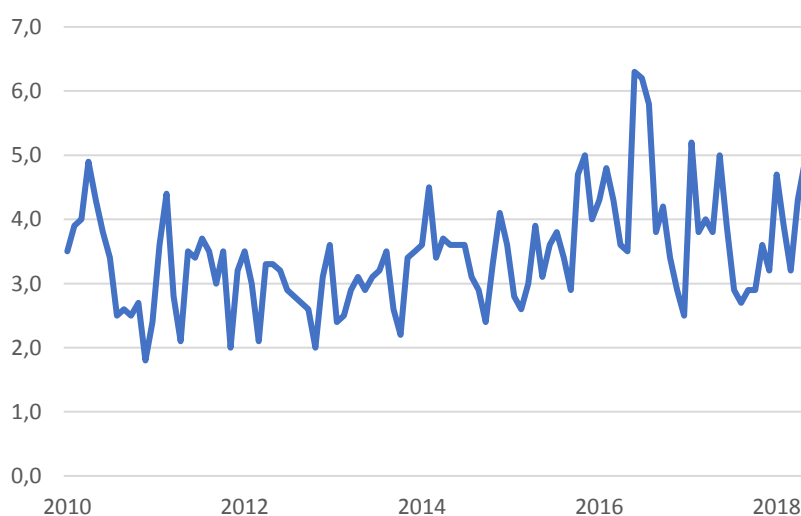


Gráfico 3. Indicador de liquidez del mercado de electricidad. (Churn ratio). Fuente: OFGEM (2019a).

Matriz energética del sector eléctrico

Para 2016, la generación eólica y solar representaba el 28.8% de la capacidad instalada de generación, como puede apreciarse en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Capacidad eléctrica instalada. 1990-2016.

	1990	2000	2010	2016
Capacidad instalada - MW	73.206	78.393	93.685	97.640
Combustibles	57.946	61.219	72.909	55.435
Residuos municipales	31	184	413	1.017
Residuos industriales	0	0	0	0
Biomasa sólida	0	133	709	2.993
Biocombustibles líquidos	0	0	0	0
Biogases	90	468	1.244	1.739
Otros combustibles	57.825	60.434	70.543	49.686
Nuclear	11.353	12.486	10.865	9.497
Hidro	3.897	4.273	4.391	4.579
Viento	10	412	5.421	16.217
Solar fotovoltaica	0	2	95	11.899
Solar térmica	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0
Marea, ola y océano	0	1	4	13
Otras fuentes	0	0	0	0

Fuente: EU Commission, DG ENER, Unit A4

Y de acuerdo con el dato más reciente, la generación renovable representó el 28% de la generación total, en julio de 2018.

Cuadro 3: Generación por tipo de tecnología.

	jul-18		Hasta la fecha			2017	
	GW	%	2018	2017	cambio	GW	%
Generación térmica	14391	61,1%	108081	109182	-1,0%	186832	58,3%
Carbón	191	0,8%	10021	12221	-18,0%	22133	6,9%
Petróleo	109	0,5%	788	1154	-31,7%	2093	0,7%
Gas natural	11131	47,3%	77062	74419	-3,6%	127347	39,7%
Combustibles renovables	2603	11,1%	17562	18614	-5,7%	30394	9,5%
Otros	357	1,5%	2648	2774	-4,5%	4866	1,5%
Nuclear	5169	22,0%	35392	37563	-5,8%	63887	19,9%
Hidráulica	310	1,3%	3978	4726	-15,8%	8751	2,7%
Eólica	2033	8,6%	29575	25698	15,1%	49605	15,5%
Solar	1638	7,0%	8043	7646	5,2%	11479	3,6%
Geotérmica							

Otras renovables							
Renovables	6584	28,0%	59158	56684	4,4%	100229	31,3%
No renovables	16956	72,0%	125911	128132	-1,7%	220325	68,7%
Producción total	23540		185069	184816	0,1%	320554	
Importaciones	2181		12947	10532	22,9%	18032	
Exportaciones	107		812	1054	-22,9%	3217	
Oferta de electricidad	25615		197204	194295	1,5%	335369	
Usado para almacenamiento	227		2166	2349	-7,8%	3859	
Pérdidas por T y D	1643		16601	17006	-2,4%	27279	
Electricidad consumida	23744		178437	174940	2,0%	304231	

Fuente: EU Commission, DG ENER, Unit A4.

Transacciones en cada mercado: Mercado de corto plazo, largo plazo, mercado de capacidad

El Gráfico 4 resume el total de energía transada en los mercados spots, forward y OTC. Para incrementar la liquidez, en 2014 se introdujo la política de Seguridad y Promoción, incluyendo la obligación de que las 8 más grandes empresas de generación proporcionen acceso a productos de cobertura en el mercado mayorista. En agosto de 2018, por su parte, se abrió una consulta para estudiar la posibilidad de suspender la condición de licencia de obligación de creación de mercado (Market-Maker Obligation, MMO).

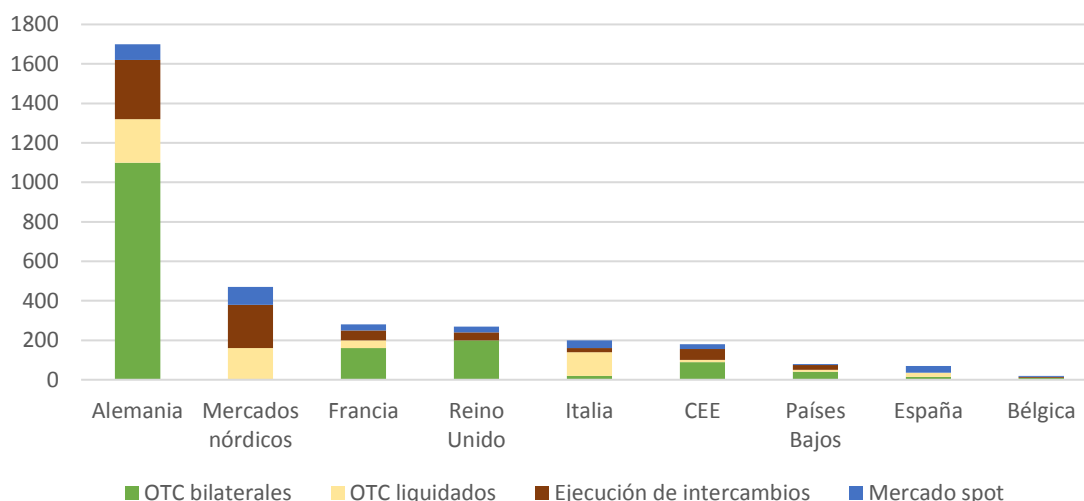


Gráfico 4. Comparación de volúmenes transados en algunos mercados importantes, del día siguiente, forward y de contratos. Primer trimestre de 2018. Fuente: EU Comisión (2019).

4. Políticas de expansión del mercado

De acuerdo con National Grid, los dos ejes esenciales del desarrollo futuro del sector son la descentralización (entendida a partir de la cercanía al consumidor que tenga el sistema y del despliegue de los Recursos Energéticos Distribuidos -DES, por sus

siglas en inglés⁸) y la descarbonización. Si a esos ejes se suma el concepto de Digitalización, entonces tenemos lo que ha venido a llamarse la revolución 3D en la literatura. La empresa propietaria de la red ha hecho recientemente un ejercicio de prospección por escenario, que avizora lo que puede ser la expansión del sistema eléctrico en el Reino Unido en los próximos años. El Cuadro 4 muestra la definición de escenarios, en tanto que el Cuadro 5 presente los indicadores básicos resultantes.

Cuadro 4. Definición de escenarios.

Escenarios National Grid		
	Descarbonización lenta	Descarbonización alta
Alta descentralización	Evolución al consumidor (CE)	Comunidades renovables (CR)
Baja descentralización	Progresión continua (SP)	Dos grados (TD)

Fuente. National Grid ESO (2019b).

Cuadro 5. Indicadores proyectados.

Electricidad	2017	2030			
		CR	TD	SP	CE
Demanda anual (TW)	297	302	293	304	308
Demanda pico (GW)	59	62	64	62	64
Capacidad instalada (GW)	103	158	161	134	131
Capacidad renovable y de bajas emisiones (GW)	47	99	100	70	70
Capacidad interconectada	4	17	20	15	10
Capacidad de almacenamiento	3	10	10	6	7
Capacidad Vehículo a red	0	1,1	1	0,2	0,2

Fuente: National Grid ESO (2019b).

5. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

En una reciente serie de informes, OFGEM ha abordado el tema de las transformaciones del mercado eléctrico en los próximos años, y las consecuencias que ello tendrá para el desarrollo del sector. La serie comprende 5 informes: panorama general, energía local, el futuro del consumo de energía doméstico, la descarbonización de la calefacción, y la transición a los vehículos eléctricos.

El panorama actual del consumo de electricidad de los hogares (caracterizado para la fecha del informe, marzo 2017) muestra un declive del consumo de los hogares del 19% desde 2000, aún a pesar de que el número de hogares ha aumentado un 12%. Ello se explica por el aumento del indicador SPA (procedimiento estándar de evaluación de la eficiencia energética de los hogares), que ha evolucionado como lo muestra el Gráfico 4, del que se deduce una mejora del 25% en el uso de la energía entre 1996 y 2014.

⁸ Los recursos energéticos distribuidos incluyen, principalmente, la generación distribuida, el almacenamiento de energía y la respuesta de la demanda.

Esos niveles de mejora son probablemente insuficientes para alcanzar la meta de reducción de emisiones de carbono del 80% para el 2050, dado que los hogares tienen también mayor cantidad de dispositivos eléctricos. Por ello, el gobierno se ha comprometido a desplegar 53 millones de medidores inteligentes, para finales de 2020. Ello (y otros cambios, como el ajuste de consumos cada media hora) deberán posibilitar el papel activo de los consumidores en la gestión de su demanda.

El concepto de medidor inteligente involucra, por lo menos, los siguientes elementos:

- Información en tiempo real acerca del uso de energía.
- Uso automático de los aparatos inteligentes en el momento de menor costo.
- Facturación por consumo real y no por estimados.
- Crecimiento de los datos.
- Facilidad de cambio de proveedor.
- Tarifas personalizadas.
- Y el consumidor como posible proveedor de sistemas de servicios.

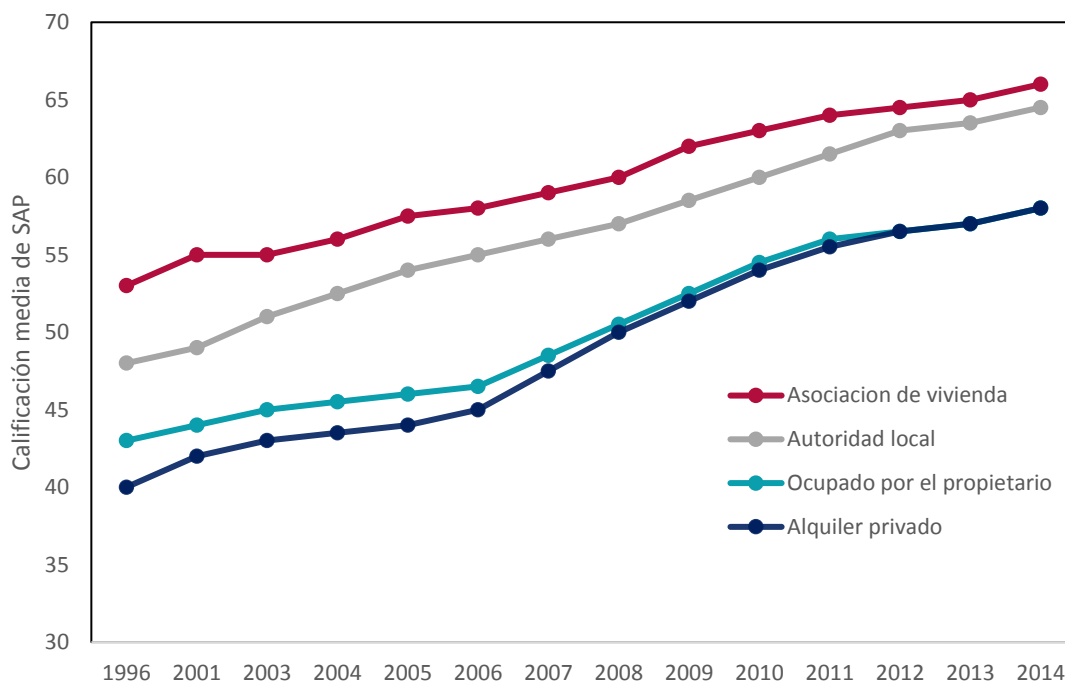


Gráfico 4. Indicador SAP de la eficiencia del consumo de los hogares. U.K. Fuente: DCLG (2016).

“Muchos consumidores (continúa el informe de OFGEM) han llegado a ser ya productores de energía y proveedores de servicio, instalando equipos de microgeneración, como paneles solares. Hay (marzo de 2017) alrededor de 900.000 instalaciones fotovoltaicas, con una capacidad total de más de 11 GW. Más del 90% con instalaciones de pequeña escala, entre 0 y 4 kW” (OFGEM, 2017b).

Con medidores inteligentes, aparatos inteligentes, tarifas inteligentes y almacenamiento de energía, el consumidor podrá administrar mejor su energía en

el corto plazo, pero podrá también, en el largo plazo, de la mano del aprendizaje automático, personalizar su relación con otros consumidores y firmas, posibilitando el relacionamiento P2P⁹, con sistemas de registro descentralizado. “Alcanzar los beneficios de tal desarrollo tecnológico requerirá un marco regulatorio y de política que soporte la innovación, al tiempo que protege los intereses del consumidor” (OFGEM, 2017b).

La confluencia de las nuevas tecnologías y del Big-data abre pues posibilidades interesantes (ver Gráfico 5) que, sin embargo, pueden representar riesgos para el consumidor. La disponibilidad de información que cada proveedor tiene acerca de sus consumidores habituales, le permite establecer planes personalizados de consumo y tarificación, avanzando así hacia una discriminación perfecta de precios (de primer grado). El problema es que la competencia se puede ver amenazada, por la ventaja de información que tienen los proveedores actuales.

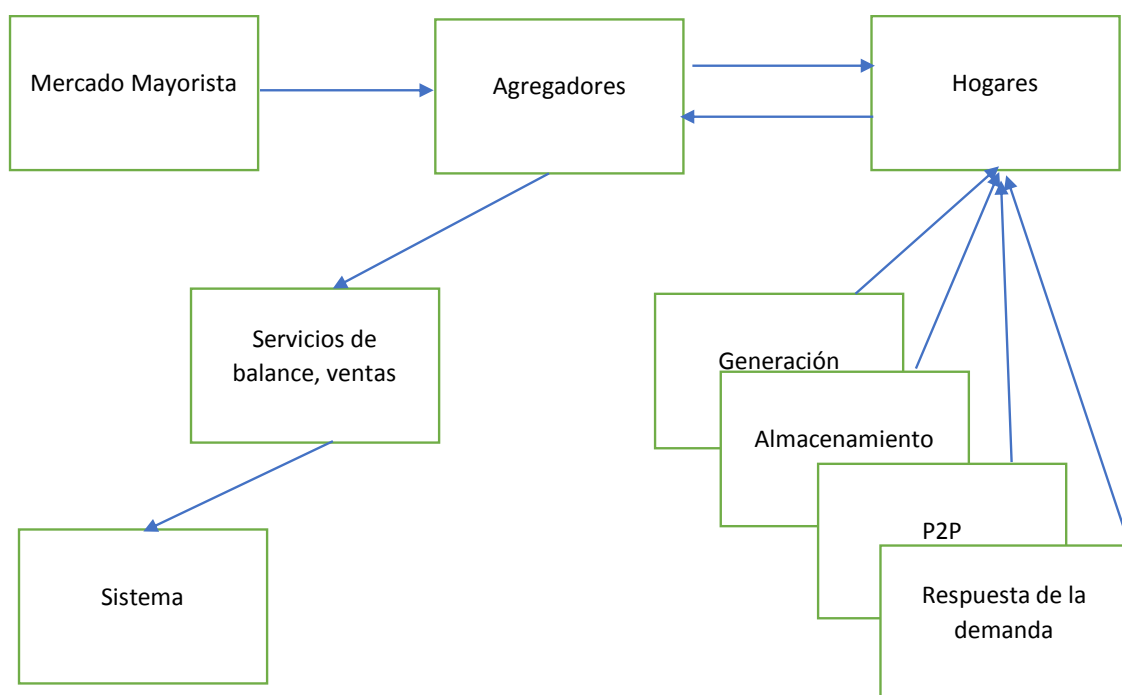


Gráfico 5. El papel futuro del consumidor. Fuente: Elaboración propia a partir de OFGEM (2017a).

El tercer informe de la serie aborda el tema de “la energía local en la transformación del sistema energético”. Los proyectos de energía local (y el concepto de comunidades de energía, que se traslapa con él) “tienen una serie de características que con frecuencia traspasan los límites de los segmentos tradicionales del sector, como la generación, el suministro y el consumo” (OFGEM, 2017c). El concepto comprende la generación distribuida (cuando está orientada a consumidores

⁹ Peer-to-peer.

residenciales), pero se usa también para describir actividades que explícitamente se proponen maximizar los beneficios sociales para personas u organizaciones en un área geográfica o comunidad específica.

OFGEM identifica cinco tipos de proyectos, que pueden clasificar como energía local: servicios locales de consumo (servicios destinados a optimizar la gestión del consumidor, incluyendo análisis y recomendaciones de consumo, y cambio de proveedores); servicios de generación local (incluyendo activos locales de generación); abastecimiento local (abastecimientos de energía a comunidades de energía accesibles baja en emisiones, a bajo costo, a través de esquemas con y sin licencia, incluyendo “marcas blancas”¹⁰); micro redes (redes descentralizadas que operan en paralelo a, o independientemente de la red nacional); y redes virtuales privadas, VPN por sus siglas en inglés (que buscan operar en la red pública de distribución, compensando generación y demanda, a través de acuerdos comerciales).

En esas categorías hay una emergencia de nuevos modelos de negocio, que trasciende sin duda lo que hasta ahora ha sido el mercado minorista de electricidad. “Al tiempo, el contexto de negocio en el que esos esquemas están surgiendo está evolucionando. Nos estamos moviendo (dice OFGEM) de un entorno prescriptivo a uno basado en principios” (OFGEM, 2017c).

“A mediano y largo plazo, la transformación que enfrenta el sistema energético puede llevar al advenimiento de nuevos modelos de negocio basados en la intermediación de terceros, servicios peer-to-peer, servicios de flexibilidad y servicios empaquetados. Dicha transformación puede plantear cuestiones fundamentales sobre la función de la oferta, los roles de los proveedores y la consideración de qué actividades deben licenciarse. Al responder a estas preguntas (continúa el documento de OFGEM), creemos que, para maximizar los beneficios para el consumidor, las estructuras regulatorias (por ejemplo, licencias, códigos de la industria, centro de proveedores, etc.) no deben impedir indebidamente el surgimiento de modelos de negocios (locales o de otro tipo) que son a largo plazo del interés de los consumidores” (OFGEM, 2017c).

Todo ello plantea tres grandes problemas para el regulador: en primer lugar, el tema de cómo mantener la protección al consumidor, en esquemas distintos a aquellos tradicionalmente asociados al manejo de licencias para abastecedores; el segundo, relativo a los beneficios que pueden derivarse de esos modelos, especialmente cuando debido a ellos, pueden aplazarse costosas inversiones en la red; y el tercero, y en conexión con lo anterior, el relativo a la participación que los consumidores asociados a esos proyectos deben tener en los costos hundidos de la red. “Estamos considerando (dice OFGEM) esos problemas, incluyendo una revisión de los cargos de red para la generación distribuida. Creemos que haciendo que las señales de precios incrementales reflejen los costos lo más posible, y minimizando las

¹⁰ Una “marca blanca” es una organización que no tiene licencia de abastecimiento, pero que trabaja con un proveedor licenciado para ofrecer unas tarifas determinadas (OFGEM, 2019c).

distorsiones en la recuperación de los costos fijos y hundidos, se llegará al sistema más robusto posible, para fomentar modelos de negocios sostenibles (incluida la energía local) que brinden valor al sistema, a los participantes del mercado y a los consumidores” (OFGEM, 2017c).

La importancia de los temas mencionados es tanto mayor, cuanto que la generación distribuida deberá representar el 65% de la capacidad de generación total en 2050, según el informe FES (National Grid, 2019b). Pero es importante anotar que el enfoque general que se advierte en el Reino Unido, es el de adaptar la regulación para que permita la emergencia de los nuevos modelos de negocio y las nuevas formas de relacionamiento de los agentes, dejando que sea el interés de los consumidores el que impulse la transformación del sector. La nueva regulación deberá estar basada en principios generales, más que en prescripciones detalladas que limiten la gestión de los agentes.

6. Políticas para integración de renovables no convencionales

La Reforma del Mercado Eléctrico (EMR), de 2013., estableció cuatro mecanismos fundamentales para la integración de generación a partir de fuentes renovables no convencionales: un piso al precio del carbón, CPF¹¹ (que envía señales adecuadas para fomentar otros tipos de generación); Contratos por Diferencias, CfD (que garantizan un precio fijo en contratos a 15 años); un mecanismo de capacidad (que garantiza pagos por disponibilidad de la energía); y un estándar de rendimiento de emisiones (que evita nueva generación con carbón).

El piso al precio del carbono estableció un valor mínimo del impuesto sobre los combustibles fósiles utilizados para generar electricidad, hasta de £16 por tonelada de CO₂. La idea era que el impuesto completase el impacto del precio de los permisos de carbono comercializados en la Unión Europea (EU ETS), encareciendo la generación a partir de combustibles fósiles, hasta el punto en el cual se abriera espacio para otro tipo de generación. La medida fue reforzada por el estándar de rendimiento de emisiones, que limitaba las emisiones de cualquier nueva central eléctrica a 450gr/kWh en su carga base, y que estaba diseñado para impedir el ingreso al sistema de cualquier planta nueva de carbón que no hubiese implementado el sistema de captura y almacenamiento de carbono (CCS).

Estas medidas debían ser complementadas por incentivos adecuados para la inversión en generación no convencional. Para tal fin se establecieron los contratos por diferencias, de acuerdo con los cuales el gobierno se compromete a pagar la diferencia entre el precio mayorista de referencia y un precio de ejercicio acordado, que se fijaba exógenamente al principio, pero en el que se recurrió después a un mecanismo de subastas para asignar volúmenes específicos, divididos en dos tecnologías: unas ya desarrolladas y otras de menor desarrollo. La evolución del precio de ejercicio se muestra en el Cuadro 6.

¹¹ El piso al precio del carbono había sido ya implementado en 2011.

Cuadro 6: Evolución de los precios de ejercicio en los CfD.

	Precio de ejercicio administrado (£/MWh)	Precio de subasta más bajo 2015 (£/MWh)	Precio de subasta 2017 (£/MWh)
FV solar grande	120	79	n.a
Viento en tierra	95	79	n.a
Energía a partir de residuos CHP	80	80	74,75
Vientos de la costa	140	114	57,5 - 74,75
Tecnología de conversión avanzada	140	114	40 - 74-75

Fuente: Grupp y Newbery (2018).

El mecanismo de capacidad se concibió por su parte para garantizar la seguridad del suministro: se trata de un pago general que se hace a todos los generadores que acuerden generar cuando sea requerido por el operador del sistema. Para determinar el pago se recurre a una subasta inversa de reloj descendente, en la que pueden participar plantas rehabilitadas o plantas nuevas, extendiéndose el contrato de estas últimas a 15 años¹². El precio de corte de la primera subasta fue 19.40£/kw/año. La segunda tuvo un precio de cierre de 18£. La última subasta tuvo un precio de cierre excepcionalmente bajo de 8.47£/kw/año (KPMG, 2019).

En general, los resultados del mecanismo de capacidad parecen haber sido positivos, aunque algunos hay lecciones importantes para algunos de los temas relacionados con ella, como lo observa el Panel de Expertos Técnicos (PTE) en su informe sobre la subasta: primero, la necesidad de mejorar la información sobre los recursos energéticos distribuidos en general, y no sólo sobre la generación distribuida. En efecto, se requiere conocer mejor la capacidad del segundo elemento de la generación integrada (el almacenamiento), y el potencial de respuesta de la demanda, para mejorar la determinación de las cantidades de energía a subastar.

Hay dudas además respecto a una probable anomalía, relacionada con los cargos de transmisión que no son cobrados a la generación distribuida. Ello ha llevado probablemente a una dominancia de la generación distribuida de baja escala en las subastas, que explicaría además los bajos precios obtenidos y que además de afectar otras formas de recursos energéticos distribuidos, como la respuesta de la demanda, podría generar un exceso de energía contratada en el mecanismo.

La compleja interacción entre decisiones gubernamentales (para fijar, por ejemplo, las cantidades a subastar) y mecanismos de mercado como el precio en las propias subastas, constituye un cambio importante en modelo del mercado eléctrico, que parece sin embargo ir en la dirección adecuada, como lo muestran los resultados.

Además se están explorando otras alternativas diferentes a la eólica y la solar como la biomasa. Así lo demuestra el estudio realizado por Tiwary et al. (2019) quienes

¹² El mercado de capacidad consiste en dos subastas anuales, T-4, para entrega en cuatro años, y T-1, para entrega en un año.

realizan la evaluación de la viabilidad de un sistema híbrido de energía renovable a escala comunitaria utilizando la biomasa para satisfacer las necesidades energéticas locales y al mismo tiempo reducir el volumen de residuos sólidos domésticos. A partir del perfil para Gateshead en Reino Unido de bioresiduos, recursos renovables y prácticas energéticas, sus resultados muestran que el generador de biomasa es el que genera la mayor parte de la electricidad, al mismo tiempo que reduce los costes de eliminación de los residuos sólidos locales. No obstante, los costos de la eólica y la solar son menores comparativamente con la Biomasa.

7. Políticas de eficiencia energética

Los temas de eficiencia, accesibilidad, seguridad y sostenibilidad del abastecimiento conforman el núcleo temático general de la política energética. El enfoque inglés ha sido, en general, un enfoque de competencia, al que se superponen mecanismos de incentivos que garanticen resultados competitivos, incluso cuando no se dan las condiciones de competencia.

El énfasis en la competencia como factor decisivo en el funcionamiento eficiente del mercado, se mantiene como pilar fundamental de la política energética. La reducción de la participación de los grandes generadores y la entrada de nuevos oferentes al mercado, van en la dirección correcta de fomentar la competencia como “driver” esencial de la eficiencia.

En los segmentos no competitivos, el más importante elemento del esquema regulatorio actual es el esquema RIIO (Recursos=Incentivos +Innovación +Output), para la transmisión y la distribución. La regulación anterior (RPI-X) cumplió un papel importante en el desarrollo de la regulación por incentivos, pero mostró también limitaciones importantes, especialmente en lo relativo a inversiones futuras y a innovación.

El esquema RIIO está en proceso de revisión para su segunda generación, RIIO-2. Pero deben destacarse tres cosas en el esquema: el proceso de consulta que le antecede, y que garantiza la alineación de incentivos entre usuarios y empresas; el amplio campo de determinación de objetivos, para garantizar la adecuación de la gestión a los objetivos generales del sistema; y el uso de los menús de contratos, como un elemento esencial para abordar la inevitable asimetría de información que se da entre empresas reguladas y reguladores.

En cuanto a la garantía de abastecimiento futuro de energías limpias, acordes con los objetivos de la descarbonización, el modelo inglés ha optado por un enfoque híbrido: un mecanismo de pago por capacidad, complementado con contratos por diferencias, en los que operan mecanismos de subastas.

8. Impactos actuales y esperados de la entrada de renovables

El Cuadro 8 resume los principales indicadores del sector, en el período 1990-2016. Como se aprecia allí, la generación mediante renovables ha pasado del 2.4% en 1990, al 25.4% en 2016. Las emisiones per cápita de CO2 han pasado de 10.744.1 kg CO2/pc en 1990, a 6.560.2 en 2016.

Cuadro 8. Otros indicadores.

Principales indicadores de energía	1990	2000	2010	2016
Intensidad energética - toe / M € '10 9	170,0	145,9	115,5	91,1
Energía per cápita - kgoe / cap	3.685,3	3.922,1	3.403,9	2.897,4
Electricidad final per cápita - KWh per cápita	4.801,4	5.610,7	5.262,6	4.648,1
Intensidad de la energía primaria - toe / M € '10 10	161,2	138,7	111,2	87,3
Generación bruta de electricidad -%				
Combustibles sólidos	64,0%	31,8%	28,2%	9,0%
Petróleo y productos 2	10,8%	2,2%	1,3%	0,5%
Gases	2,1%	39,9%	46,3%	42,5%
Nuclear	20,6%	22,6%	16,3%	21,1%
Renovables	2,4%	3,4%	7,7%	25,4%
Energías renovables en energía final bruta				
RES global con pico de aviación			3,7%	9,3%
RES-H & C - Calefacción y refrigeración			2,7%	7,0%
RES-E - Generación de electricidad			7,5%	24,6%
RE-T - Transporte			3,3%	4,9%
Emisiones de gases - millones de toneladas de CO2				
Emisiones de CO2 - Total nacional (incl. Aviación internacional) 12	614,1	594,0	540,6	428,9
Emisiones de GEI - Total nacional (incluida la aviación internacional) 12	812,1	743,4	643,7	516,8
Principales indicadores de emisiones				
CO2 per cápita - kg CO2 / cap	10.744,1	10.104,0	8.648,3	6.560,2
Intensidad de carbono - kg CO2 / dedo del pie	2.881,2	2.553,3	2.508,4	2.232,8
Intensidad PIB de CO2 - tonelada CO2 / M € '10	495,6	375,8	293,5	206,2
Población y PIB				
Población total [miles de personas]	57.157	58.785	62.510	65.383
PIB2010 [Mrd EUR a los tipos de cambio de 2010]	1.239	1.581	1.842	2.080

Precios de mercado del PIB [Mrd EUR a precios corrientes]	936	1.787	1.842	2.396
---	-----	-------	-------	-------

Fuente: European Commission, DG ENER, Unit A4.

Como lo establecen Sharifzadeh et al. (2017) las energías renovables pueden desempeñar un papel importante en la mitigación de las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica y la diversificación del suministro de energía. El desafío es que los recursos renovables como el viento y la energía solar tienen patrones de producción intermitentes y su incorporación a las redes eléctricas convencionales aumentará el grado de incertidumbre. Los resultados de su estudio sugieren que es posible reequipar la red eléctrica utilizando generadores renovables, optimizando la rentabilidad global y asegurando el suministro de electricidad. Además de observar que, la optimización estocástica genera soluciones más realistas y robustas para el diseño y la operación de la red eléctrica inteligente.

9. Modificaciones en estudio para el mercado de energía eléctrica

Las evaluaciones de la última reforma (EMR, 2013) apenas empiezan. El enfoque de subastas por capacidad (como alternativa al enfoque de mercado de sólo energía) parece operar bien, especialmente cuando está complementado por un mecanismo de subastas, que no sólo sirve para revelar costo, sino también para presionar a la baja los costos y precios. Sin embargo, hay temas problemáticos especialmente en relación con los contratos de precio fijo de renovables, que podrían estar generando efectos indeseables en el mercado mayorista¹³.

Sin embargo, el sector energético comunitario (CRE por sus siglas en inglés) del Reino Unido ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, especialmente en el número de proyectos de energía solar fotovoltaica. Aunque el sector ha sido apoyado por el gobierno a través de diferentes programas públicos de subvenciones y subsidios, este apoyo no ha sido claramente consistente, y la incertidumbre política ha sido extremadamente desventajosa para muchos proyectos de las CRE, especialmente esquemas solares fotovoltaicos, ya que los proyectos de energía comunitaria no están ampliamente difundidos en el Reino Unido, siendo muy vulnerables a cambios en la política del gobierno (Nolden, 2013; Mirzania et al., 2019), y por tanto, han optado por centrarse en la gestión de sus activos existentes en lugar de planear un mayor crecimiento.

El estudio de Mirzania et al. (2019) proporciona evidencia de los serios desafíos que enfrenta el sector de la CRE debido a la reciente reducción de los mecanismos de apoyo de la energía renovable. Además, Grupp y Newberry (2018) concluyen, en un

¹³ “The fixed-price contracts for renewables have been effective in reducing financing and technology costs but create perverse impacts on the wholesale market and lack any incentive to site renewables efficiently, with respect to either place or generation timing and hence the ‘systems costs’ they create. This mattered little when the capacities were small; it will matter far more over the next decade, when adding more renewables will increasingly serve to generate power when it is least needed, and conflict with other contracted sources (nuclear and biomass); declining added value will thus increasingly be offset against rising system balancing and management costs”. Grupp y Newbery (2018).

reciente estudio, que “la reforma del mercado eléctrico en el Reino Unido ha dado un gran paso hacia adelante, aunque queda un considerable camino por recorrer”.

La visión de OFGEM del proceso de cambio del sector, por su parte, indica que serán necesarios ajustes profundos al esquema regulatorio, que pasaría de un esquema reglamentario detallado, a uno de principios generales, que permitan incorporar nuevos modelos de negocio. Es muy importante resaltar que el papel del estado en esa transformación debe ser un papel de vigilancia y de orientación, determinando los principios esenciales que deben ser atendidos en el desarrollo del sector, y propiciando (más bien que limitando) la emergencia de nuevos modelos de negocio.

Por otra parte, hay en curso una modificación importante, relativa de la operación del sistema: en abril de 2019, el operador del sistema será Electricity System Operator, una compañía separada, dentro del grupo del propietario de la red, National Grid Group. Otros temas importantes en la discusión futura serán los temas relativos a la “descarbonización de la calefacción” (al respecto, hay también un documento analítico de OFGEM en su serie de “Future Insights”)¹⁴ y el tema de generación térmica con captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés).

Referencias

DCLG. (2016). *English housing survey headline report 2014-15*. Department for Communities and Local Government. Recuperado de: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/501065/EHS_Headline_report_2014-15.pdf

EEX (2019). *Power futures product overview*. Recuperado de: <https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures/power-futures-products>

EMR. (2013). *Energy market reform 2013*. Recuperado de: http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/pdfs/ukpga_20130032_en.pdf

EPEX Spot. (2019). *EPEX Spot in the UK*. Recuperado de: <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk/>

EU Commission. (2019). *Market analysis*. Recuperado de: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>

ICE. (2018). *UK base electricity future*. Recuperado de: <https://www.theice.com/products/20788778/UK-Base-Electricity-Future-Gregorian>

Grubb, M., y D. Newbery. (2018). UK electricity market reform and the energy transition: emerging lessons. *The Energy Journal*, 39(6), 1-26.

¹⁴ El tema se refiere a los dispositivos combinados de calor y potencia, CHP, por sus siglas en inglés.

KPMG. (2019). *Capacity market auction results: record low clearing price reflects limited need for new capacity*. Recuperado de: <https://home.kpmg/content/dam/kpmg/uk/pdf/2018/02/capacity-market-auction-results.pdf>

Mirzania, P., Ford, A., Andrews, D., Ofori, G. y Maidment, G. (2019). The impact of policy changes: The opportunities of Community Renewable Energy projects in the UK and the barriers they face. *Energy Policy*, 119. 1282-1296. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.066>

National Grid ESO. (2019a). *Our new legally separate company*. National Grid ESO. Recuperado de: <https://www.nationalgrideso.com/about-us/our-new-legally-separate-company>

National Grid ESO. (2019b). *Future energy scenarios in five minutes*. National Grid ESO. Recuperado de: <http://fes.nationalgrid.com/media/1357/fes-2018-in-5-minutes-web-version.pdf>

Nolden, C. (2013). Governing community energy-Feed-in tariffs and the development of community wind energy schemes in the United Kingdom and Germany. *Energy Policy*, 63, 543-552, [10.1016/j.enpol.2013.08.050](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.050)

OFGEM. (2017a). *State of the energy market 2017*. Recuperado de: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-energy-market-2017>

OFGEM. (2017b). *The future of domestic energy consumption*. Recuperado de: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/ofg958_future_insights_series_4_0.pdf

OFGEM. (2017c). *Local energy in a transforming energy system*. Recuperado de: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/ofgem_future_insights_series_3_local_energy_final_300117.pdf

OFGEM. (2018). *State of the energy market 2018*. Recuperado de: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-energy-market-2018>

OFGEM. (2019a). *Electricity trading volumes and churn ratio by month and platform (GB)*. Recuperado de: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-trading-volumes-and-churn-ratio-month-and-platform-gb>

OFGEM. (2019b). *The GB electricity wholesale market*. Recuperado de: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/gb-electricity-wholesale-market>

OFGEM. (2019c). *White label providers - Consultation*. Recuperado de: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/white-label-providers-consultation>

Sharifzadeh, M., Lubiano-Walochik, H. y Shah, N. (2017). Integrated renewable electricity generation considering uncertainties: The UK roadmap to 50% power generation from wind and solar energies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 72, 385-398. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.069>

TheSwitch.co.uk. (2018). *The UK wholesale electricity market and energy prices*. The Switch. Recuperado de: <https://theswitch.co.uk/guides/electricity-market>

Tiwary, A., Spasova, S. y Williams, I. (2019). A community-scale hybrid energy system integrating biomass for localised solid waste and renewable energy solution: Evaluations in UK and Bulgaria. *Renewable Energy*, 139, 960-967. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.129>

United Kingdom Government. (2019). *Energy market investigation: information for consumers and businesses*. Recuperado de: <https://www.gov.uk/government/collections/energy-market-investigation-information-for-consumers-and-businesses#overview>

ANEXO. Otros datos del sector.

Cuadro A1. Algunos indicadores del mercado eléctrico al año 2016.

Electricidad	2000	2010	2016
Productores (Representantes del 95% del total) - Nr.	32	19	29
Principales productores (> 5% en total) - Nr	8	8	5
Participación de mercado acumulada generación, principales entidades -%		77.3	59.0
Participación de mercado acumulada capacidad, principales entidades -%	75.4	78.4	69.8
Participación de mercado en el productor más grande -%	20.6	21.0	
Nueva capacidad en el año - MW		5787.0	9464.5
Minoristas para consumidores finales - Nr	22	22	36
Principales minoristas (Ventas > 5% Total) - Nr	22	6	7
Cuota de mercado acumulada, principales minoristas -%		91.5	79.9

Fuente: EU Commission, DG ENER, Unit A4.

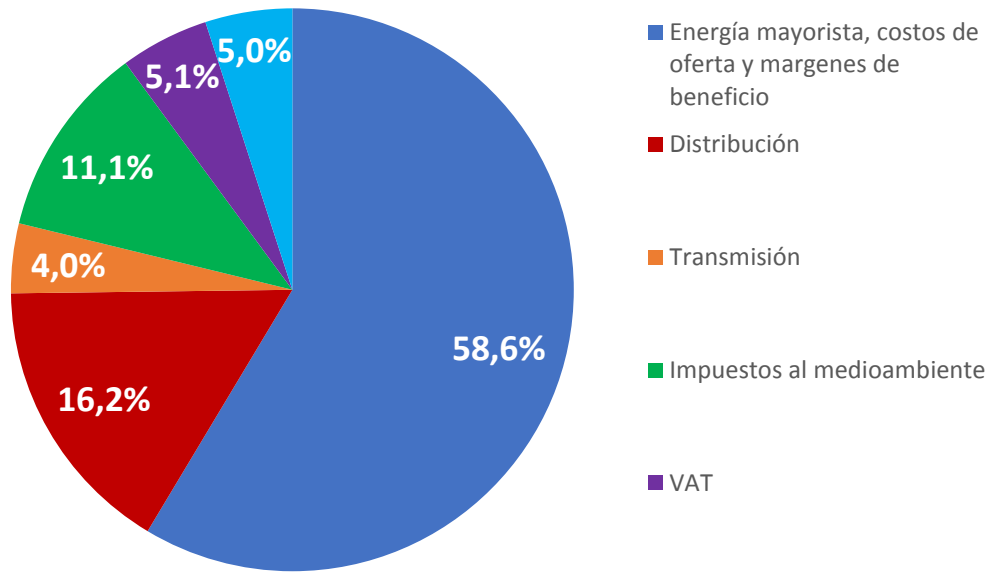


Gráfico A1. Componentes de la cuenta típica de electricidad. 2013. Fuente: TheSwitch.co.uk. (2018).