



Papeles de Energía

Nº4

Diciembre 2017

**Designing an electricity wholesale market
to accommodate significant renewables
penetration**

David M. Newbery

**Un futuro próspero y más limpio: mercados,
innovación y distribución eléctrica en el siglo XXI**

L. Lynne Kiesling

**The impact of the competition between Russian
gas and LNG on commercial terms for gas
in Europe**

James Henderson

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.ª Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: Funcas

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: Funcas

Impresión: Cecabank

ISSN: 2530-0148

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, offset o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conledo Lantero (Secretario)

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Manuel Menéndez Menéndez

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

- 3 Introducción editorial: Mercados competitivos en energía**
- 7 Designing an electricity wholesale market to accommodate significant renewables penetration**
David M. Newbery
- 39 Un futuro próspero y más limpio: mercados, innovación y distribución eléctrica en el siglo XXI**
L. Lynne Kiesling
- 85 The impact of the competition between Russian gas and LNG on commercial terms for gas in Europe**
James Henderson

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Mercados competitivos en energía

La competencia es una característica esencial de los mercados energéticos. Cuando son verdaderamente competitivos, los mercados crean la magia que Adam Smith o Friedrich Hayek explicaron tan bien: su capacidad para proporcionar información y coordinar las acciones de los agentes da como resultado un mayor bienestar para la sociedad.

La competencia se introdujo en los mercados de electricidad y gas hace relativamente poco tiempo, por lo que aún podemos considerar que estamos aprendiendo cómo lograr que funcionen de la forma correcta, en presencia de las muchas externalidades que están relacionadas con ellos. En particular, las externalidades ambientales, las economías de escala y los *spillovers* de conocimiento requieren el diseño adecuado para que los mercados los incorporen y, por lo tanto, promuevan un entorno saludable o el nivel adecuado de innovación. Esto es particularmente urgente en una transición energética sostenible, en la que la reducción de los impactos ambientales y la promoción de la innovación en tecnologías limpias son componentes esenciales. Aprovechar los beneficios de la competencia puede multiplicar nuestros esfuerzos en esta transición.

En este cuarto número de *Papeles de Energía*, tres expertos en mercados competitivos abordan tres mercados diferentes: generación de electricidad, distribución de electricidad y mercados de gas, y nos guían sobre los cambios que están experimentando estos mercados y en cómo una competencia bien diseñada puede ayudarnos a alcanzar los objetivos de una transición energética sostenible.

David Newbery, profesor de la Universidad de Cambridge, reflexiona sobre el diseño del mercado mayorista de electricidad y los cambios necesarios frente a la

necesidad de descarbonizar el suministro de electricidad y, por lo tanto, de una penetración mucho mayor de energía renovable. El profesor Newbery, basándose en las lecciones aprendidas de la reforma del mercado eléctrico británico de 2013 y del paquete de energía limpia de la UE 2016, analiza los mecanismos de remuneración de capacidad, diseño de tarifas de red, fijación de precios de carbono y apoyo a energías renovables, y las reformas necesarias en todos estos aspectos, todos ellos esenciales si pasamos a un sistema eléctrico con una penetración mucho mayor de fuentes de energía renovable.

Mientras que el profesor Newbery analiza el lado de la generación, que ya ha experimentado una transformación significativa con la liberalización del sector eléctrico, la profesora **Lynne Kiesling**, de la Universidad de Purdue, discute la necesidad de transformar radicalmente las redes de distribución, para que puedan convertirse en plataformas donde los diferentes agentes puedan desarrollar nuevos modelos de negocio y estimular una innovación como la que estamos observando en plataformas basadas en Internet. Esto requerirá un cambio de paradigma en la regulación de las redes de distribución, alejándose de los monopolios regulados y creando estructuras abiertas en las que los agentes puedan desarrollar nuevas ideas y ofrecerlas a los clientes finales.

Finalmente, **James Henderson**, director del Programa de Gas Natural del Instituto de Estudios Energéticos de Oxford (OIES), analiza el nuevo papel de Gazprom, el principal proveedor de gas en Europa, a la luz de las importaciones de GNL esperadas desde Australia y los EE. UU. a Europa. Henderson argumenta que Gazprom debería adoptar una estrategia basada en la cuota de mercado para reforzar su ventaja competitiva a largo plazo. Aunque los precios actuales del petróleo y el gas están haciendo un buen trabajo para desincentivar los nuevos desarrollos de GNL, hay otros argumentos comerciales y políticos a largo plazo que sugieren que Gazprom podría beneficiarse de la adopción de una estrategia de precios competitiva, incluso si esto significa reducir el precio ligeramente por debajo del coste marginal de corto plazo del GNL americano. Además, Gazprom podría incluso beneficiarse si puede fomentar mayores ventas y también puede aprovechar cualquier rebote de precios en el futuro a medida que los mercados vuelvan a equilibrarse. De nuevo, y desde el punto de vista de una transición energética sostenible, este movimiento también puede ayudar a alentar la elimi-

nación final del carbón del sistema energético europeo al completar la tarea que hasta ahora no se ha logrado con un impuesto al carbono.

Como de costumbre, recomiendo a nuestros lectores que profundicen en estos tres artículos muy interesantes. En particular, los artículos muestran a los responsables de la formulación de políticas algunas formas en que se puede aprovechar toda la fuerza de la competencia en beneficio de los mercados de la energía y de la sociedad en general.

Designing an electricity wholesale market to accommodate significant renewables penetration

David M. Newbery¹

Abstract

The wholesale market has to address two major market failures – inadequate carbon prices in the EU ETS, and the learning externalities and missing futures markets for energy and ancillary services needed to guide flexible dispatchable plant. The paper discusses the importance of locational price signals to guide investment, the need to reform transmission pricing and renewables support. the case for capacity auctions for renewables and quantifies the justifiable level of renewables support. These proposals are consistent with the EU *Clean Energy Package*, but the nature of the renewables target and its financing should change.

Keywords: Wholesale markets, energy transition, carbon pricing, renewable support.

INTRODUCTION

The European Union has committed itself to a 27% share of renewable energy in total gross energy production by 2030. As it is much easier to adopt renewable energy sources in the electricity sector (RES-E), it is likely that its share of electricity will be 40%, or possibly more in hydro rich countries like Norway and Spain. More ambitiously, the Single Electricity Market (SEM) of the island of Ireland has a RES-E target of 40% of electricity by 2020, despite the small and isolated size of the market and its lack of storage hydro. In anticipation of this high RES-E penetration, and to comply with the EU Target Electricity Market design, the SEM is redesigning its wholesale market to become the Integrated SEM or I-SEM. A large part of that redesign involves developing new products

¹ dmgn@cam.ac.uk. I was a member of the Panel of Technical Experts advising DECC on capacity auctions, and am an independent member of the Single Electricity Market Committee of the island of Ireland, but the views expressed here are mine alone and rely solely on publicly available information. I am indebted to Pedro Linares for helpful comments.

for system balancing and voltage support to handle intermittency (Newbery, 2017a).

To be fit for purpose, the market design should ensure that the right investments are made in generation, transmission and distribution, at the right time and at least cost, that due account is taken of the climate change benefits of low-carbon technologies, and that learning spill-overs from immature renewable energy in the electricity sector (RES-E) are properly included in determining the optimal investment portfolio. These last two considerations are problematic in a liberalized electricity market, as they both involve externalities that, unless properly addressed, will be under-supplied by the market. Further, if CO₂ is not adequately priced, the more carbon-intensive fossil generation (like coal) will be over-supplied and wholesale prices depressed below their efficient (carbon-inclusive) levels, further discouraging lower or zero carbon options.

This paper addresses the question of how best to deliver a secure, sustainable and affordable electricity supply system in the context of private ownership and a liberalized market, both at the individual Member State Level and for the EU when it comes to design its energy Directives, targets and mandates. Clearly if externalities are global, as most are in the case of electricity, there needs to be harmonization of carbon taxes and RES-E subsidies across the EU if the ideals of the single market are to be achieved, and globally to the extent possible. Deciding what decisions to leave to Member States and what degree of harmonization is desirable is one of the central issues to resolve in designing EU energy policy, but is not the major task of this paper.

THE RELEVANT CHARACTERISTICS OF ELECTRICITY SUPPLY

One of the concerns exercising generation companies is that wholesale prices seem to have been unreasonably depressed by mandated or heavily subsidized RES-E, while a failure to properly price carbon makes new lower carbon gas generation unattractive. As a result the new investment needed to deliver the required flexibility and reliability is prejudiced. If the aim is to move to an electricity system whose capacity is not to be solely centrally determined and financed, this

concern must be addressed. Part of the problem arises from extrapolating the central idea of the EU Target Electricity Market design of an energy-only market to inferring that the only relevant characteristic of electricity is its energy content, MWh.

That is, however, very misleading, and it is better to separately distinguish energy (MWh), capacity (MW, that determines reliability measured by the Loss of Load Probability), and Quality of Service (measured by a range of indicators, such as frequency, voltage, and phase angle). Electricity delivery at any node on the network is also constrained by the capacity of links on that network (and Kirchoff's Laws that determine how these impact the amounts that can be injected or withdrawn from each node). It follows that the values of these different products will likely vary across space and over time, and the relevant time period may be anything from milli-seconds up to hours, days and years, depending on whether we are discussing automatic pre-contracted control actions or real-time, day-ahead and intra-day markets for dispatch, or futures markets in the longer term for investment.

These product differences matter at the consumer level. Capacity is relevant for deciding the maximum amount that the consumer is allowed to draw (and will in turn determine the capacity of the connection to the end user, and of the fuse to protect against current surges). The option of taking power is valuable, and even for a consumer with a large array of solar PV cells that generate over the year more than is consumed on the premises, it is clearly valuable to be able to export surplus day-time power and take night-time power from the system. This requires both a connection of the right capacity and the necessary back-up generating assets to deliver replacement power when needed. The capacity on the wires and of generation can be paid for either by declaring a maximum demand, or paying a capacity element that depends on the state of the supply-demand balance (much higher when scarce, zero at times of surplus).

Energy is the default product, whose quality is assured by the System Operator, and is sold as such, often with compensation if the quality or continuity of service is compromised. It is also normally bundled with transmission and distribution charges (although these may be separately identified in the bill) and for retail

consumers, also bundled with retailing services. The structure of these various components is normally more cost-reflective the higher the voltage and capacity taken, but smart metering at the household level offers the opportunity to make all tariffs cost-reflective and avoiding the kinds of distortions discussed below.

When it comes to remunerating generators, these different aspects of electricity are even more important. There is an increasing mismatch between the traditional model of a wholesale market that emerged in the early 1990s under the early EU *Electricity Directives* and that required to meet high RES-E penetration. As with the earlier unbundling and market liberalization, Britain has paved the way with its Electricity Market Reform (EMR), which became law as the *Energy Act 2013* (HC, 2013). The EMR re-introduced a capacity remuneration mechanism after the original capacity payment of the 1990 electricity pool was replaced by an energy-only wholesale market in 2001. Combined with National Grid's new ancillary services such as enhanced frequency response, annual capacity auctions that offer capacity contracts for new and existing plant provide greater investment assurance and encourage the new flexible generation needed to address the intermittency of wind and solar PV. EMR also changed the form of RES-E support from a Green Certificate scheme (the Renewables Obligation Scheme, similar to a Premium Feed-in Tariff, PFiT) to something closer to a classic Feed-in Tariff (FiT) paying a fixed price per MWh. In the EU as a whole in 2013, FiTs accounted for about 58% of supported output, green certificates for 26% and PFiTs for 16%.²

The changes needed to address high RES-E are recognised in the 2015 *Energy Union Package* (EC, 2015), clarified and updated in the 2016 *Clean Energy Package* (EC, 2016a).³ This recognises the importance of a stable investment framework that reduces regulatory risk for investors and achieves security of supply, and proposes integrating RES-E through market-based schemes that are more like PFiTs. The next section sets out the logic behind the changes made by EMR, the lessons learned from their implementation, and the relevance of the *Clean Energy Package*.

2 Figures based on CEER (2015, Annex 9).

3 <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

ELECTRICITY MARKET REFORM, CAPACITY AUCTIONS AND THE BRITISH EXPERIENCE

The British Electricity Market Reform (EMR) was motivated by the failure of the energy-only market to deliver adequate investment in the flexible gas-fired generation needed to deliver the reliability standard of a Loss of Load Expectation of 3 hrs/yr. This failure was a result of considerable policy uncertainty causing investors to delay investing until either some consistency, or better, long-term contracts emerged to reduce or hedge against policy uncertainty. In the period after the New Electricity Trading Arrangements that introduced the energy-only market in 2001, there were four *White Papers* on Energy Policy, reflecting uncertainty over the role of nuclear power, poor delivery of RES-E, and the pending retirement of most coal-fired power stations threatened with tightening pollution standards (Newbery, 2012). Unless investors feel confident that they can forecast future wholesale and ancillary service revenues, they would logically delay investing until either futures prices rise enough to ensure a high enough rate of return to compensate for the perceived risk, or markets are reformed to reduce uncertainty.

Capacity auctions for reliability

EMR recognised the need to provide more investor confidence by offering 15-year contracts to pay per kW of de-rated capacity (de-rated to reflect its reliable availability) of new plant. In order to procure the required amount of capacity to meet the reliability standard, EMR proposed auctions four years ahead of delivery for new plant (the T-4 auction) and one year ahead (T-1) at which existing plant could be offered a 1-year contract to allow them to decide whether to accept the contract and remain in the market or to exit (*i.e.*, disconnect). The auction design was much influenced by US experience, particularly that of PJM (Bowring, 2013) and involved a downward-sloping demand schedule for capacity, passing through the desired amount at the net Cost of New Entry (CoNE). The auction clearing price (in £/kWyr) is paid to all successful plant (new and existing) for the length of the contract, and was intended to make up the missing money – the amount needed to cover the full cost including transmission charges (for new plant) less

the revenue they would earn in the energy and ancillary service markets. Existing plant could not bid above half net CoNE (to prevent gaming and the exercise of market power),⁴ but if new plant were required that would likely set a higher price. The auction was a descending clock auction, stopped when the supply met the demand schedule. If more capacity was available at a price below the net CoNE (set initially at £49/kWyr), then more would be purchased, the reliability would exceed the target, and conversely if the cost of reliability were shown to be too high.

These contracts would require the holders to be available to be dispatched at four hours' notice in the event of a "stress event" or pay a penalty. De-rating would estimate the proportion of the time that the plant was available, allowing for forced outages and plant maintenance (although the latter should be scheduled for seasons with lower demand). The philosophy behind the capacity auction assumed that all other prices (apart from capacity) were correctly set and appropriately rewarded the various services provided (energy, flexibility, fast ramp-up, etc.). The island of Ireland has already had to address the problem of first defining, and then pricing, the new flexibility services needed for high renewables penetration, ahead of reforming its capacity remuneration mechanism, and will be discussed briefly below (and see also Newbery, 2017a). The next section discusses the first two British auctions, which revealed a serious short-coming in the way generation pays for or is paid to use the transmission and distribution system. To understand the critical role of location signals the next section explains what is needed, how the British system works, and what problems the capacity auction exposed.

Location signals and network charges

Transmission links have limited capacity that must be respected by the System Operator (SO) when managing dispatch and redispatch. The Target Electricity Model is an energy-only market in which all generators are free to offer to supply amounts at specified prices and others bid amounts and prices at which they are

⁴ Plant not bidding but expected to be present in the delivery year had their de-rated capacity subtracted from the demand to procure. RES-E with existing support contracts would similarly have their de-rated (*i.e.*, equivalent firm output in stress periods) deducted.

willing to buy. Importantly, the aim is to integrate markets across the whole of the EU in a way that couples the markets controlled by different SO's and makes efficient use of the interconnectors between these different market areas. This market coupling relies on the auction platform EUPHEMIA⁵ to match demand and supply, given the available transfer capacity (ATC) on the interconnectors that link different dispatch zones within the EU Integrated Electricity Market. If the initial set of offers to supply and bids to buy leads to an infeasible solution that would exceed some ATCs, the flows on these interconnectors are set at their ATC values, and the auction re-run for separate zones on each side of the constrained link to find zonal market clearing prices that satisfy all interconnector constraints.⁶ The price difference between constrained zones measures the value of increasing interconnection capacity and acts as a valuable market signal for investment, while the zonal prices indicate the value of electricity in each dispatch zone.

The obvious problem with this dispatch system is that only major interconnectors are included in EUPHEMIA. Within each dispatch zone there may be many critical transmission links that require the local SO to redispatch plant to ensure that the actual dispatch will continue to respect all constraints, even if one of the generators or links fails (the N-1 condition). This feasible security-constrained dispatch requires the SO to issue balancing commands to well-placed generators to increase or reduce supply after all the commercial transactions have been accepted by EUPHEMIA and bilateral contracts have been notified to the SO. These balancing actions (which also include actions to address departures from the announced generation and demand plans submitted before dispatch) can be costly. Failures to meet announced positions are charged to those out of balance but redispatch costs must be recovered from consumers.

The theoretically correct way to handle transmission constraints is through Locational Marginal Pricing (LMP) or nodal pricing, in which each node on the network has a potentially different price, reflecting either the marginal cost

⁵ Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm described in <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-documentation.pdf>

⁶ This is a simplification as the system is moving towards more efficient flow-based coupling. See e.g., <https://www.tennet.eu/news/detail/flow-based-methodology-for-cwe-market-coupling-successfully-launched/>

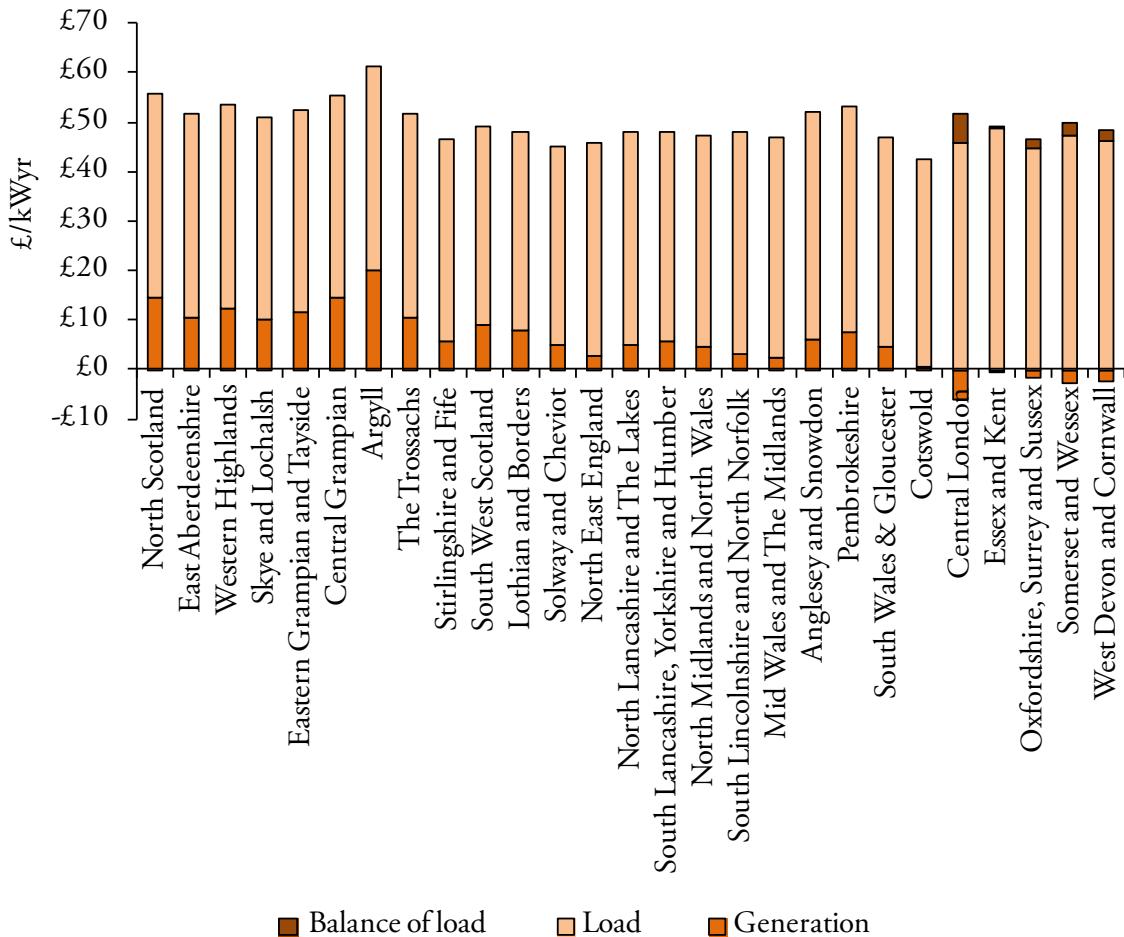
of delivering an extra unit to that location, or the marginal value of the last unit (Schweppe *et al.*, 1988). LMP has been widely introduced via the Standard Market Design in the US, and demonstrated to work in practice as well as in theory, although there is little appetite at present for introducing in the EU. Nevertheless, when the inefficiencies of the current model become too large to ignore (as they did in the early days of PJM), there may be pressure to revisit this position.

One advantage of LMPs is that there is no need to redispatch plant for reliability (N-1) purposes, as the SO computes a feasible security-constrained dispatch and its associated LMP for each node. The only balancing actions required are those to address errors or failures, which are charged to those causing the balancing actions. The more significant benefit is that LMP gives clearer signals of where to locate new generation (where LMPs are high indicating the need for more supply) and demand (where they are low, indicating ample availability). It also signals where to increase transmission capacity, and provides a revenue stream to transmission owners.

In the absence of LMPs some other means are needed to guide location decisions within each EUPHEMIA price zone – and Britain is a single price zone requiring expensive redispatch to handle the Scottish border constraint. The British solution is to define different tariff zones each of which has a different Transmission Network Use of System (TNUoS) charge. Generators pay Generation (G) TNUoS annually on their Transmission Entry Capacity – the maximum amount they wish to export – while the demand side pays Load (L) TNUoS on the amount taken from the grid in Triad half-hours – the three half-hours of system maximum demand separated by 10 days in the year (in the winter).⁷ Exhibit 1 shows these annual charges across the different zones in GB. The difference between the G TNUoS charges across zones is about £25/kWyr and signals where to locate (near London, where the charges are low) and where not to locate (in the North where the charges are high).

⁷ The distribution company pays the grid for Triad load at the grid supply point, and passes these costs on in full at the Triad to large customers. Domestic customers pay a fixed fee and a variable energy charge that does not distinguish demand at the peak.

Exhibit 1

Transmission Network Use of System charges in GB for 2016/2017

Source: National Grid (2016).

The sum of the two charges is in principle passed through to final consumers (and note that their sum is fairly uniform across GB, despite large differences in each element), so in an isolated system the balance between the average G and L charge would not matter. However, in an interconnected market where imported power can compete with domestic generation, the level of the G charges does matter. To improve the efficiency of cross-border trade, the EU has mandated⁸ that the *average* G charge should be no higher than €2.50/MWh, and in order

⁸ Via European Commission Regulation (EU) No 838/2010 at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:250:0005:0011:EN:PDF>

to comply with this, G TNUoS charges in areas needing most extra supply are set to be negative. Generators there are paid if they deliver during Triad periods, thus relieving local shortages.

If annual charges are to guide location decisions they should reflect the marginal cost that generating at each location imposes on the total system – as LMPs do, and as zonally varying annual charges can to a lesser extent. Different generation location choices can impose very different costs on the network. These costs include reinforcing the network, incurring differential losses, and from the constraints injections may cause. It is therefore surprising that only the UK, Ireland, Norway, Sweden and Romania differentiate G charges by location (ENTSO-E, 2017, table 4.1, chart 7.5). Of these, only Britain, Norway and Sweden have any significant variation; Ireland, with significant constraints, has hardly any locational variation.

The transmission system is a natural monopoly for which the marginal cost (mainly transmission losses and the shadow values of constraints) falls far below the average cost of an efficiently configured system – Perez Arriaga *et al.* (1995) estimate that at best marginal costs are 30% of average costs. The difference between the average and marginal cost is akin to a tax required to collect revenue, rather than a price to guide location and use decisions. As such, it needs to be recovered in the least distorting way possible, which, if we leave issues of distributional justice to the Government's tax and expenditure policies, means charging users who would change their supplies or demands the least in response to tariff changes. That probably means levying the fixed costs on final consumers' pre-stated maximum demands. Triad charging may approximate this provided consumers do not install expensive generation behind the off-take metering point, otherwise the L triad charge would over-encourage inefficient local generation merely to avoid a quasi-tax, as explained below. The L TNUoS charges are now high largely to collect the revenue shortfall, and only a small part reflects locational signals. This residual charge has grown from about £10/kWyr in 2005/6 to about £50/kWyr in 2015/16, and is set to go on increasing.⁹

⁹ See <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/embedded-benefits-impact-assessment-and-decision-industry-proposals-cmp264-and-cmp265-change-electricity-transmission-charging-arrangements-embedded-generators>

Capacity auction results

The first capacity auction in December 2014 was expected to encourage large efficient and flexible combined cycle gas turbines (CCGTs) to secure capacity agreements, for which it was estimated that the net CoNE would be £49/kWyr. This was the estimated shortfall after earning revenue in the wholesale energy and ancillary service markets, and paying G TNUoS charges (which in Argyll could be £25/kWyr more expensive than in Central London). The auction in December 2014 cleared at just under £20/kWyr. About 1,600 MW (two turbines) of CCGTs secured agreements but their bankers declined to finance them and they withdrew (paying a modest non-delivery penalty). Instead a large number of small (11 MW) generating units (many diesel) secured agreements, based on the “embedded benefit” they received from Distribution Network Operators for relieving them of paying L TNUoS charges. As argued above, most of this is the revenue-raising or residual element which should not be side-stepped. The net effect of this embedded benefit was worth about £50/kWyr to distribution-connected generators, giving them potentially £70/kWyr compared to just £20/kWyr for grid connected generators.

It took until early 2017 for the regulator, Ofgem, to remove this distortion and ensure that distribution-connected generation would not receive this embedded “benefit” (of avoided revenue collection). Whether this will result in the earlier successful smaller units not connecting (and paying the non-delivery penalty) and prejudicing the aims of the auction to procure adequate capacity remains to be seen, although National Grid has announced an adequate reserve margin for winter 2017/18 (the first delivery period of the EMR capacity auction) with a Loss of Load Expectation of 0.01 hrs/yr.¹⁰ The early exits of the two CCGTs were fortunately counterbalanced by ignoring the contribution interconnectors would make (Newbery and Grubb, 2015).

The other flaw revealed by the capacity auction was that TNUoS charges are set (and potentially changed) annually, so that generators can disconnect and escape the charges by giving a year’s notice. A large coal-fired generator chose to do so, and avoided paying G TNUoS charges comparable in size to the capacity

¹⁰ At <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Winter-Outlook/>

payment. The decision to build a new power station is a sunk commitment lasting for decades, and the investment in transmission to deliver that power lasts even longer. Logically the cost of upgrading the network to accept the new power station would be an obligation to pay the full cost of that upgrade, amortized over perhaps 15-20 years, and inescapable on early exit. If the station pays the full (or “deep”) cost in this way, it would on the same logic receive the property right to inject the specified capacity at that point for as long as the network links survived, with the freedom to reassign ownership to other entrants if the value to them exceeded the value to the incumbent. This would ensure efficient rather than premature exit signals that might be caused if the TNUoS charge overstated the local value of the capacity released.

Locational capacity payments

One question that did not need to be addressed in GB was whether the capacity auction should be (GB) market-wide or zonal. Capacity for reliability needs to be deliverable to where the shortage occurs, and transmission constraints may prevent poorly located capacity from providing this service. In GB the main constraint is at the Scottish-English border and Scotland normally exports to England, so this could be a problem. G TNUoS makes it more costly for generators to locate in Scotland, but the main reason for high exports from Scotland is high wind capacity there. Stress events are more likely when the wind does not blow, in which case dispatchable power in Scotland should be able to export and provide reliability services without exceeding the export constraints. In other jurisdictions, like the I-SEM or PJM,¹¹ these constraints may be important, requiring that there is enough dispatchable capacity capable of delivering to each constrained zone. This may be addressed either by finding the market clearing price in each zone (as in the day-ahead EUPHEMIA auction) if there are enough competitors in each zone, or by paying a must-run or similar reliability premium (above the market-wide capacity auction price) for plant that is essential but faces few competitors, as proposed in the I-SEM.¹²

11 See <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>

12 See https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-17-022%20CRM%20Parameters%20Decision%20Paper_1.pdf

Alternatives to capacity auctions

The proposed capacity remuneration mechanism in the island of Ireland involves auctioning a Reliability Option (RO). The winners in the auction receive an annual payment per de-rated kW in exchange for a one-sided Contract-for-difference on the reference price (normally the day-ahead price). The strike price is set higher than the most expensive variable cost plant (*e.g.*, at €500/MWh), and if the market price exceeds that, the holder of the RO pays the counterparty the excess over the strike price (if available) or the whole reference price (if not available). This design has a number of attractive features (Batlle *et al.*, 2005 and 2007; Bidwell, 2005). It provides insurance to consumers against high prices while allowing the market price to signal appropriate scarcity (and the proposal is that the System Operator will ensure that there is a floor price in the relevant market set at the Loss of Load Probability times the Value of Lost Load). That means that trade over interconnectors reflects the value in the I-SEM, while confining the insurance to the beneficiaries of the RO, namely just the I-SEM consumers. It is a way of devolving reliability to each Member State without distorting trade between them, and allows each to decide how to best deliver reliability.

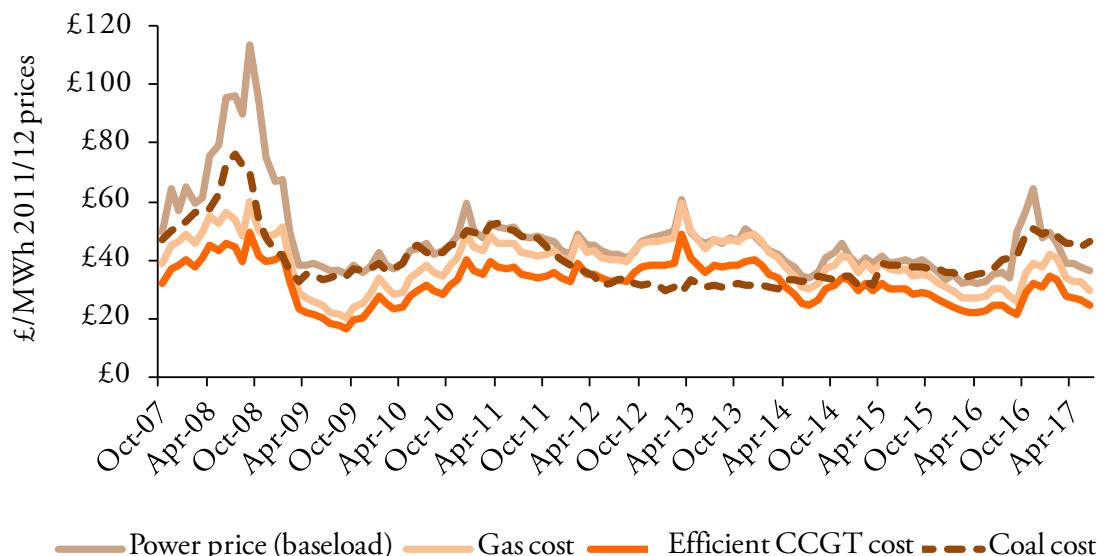
The carbon price support

In order to compensate for the inadequate carbon price set by the EU Emissions Trading System the Treasury (ministry of finance) legislated (HMT, 2011) a carbon price support to bring the EU ETS allowance price up to “£16 per tonne of carbon dioxide in 2013, rising to £30 by 2020 in 2009 prices. The starting price would be equivalent to £19.16 in estimated 2013-14 prices. The Treasury estimates that the new tax will raise £3.2bn in the three tax years from 2013. In the 2014 Budget, the Chancellor announced that the UK-only element of the carbon price floor will be capped at £18 per tonne of carbon dioxide (tCO₂) from 2016-17 to 2019-20.”¹³

¹³ Quotation from <http://www.gov.scot/Topics/Environment/climatechange/ukandeuclimatechange/Carbon-Price-Floor>

Exhibit 2

GB wholesale electricity price and the cost of generation, 2007-2017 at 2011/2012 prices



Note: Gas cost is for an average efficiency CCGT. Costs include the GB carbon price.

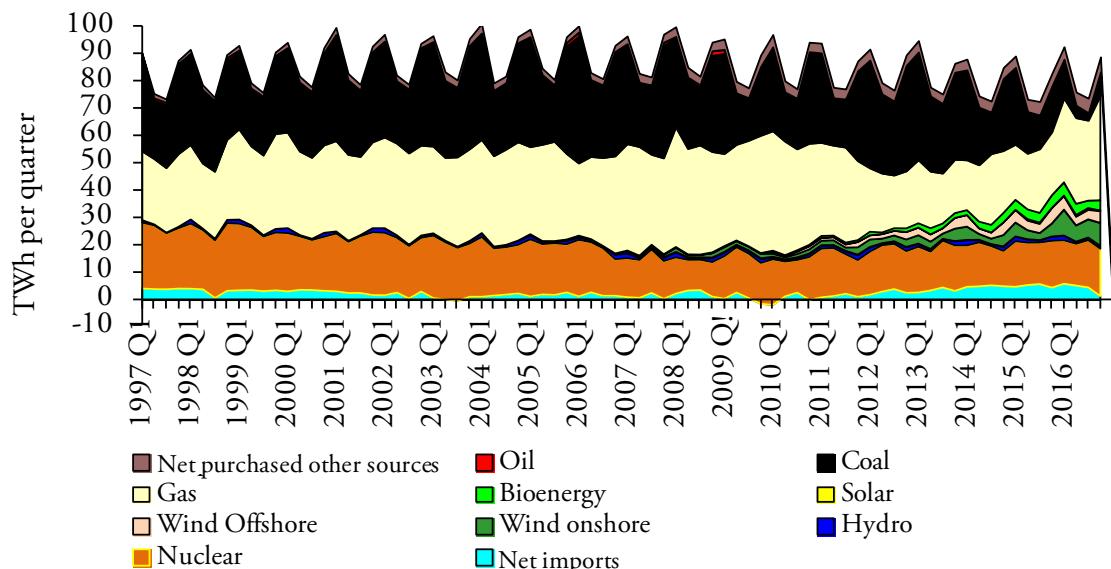
Source: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/spark-and-dark-spreads-gb>

Exhibit 2 shows that until April 2014 it was cheaper to generate electricity using coal but thereafter it became cheaper to use gas.

The effect of the carbon price support was to displace cheap coal in the merit order, as can be seen in Exhibit 3, where gas (and increasingly RES-E) have displaced coal, to such an extent that there have been days in the summer with no coal generation (for the first time in over a century). Subsequent announcements prevent any new coal generation entering, as part of the plan to meet the legally binding carbon targets set by the Committee on Climate Change.¹⁴

¹⁴ See <https://www.theccc.org.uk/tackling-climate-change/reducing-carbon-emissions/carbon-budgets-and-targets/>

Exhibit 3

UK quarterly generation by fuel type

Source: Energy Trends various years. (At <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends>).

Renewables Support

EMR introduced Contracts-for-Difference with Feed-in Tariffs (CfD FiTs, CfDs for short) for renewables. This is a contract with the Low Carbon Contract Company (backed by the Government) that fixes the strike price of sales. RES producers sell in the market and either receive the shortfall of the Market Reference Price from the strike price or pay the excess above the strike price. Initially the strike price was set by the Government for each technology after asking financiers what rate of return they would like. Under pressure from the Panel of Technical Experts (DECC, 2013, §79) and subsequently DG COMP, later rounds were offered at auction, starting in February 2015. The results are shown in Table 1 where the administered price was the previously set strike price (now treated as a price ceiling in the auction). The auction clearing prices depend on the year of delivery. Newbery (2016a) shows that the auction reduced prices for on-shore wind by the equivalent of reducing the weighted average cost of capital by 3%. If

Table 1

CfD Auction Allocation: Round 1

Technology		Admin price	Lowest clearing price	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	Total Capacity (MW)
Advanced Conversion	£/MWh	£140	£114.39				£119.89	£114.39
Technologies	MW					36	26	62
Energy from Waste with Combined Heat & Power	£/MWh	£80	£80				£80.00	
Offshore wind	£/MWh	£140	£114.39			714	448	1,162
Onshore wind	£/MWh	£95	£79.23		£79.23	£79.99	£82.50	
Solar PV	£/MWh	£120	£50.00	£50.00	£79.23	32.88	36.67	69.55
	MW					45	77.5	626.05
								748.55

Note: The Solar PV bid of £50/MWh for 2015/16 was withdrawn.

Source: DECC (2015).

auctions for all new generation were to have the same effect on the financing cost, the cost saving on the estimated £75 billion of generation investment needed to 2020 would be £2.25 billion per year for 15 years, or a cumulative undiscounted sum of over £1,000 per household.

Subsequent renewables auctions have produced even more dramatic price reductions, although the Government prevented on-shore wind competing for CfDs after 2015. Table 2 shows that off-shore wind, which had a 2014 administered price of £140/MWh, had auction clearing prices of £74.75 (for 2021/2 when it competed with other RES) and £57.50/MWh for 2022/23, well under half the administered price.

Exhibit 4 shows the impact of the change of support policies to RES-E. Progress until 2010 was unimpressive compared with the challenging commitments the

Table 2
CfD Auction Allocation: Round 2

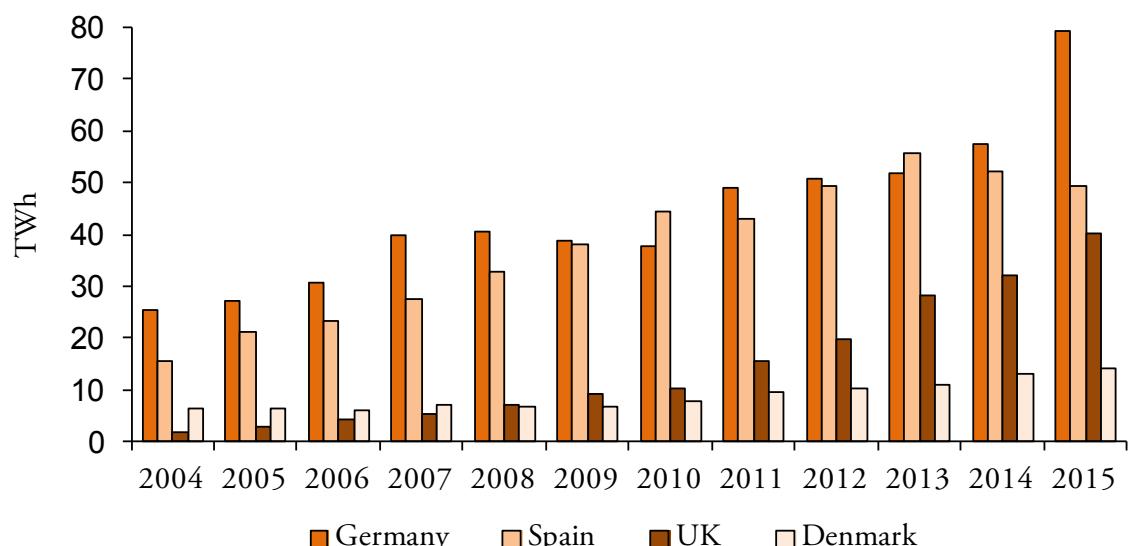
Year		2021/2022	2022/2023	Total Capacity (MW)
Advanced Conversion Technologies	£/MWh	£74.75	£40.00	
	MW	56.31	8	64.31
Dedicated Biomass with CHP	£/MWh	£74.75	N/A	
	MW	85.64	0	85.64
Offshore Wind	£/MWh	£74.75	£57.50	
	MW	860	2,336	3,196

Source: BEIS (2017).

UK accepted under the *Renewables Directive* (EC, 2009). Exhibit 5 shows the cumulative *increase* of output of RES as a share of total generation from 2004, for those countries that had a higher increment than the EU average. The UK lagged this group of countries until 2013, after which it accelerated relative to these

Exhibit 4

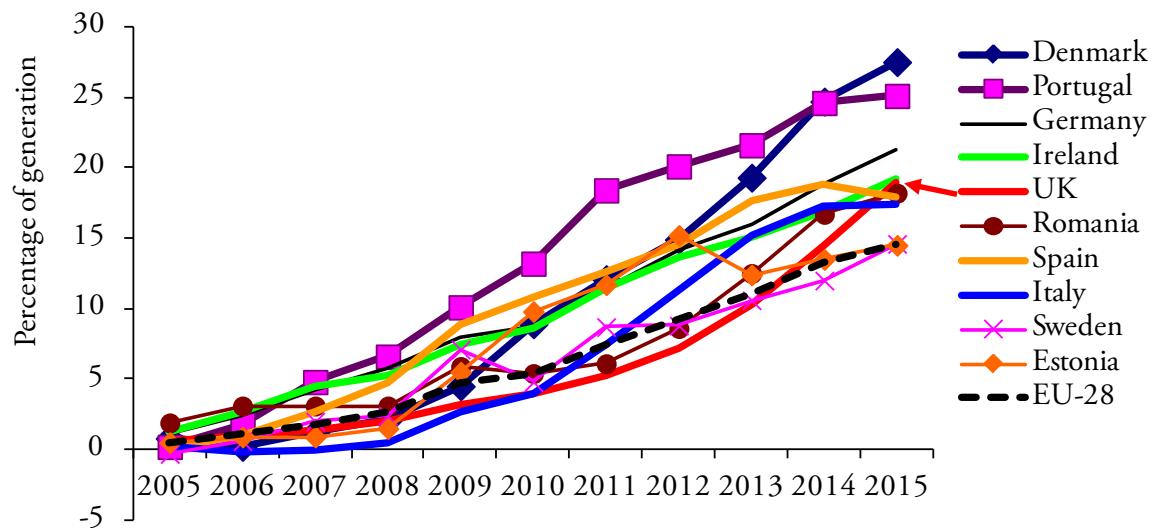
Wind output in UK compared with leading EU wind countries



Source: Eurostat.

Exhibit 5

Cumulative increment in share of RES-E in generation in those EU countries with higher final shares than the EU average



Source: Eurostat.

countries. Part of this acceleration was probably a result of falling borrowing costs, falling RES costs and over-generous CfD prices set before they were auctioned. Certainly the National Audit Office criticized the excessive cost of transitional (FIDeR) contracts paying these prices (NAO, 2014).

Renewables support policy has now come full circle. In the 1990s RES-E contracts were auctioned, delivering rapidly falling prices, but an increasing failure to deliver (as there were no non-delivery penalties). The obvious solution was to require evidence of progress, which if not provided, would allow the shortfall to be re-auctioned to meet the targets (that were in any case set for some distant future). Instead the system was replaced by the Renewables Obligation Scheme which placed a strong (but costly) demand pull on the suppliers, who had to meet increasing shares of sales from renewables. Initially the scheme was technology neutral, but from 2011 it provided more generous support for less mature technologies. This scheme will end in 2018, despite a preferable alternative available from 2014 from the EMR's CfD scheme, delaying the move to the lower cost auctioned option.

The cost of renewables support

CCC (2015) estimated that the annual support cost in 2020 (at 2011/12 prices) would be £8,275 million, of which the first auction round of CfDs accounts for £338 million, and the FIDeR contracts criticized by NAO for fixing too high a strike price accounts for £1,626 million. Helm (2017) estimates that the total support cost of decarbonising electricity by 2030 could exceed £100 billion, although part of that results from failing to properly charge for carbon, and much of the rest is support for learning externalities, discussed below. The cumulative cost of support (primarily for ROCs and small-scale FiTs) between 2011/12 to 2015/16 is given by BEIS (2016a) as £14.84 billion in 2011/12 prices, during which period 260 TWh of wind, solar and bioenergy were generated (*Energy Trends*, 2016, table 5.7), suggesting an average past support for these technologies of £57/MWh, when the average real wholesale price (shown in Exhibit 2) was £43/MWh.

This support cost needs adjusting in several ways. First, during this period the average EU ETS price of carbon was £9.31/tonne CO₂ but from April 2013 the Government imposed a Carbon Price Support, bringing the average CO₂ price for GB electricity generators up to £14.36/t CO₂ (over the period 2013–16). The UK Government originally argued for a carbon price floor of £30/tonne CO₂ by 2020 and £70/tonne by 2030 (HMT, 2011), but then capped the level until 2020. Taking a compromise value of £25/tonne, the shortfall in the carbon price over this period was about £10/tonne. If the marginal fuel displaced by RES were coal, the value would be £9/MWh, reducing the RES-E support element to £48/MWh. Whether this is high or low will be discussed below in §4.2.

The second adjustment is harder to estimate, and it is the extra system costs (balancing, ancillary services and reliability reserves) needed to accommodate the extra RES. It will depend on the way in which RES-E is paid. In a classic Feed-in-Tariff (FiT), RES-E is given priority dispatch and paid the fixed tariff on metered output, regardless of any balancing and other costs imposed on the system. Watson & Gross (2017) estimated the system cost of RES-E at about £10/MWh up to 30% RES-E penetration, about the same as the shortfall in carbon saving, so in classic FiT systems this should be added to the excess of the FiT over the market price.

In the GB approach, RES-E producers remain responsible for paying imbalance charges and locational TNUoS charges. If both were set equal to the efficient price, their sales value would already include their system costs. As a result, many smaller RES-E producers sign Power Purchase Agreements with aggregators or larger integrated utilities and receive a lower net price per MWh. The auction prices in Tables 1 and 2 are the gross revenue before deducting any of these system costs. While the incremental transmission costs imposed by RES-E may not be fully attributed to them (as it would with deep connection charging) as a rough approximation the RES-E subsidy just needs the deduction for the shortfall in carbon price discussed above. Tables 1 and 2 suggest that the next increment of RES-E could be almost competitive with a properly carbon-adjusted new generation cost. BEIS (2016b) gives the 2020 CCGT levelized cost at £65-68/MWh for the central gas price forecast (with a carbon cost at £18/t CO₂) +/- £10/MWh for high and low gas prices – close to the adjusted cost of on-shore wind of £79 - £9 (for carbon) = £70/MWh.

A BETTER WAY TO SUPPORT AND INTEGRATE RENEWABLES

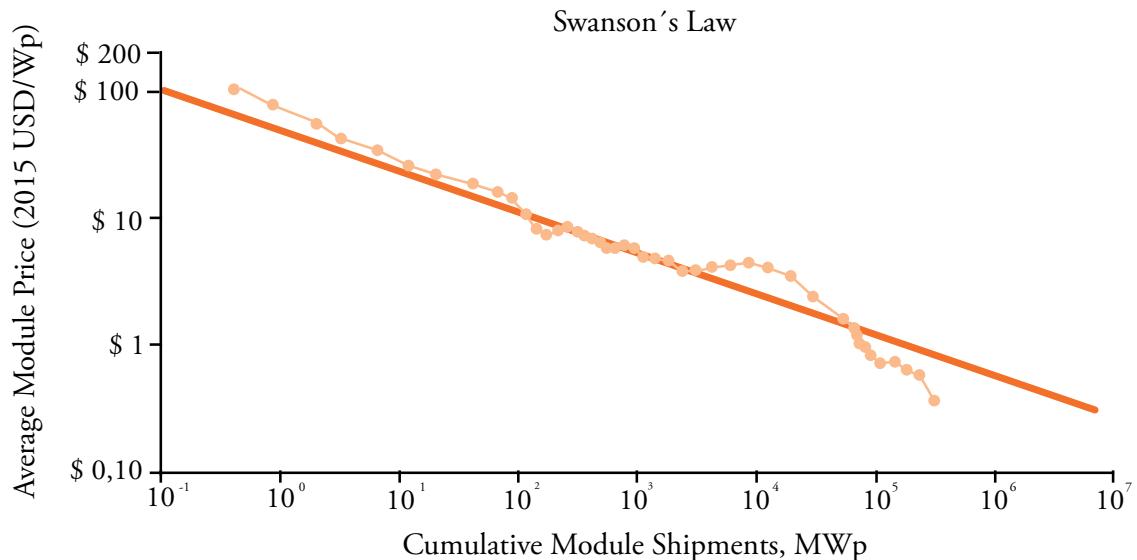
One of the main problems with the current renewables support scheme is that it rewards output rather than capacity. The main case for providing additional support to RES-E is that increasing the cumulative *capacity* installed drives down costs, benefitting future investors.

Support for learning spill-overs

Exhibit 6 shows that for every doubling of cumulative production of PV modules, the price falls by 20-23% as a result of learning-by-doing. As current production is growing by over 30% p.a. the annual cost fall is some 7% p.a (IRENA, 2016). On-shore wind also creates unremunerated learning spill-overs, but the learning rate is lower than for PV, at 7%. The cumulative installed capacity is 487 GW, growing at 12% in the recent past (although now accelerating), implying a cost reduction of about 1% p.a.

This learning spill-over is a global public good, arguing for a collective agreement to compensate installers for the value of this spill-over, *e.g.*, via the *Global Apollo*

Exhibit 6

Cost reductions from doubling cumulative PV module shipments

Note: The straight (green) trend line represents a learning rate of 20%; the actual rate is slightly higher.
Source: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Swansons-law.svg>

Programme (King *et al.*, 2016), now re-branded as *Mission Innovation*.¹⁵ The *Renewables Directive* (EC, 2009) mandates shares of renewable energy for each Member State and as such treats the support of RES-E as a club good, in which members collectively fund an agreed amount of total deployment. However, the way the *Directive* set the target, and the way most Member States support renewables, is on renewables output (as a share of total energy), not on installed capacity, which is the driver for the learning and cost reduction.

Ideally, support to RES would be provided on the basis of installed capacity (suitably re-rated to reflect the size of the learning spill-over, larger for solar PV than wind). This could be achieved most efficiently by an EU-wide auction in which Member States offer to support installations in the most cost-effective location. Instead of agreeing shares of renewable energy, Member States could contribute to a central budget on the base of GDP (perhaps progressively, and

¹⁵ <http://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2017/06/MI-Action-Plan.pdf>

perhaps with some recognition of past renewable investment). Taking this idea further in the direction of *Mission Innovation*, the funds to support learning could also be used to support R&D and demonstration, thereby dealing with the missing element of the EC 2016 *Clean Energy Package*,¹⁶ which only partly addresses the problem of funding clean innovation. Again, allocating RD&D funds competitively at the EU level would ensure efficiency (and solidarity), building on the experience of the Ofgem Network Innovation Competitions.¹⁷

The proposed RES-E capacity auction would invite bids for the support needed per MW of installed capacity, but in order to ensure appropriate delivery, this would be paid per MWh for the first 20,000 MWh per MW of installed capacity (*i.e.*, for 20,000 full output hours). This would be very close to a capacity subsidy, with only a very slight advantage to locating in high resource areas, in that the subsidy would be earned more quickly, and hence have a slightly higher present value. The value of the electricity produced would be effectively the (local) market value, and would thus be on a par with other forms of generation, avoiding locational distortions.

The objection to paying the subsidy per MWh is not only does it over-reward high resource locations, but it also distorts location decisions, even if the transmission charges have been suitably designed to indicate the value of power at each location. Thus a subsidy of £50/MWh when the market price is £50/MWh gives a windfarm enjoying 2,500 hrs/yr a revenue of £250,000/MW, whereas one enjoying 2,000 hrs/yr receives £200,000/MW, an advantage of £50,000/MW while the value of the electricity produced is only £25,000/MW higher (£25/kWyr). This difference is more than the difference in G TNUoS across GB and over-encourages wind to locate in Scotland, unnecessarily adding to congestion on the Scottish border.

The 2016 *Clean Energy Package* sets out some details of desirable support schemes in EC (2016b): under (i) Options to increase renewable energy in the electricity

16 At <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

17 See <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/gas-network-innovation-competition>

sector (RES-E): “A common European framework for support schemes: (1) sole use of market mechanisms; (2) European framework for market-based and cost-effective support; (3) mandatory move towards investments aid.” A generous interpretation of this framework would use auctions (thus meeting State Aid requirements) to support installation (*i.e.*, per MW, providing *investment aid* to capacity) and then requiring output to be sold in the wholesale market (satisfying (1) above). Balancing and marketing risk could be covered by suitable contracts to reduce the weighted average cost of capital, while if the market gives good locational and temporal signals, developers will choose higher value locations and avoid saturating local networks. Moving to locational marginal prices (LMPs) is the cleanest way of ensuring that.

Estimating the justifiable learning subsidy

Newbery (2017b) provides a method for estimating the global value of the learning-benefit of low-carbon technologies, on the assumption that they will eventually become economically viable (*i.e.*, would no longer need any support). In the case of solar PV, the combination of rapid growth and significant problems of market saturation limits the period during which support is either necessary or desirable. At some time before the date of reaching the final market size for solar PV further subsidies are no longer warranted as all they do is advance the date of saturation and do not affect the cumulative amount of remaining capacity to install and hence the future cost reductions, merely when it happens. Current subsidy costs can then outweigh the present value of future benefits.

Different technologies are at different stages of maturity and create different levels of learning spill-overs, arguing for different levels of support. As auctions are the most cost-effective procurement mechanism, this would probably involve grouping technologies into different pots (as in the GB CfD auctions), although in many locations wind and solar PV appear roughly competitive against each other and might be grouped together (even though they have different spill-over benefits).

For solar PV, Newbery (2017b) estimates the spill-over benefit at about 38% of the 2015 PV cost of \$1,050/kW_p. At a Spanish location delivering 1,800 MWh/

MW_pyr it would take just over 11 years to be fully compensated for the capacity subsidy in the auction described above, and the subsidy should then be worth \$400,000/MW_p. At a real discount rate of 3%, a payment of \$24 (€22, £16)/MWh (in addition to the wholesale price) would recover that sum over 20,000 MWh (in present value terms). Table 1 shows that the auction price for GB solar in 2016/17 is £79.23/MWh. Even with a low cost of capital, the BEIS (2016) CCGT levelized cost (including carbon) is £65/MWh, only £14/MWh below the auction price for PV in 2016, less than the spill-over benefit.

The formula presented in Newbery (2017b) can be adapted to the case in which there is no clear date of saturation, merely a slowdown in the rate of growth on RES-E in line with electricity demand growth. The fraction of installation cost equal to the present value of future cost reductions is:

$$S_t/c_t = bg(1 - \varphi)\{(e^{-(bg+r)t} - e^{-(bg+r)T})/(bg+r) + e^{-(bm+r)T}/(bm+r)\},$$

where S_t is the learning benefit, c_t is the unit cost of the current installation, both at date t , $1 - \varphi$ is the share of the cost that enjoys learning spill-overs, r is the social discount rate, b is the coefficient of cost decline in the expression $c_t/c_0 = (K_t/K_0)^{-b}$ where K_t is the cumulative installations at t , and is related to the learning rate λ by $b = -\ln(1-\lambda)/\ln(2)$, g is the rate of growth of the installed base, and T is the time at which the growth of the RES falls to that of the whole market, growing at rate m . Note that this is decreasing in t , the date of the subsidy calculation, so that past subsidy rates would be higher and could justify past more generous rates.

If we assume a learning rate for on-shore wind of 7%, $b = 0.1$, and if $g = 12\%^{18}$, $r = 3\%$, $T = 15$ yrs (suggesting a rather high ultimate wind capacity 6 times the current amount, or about 3,000 GW),¹⁹ $1 - \varphi = 75\%^{20}$ and a (low) installation

¹⁸ Recent growth rates have been 16-17% p.a. (WEC, 2016).

¹⁹ <https://www.statista.com/statistics/238610/projected-world-electricity-generation-by-energy-source/> projects world RES-E output in 2030 about 9,000 TWh. At 2,500 full hrs/yr this would deliver about 7,400 TWh, close to the total RES-E limit.

²⁰ Share of turbine in installed cost from IRENA (2012). IRENA (2016) reports a global average (not low cost) installation cost for on-shore wind of US\$ 1,560/kW.

cost of €1,000/kW (IRENA, 2012), then the justified subsidy could be as high as 28% of €1,000/kW or €280,000/MW, or €17 (£15)/MWh for the first 20,000 full hours (MWh/MW). The latest GB auction price for on-shore wind was £79.23/MWh for the more competitive 2016/17 delivery date, rising to £82.50/MWh in 2018/19 (Table 1) but this higher value may reflect the anticipated hostility to supporting on-shore wind. In contrast off-shore wind costs have fallen to £57.50/MWh, below the levelized cost of CCGT and therefore apparently requiring no subsidy. Even at the low cost of capital for the CCGT, the 2016/17 on-shore wind subsidy is about the same as the learning spillover.

Addressing carbon price short-falls

There remains a case for a subsidy per MWh reflecting the shortfall in the appropriate carbon price, given that for international trading reasons the Treasury has frozen the carbon price support (and other EU countries lack even that support). Depending on the marginal fuel displaced (averaged over perhaps a year) and the EU ETS price this could be somewhere between £5-10/MWh, and would be payable not just to RES-E but also to nuclear power and plant with Carbon Capture and Storage (for its carbon credit).

Flexibility services²¹

All RES-E except storage hydro and biomass are intermittent, and if quality of service and security of supply are to be ensured, additional flexibility services (as well as reserves) will be needed to manage this intermittency. High levels of intermittent generation reduce the amount of system inertia (the spinning mass of conventional synchronised turbines and rotating equipment) and make the system less resilient to fluctuations in supply or demand. Wind can be reasonably well forecast a few hours ahead, giving time for conventional plant to ramp up if warm, and for some plant to start from cold. Sudden cut-outs of wind from excessive gusts (or failure to ride through faults and frequency fluctuations) and more so from solar PV experiencing cloud cover require more rapid responses,

21 See also Imperial College London (2015).

in an extreme, measured in milli-seconds if frequency is to be maintained, particularly with low system inertia.²²

The island of Ireland is at the forefront of adapting its system to accommodate up to 75% non-synchronous (*i.e.*, intermittent) generation through its DS3 (*Delivering a Secure Sustainable Electricity System*) programme.²³ This programme proposed seven new System Services for frequency control (such as Synchronous Inertial Response and Fast Frequency Response) and voltage support (such as Dynamic Reactive Response) to complement the existing seven services, described in more detail in Newbery (2017a). GB is addressing this need for more flexibility through procuring additional enhanced frequency response.²⁴ Distribution-connected large batteries have been successful tendering this service, as they can deliver the required 100% of specified capacity within one second.

Batteries are often claimed as a solution to intermittency, as they can store surplus power (*e.g.*, in the day-time) for release later (*e.g.*, at night) and for off-grid such batteries (or back-up generation) are necessary. However, their cost is still very high. Lazard (2016) surveys a range of chemical and other storage formats. The preferred chemical batteries (Lithium-ion and Sodium-Sulphur) still cost more than \$250/MWh levelised cost, so that even if the purchased electricity is free, it requires a value or selling price higher than this to cover its cost. To date their value has been primarily derived from delaying expensive upgrades to transformers or distribution networks, followed by short-term flexibility responses, with only a small part coming from arbitraging prices (Newbery, 2016b).

Flexibility is often more cheaply provided by strengthening networks so that local imbalances in supply and demand can be managed by importing or exporting power from more distant locations experiencing different local conditions. Pumped storage plant (PSP), and more significant in scale, storage

22 One measure is to increase the default settings for Rate of Change of Frequency (RoCoF) above which generators and some equipment disconnects to protect itself, allowing the system more time to correct frequency fluctuations, but this is not costless.

23 <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>

24 <http://www2.nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx>. The site gives the definition and the tender prices for the service.

hydro, can similarly accommodate fluctuations in demand and supply, and their scale dwarfs chemical storage. Globally chemical battery storage is only 0.1% of pumped storage capacity – PSP has about 1.7 TWh – while global storage hydro systems provide 2,700 times the global PSP capacity (Newbery, 2016b). For the Continent accessing this storage hydro by interconnection is therefore very attractive. Norway can store up to 82 TWh and averages just under 70 TWh while Spain has about 25 TWh, many orders of magnitude greater than PSPs.

The simplest way to find the least-cost way of providing the necessary solutions to deliver the reliability standard is to run a capacity auction, as in GB. Recent auctions have procured new generating capacity, batteries and demand side response, all competing to receive the same price per de-rated kW. As discussed above, different technologies can only be properly compared if the network tariffs are efficient and the various flexibility services are properly priced. In the 2016 GB capacity auction 500 MW of batteries won capacity agreements, but all storage was de-rated as though it were pumped storage, which typically can supply power for at least 6-8 hours. Batteries may only be able to deliver their rated output for 30 minutes. If in stress periods power is needed for several hours, they should properly be derated accordingly – in Ireland they would be derated to 25% of their nominal output.

CONCLUSIONS AND POLICY IMPLICATIONS

Designing the wholesale market to accommodate significant RES-E penetration also requires other reforms to transmission pricing and the form of support if RES-E is to be delivered at least cost. The wholesale market redesign has to address two major market failures – the inadequacy of and lack of credibility of current and future carbon prices in the EU ETS, and the need to compensate developers for the learning spill-overs that wind and solar PV currently create. In addition, there are important markets that are missing, notably futures markets for energy and ancillary services. Future price expectations of both energy and ancillary services are critically important for guiding the right choice of suitably flexible generation (and demand response) to accommodate growing levels of intermittency and falling levels of system inertia.

Some flexibility services (notably very fast frequency response and rapid ramping) may lack price signals in many markets, although SO's are increasingly recognising the need to create such markets or contract for these new services. Rapid developments in ICT, smarter grids and distribution networks, active network management and the emergence of aggregators may, however, alter the value and prices of these flexibility services quite rapidly, making current price signals an unreliable good guide to their future value.

Transmission and distribution networks will need to accommodate very different patterns of connection and flows, leading to the need to better coordinate investment in wires and generation. If tariffs are relied upon to give good price signals, they will need to ensure that the efficient price signals based on marginal costs are not distorted by the need to recover average costs. The difficulty of ensuring that may require a central planning body that designs network expansion and makes suitable RES-E sites with access to networks available for auction. If markets are preferred to planning, then nodal pricing looks increasingly attractive in giving better dispatch signals in the short run and potentially better location guidance in the longer run (when combined with longer term hedging contracts).

RES-E support is justified partly by the inadequate carbon price, for which an additional premium per MWh reflecting the value of carbon saved is appropriate, and partly by the learning spill-overs. A better EU-wide RES-E support system would collect funds from Member States and then auction off capacity supports (*e.g.*, for a specified number of full hours operation) EU-wide, ensuring the RES-E connected where the value of the resource and the cost of delivery delivered least system cost. The funds could also be used to support EU-wide low carbon innovation.

REFERENCES

BATLLE, C., and P. RODILLA (2010), "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply," *Energy Policy*, 38: 7169-7179, doi: 10.1016/j.enpol.2010.07.039

BATLLE, C.; VAZQUEZ, C.; RIVIER, M., and I. J. PEREZ-ARRIAGA (2007), "Enhancing Power Supply Adequacy in Spain: Migrating from Capacity

Payments to Reliability Options," *Energy Policy*, 35(9): 4545–4554, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.002>

BEIS (2016a), *Consumer-funded Policies Report*, at <https://www.gov.uk/government/publications/consumer-funded-policies-report>

— (2016b), *Generation Cost Report*, at https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf

— (2017), *Contracts for Difference Second Allocation Round Results*, at <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-second-allocation-round-results>

BIDWELL, M. (2005), Reliability Options: A Market-Oriented Approach to Long-Term Adequacy, *The Electricity Journal*, 185: 11-25.

Bowring, J. (2013), "Capacity Markets in PJM," *Econ. of Energy and Envir. Pol.*, 2(2): 47-64.

CCC (2015), *Energy Prices and Bills - impacts of meeting carbon budgets; Annex*, Committee on Climate Change, at <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2017/03/Energy-Prices-and-Bills-Committee-on-Climate-Change-March-2017-Annex.pdf>

DECC (2013), *Annex F: EMR Panel of Technical Experts Final Report for DECC*, July, at https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223656/emr_consultation_annex_f.pdf

— (2015), *CFD Auction Allocation Round One - a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price*, at https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf accessed 27/2/15.

EC (2009), *Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources*, 2009/28/EC at <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0028> accessed 17.7.15

Designing an electricity wholesale market to accommodate significant renewables penetration

— (2015), *Energy Union Package*, European Commission, COM(2015)80 final, at: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_en.pdf

— (2016a), Clean Energy For All Europeans, European Commission, COM(2016) 860 final, at http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

— (2016b), *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*, COM(2016) 767, at https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf

ENTSO-E (2017), *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2016*, at https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/ENTSO-E_Transmission%20Tariffs%20Overview_Synthesis2016_UPDATED_Final.pdf

HC (2013), *Energy Act 2013, 2013.c.32*, at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents/enacted/data.htm> accessed 17.7.15

HMT (2011), *Budget 2011, Stationary Office, HC 836*, at http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130105112918/http://cdn.hm-treasury.gov.uk/2011budget_complete.pdf

IMPERIAL COLLEGE LONDON (2015), *Value of flexibility in a decarbonised grid and system externalities of low-carbon generation technologies, report for the Committee on Climate Change*, at <https://www.theccc.org.uk/publication/value-of-flexibility-in-a-decarbonised-grid-and-system-externalities-of-low-carbon-generation-technologies/>

IRENA (2012), *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, at https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

— (2016), *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, at http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

KING, D.; BROWNE, J.; LAYARD, R.; O'DONNELL, G.; REES, M.; STERN, N., and A. TURNER (2016), *A Global Apollo programme to combat climate change*, LSE, at cep.lse.ac.uk/pubs/download/special/Global_Apollo_Programme_Report.pdf

Lazard (2016), *Lazard's Levelized Cost of Storage 2.0*, at <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>

NAO (2014), *Early contracts for renewable electricity*, National Audit Office, HC 172, at <http://www.nao.org.uk/report/early-contracts-for-renewable-electricity/> last accessed 20/7/15.

NATIONAL GRID (2016), *Final TNUoS tariffs for 2016/17*, at <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=45149>

NEWBERY, D. M. (2012), “Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets,” *Econ. Energy & Envir. Pol.*, 1(1): 69-82.

— (2016a), “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,” *Applied Energy*, 179: 1321-1330.

— (2016b), “Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: The economics of electrical storage,” *EPRG Working Paper*, 1626, at <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/10/1626-Text.pdf>

— (2017a), “Tales of Two Islands - Lessons for EU Energy Policy from Electricity Market Reforms in Britain and Ireland,” *Energy Policy*, 105: 597–607.

— (2017b), “How to judge whether supporting solar PV is justified,” *EPRG Working Paper*, 1706, at <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/eprg-working-paper-1706/>

— (2017c), Evaluating spill-over benefits from low-carbon energy investments, presented to the *UKCCSRC Biannual meeting* in Sheffield.

NEWBERY, D.M., and M. GRUBB (2015), “Security of Supply, the Role of Interconnectors and Option Values: Insights from the GB Capacity Auction,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, 4(2): 65-81, doi <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.4.2.dnew>

PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; RUBIO, F. J.; PUERTA, J. F.; ARCELUZ, J., and J. MARIN (1995), “Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery,” *IEEE Trans. Power Systems*, 10(1): 546-553.

SCHWEPPE, F. C.; CARAMANIS, M. C.; TABORS, R. D., and R. E. BOHN (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Springer.

WATSON, J., and R. GROSS (2017), *Cost of Energy Review: Insights from UKERC Research*, at <http://www.ukerc.ac.uk/publications/cost-of-energy-review.html>

WEC (2016), *World Energy Resources: Wind 2016*, World Energy Council, at https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Wind_2016.pdf

Un futuro próspero y más limpio: mercados, innovación y distribución eléctrica en el siglo XXI

L. Lynne Kiesling¹

Resumen

En la medida en la que nuestro objetivo sea conseguir un futuro limpio y próspero, la innovación es un elemento fundamental de la historia de la electricidad. La historia reciente de la tecnología digital indica que es más probable que aquellos entornos que favorecen la innovación sin necesidad de licencias produzcan el tipo de tecnologías, productos y servicios relativos a las nuevas fuentes de energía que valoran los consumidores y de las que los productores se benefician, a la vez que reducen la contaminación y otros costes medioambientales que no se compensan en la actualidad. Sin embargo, la regulación eléctrica tal como está planteada hoy en día se basa en un sistema de licencias y en la teoría estática de la competencia, que pasa por alto los beneficios dinámicos de la investigación y el desarrollo. Si se modificasen las instituciones regulatorias de forma que se priorizasen dichos beneficios dinámicos a la vez que aplican normas claras y transparentes con respecto a la seguridad, fiabilidad, interconexión y acceso al mercado, se mejoraría este sistema social de forma que se promovería un futuro más limpio y próspero.

Palabras clave: Regulación, distribución de electricidad, innovación.

INTRODUCCIÓN

Conciliar la prosperidad económica con la calidad medioambiental es una cuestión fundamental en las políticas públicas puesto que el marco institucional en el que se toman las decisiones tiene consecuencias tanto a corto como a largo plazo por lo que respecta a los recursos. Ahora mismo, no hay ninguna industria que represente mejor este reto que la eléctrica, puesto que ha sido tanto uno de los principales motores de la prosperidad como una de las mayores fuentes de contaminación y gases efecto invernadero emitidos durante la utilización de combustibles fósiles. No obstante, la relación entre la prosperidad y la calidad medioambiental en el sector eléctrico es muy dinámica y puede cambiar en base tanto al marco institucional como a factores dinámicos, como los avances tec-

¹ Departamento de Economía, Universidad de Purdue.

nológicos. De hecho, los avances tecnológicos y la innovación son en gran parte consecuencia de los incentivos institucionales que crea el marco institucional. Dichos incentivos afectan al emprendimiento en la infraestructura de una red de distribución eléctrica del siglo XXI: tecnologías energéticas más limpias, energía digital y tecnologías de redes inteligentes, así como de eficiencia energética.

La tecnología digital que nos ha permitido florecer de formas insospechadas es una expresión de la creatividad humana en un entorno en el que la investigación es abundante y las barreras de entrada, bajas. Tal combinación de investigación y barreras de entrada bajas es lo que ha provocado que Internet sea una plataforma tan rica e interesante y que podemos utilizar para mejorar nuestras vidas de distintas formas según nuestras propias concepciones. Estos avances digitales resultan posibles porque Internet proporciona una plataforma de “innovación sin necesidad de licencias”.

Vinton Cerf, uno de los creadores originales de Internet, atribuye el ritmo de crecimiento y el impacto de la innovación a la red de creación ascendente y su naturaleza de plataforma de “innovación sin necesidad de licencias”:

Cuando colaboré en el desarrollo de los códigos abiertos que usan los ordenadores para comunicarse entre sí a través de la Red, esperaba que floreciera, aunque no fui capaz de anticipar el nivel de ingenio humano que iba a desencadenar. ¿Cuál es la receta secreta detrás de su éxito? La Red prosperó precisamente porque los gobiernos, en su mayoría, permitieron que Internet creciera de forma orgánica mediante la colaboración en su desarrollo, funcionamiento y gestión de la sociedad civil, el mundo académico, el sector privado y organismos de normalización voluntarios. (Cerf, 2012).

La arquitectura abierta de Internet (protocolos de comunicación abiertos e interoperabilidad) facilita la creación de nuevos dispositivos y aplicaciones y los abarata en el contexto del derecho mercantil y la normativa técnica. Internet es una plataforma tecnológica con un núcleo conformado por un conjunto de tecnologías y un conjunto de normas emergentes relativas a la interoperabilidad e interfaces abiertas en los márgenes de la red. No existía regulación alguna que impidiese a las empresas generar nuevas ideas, productos, servicios, mercados o

aplicaciones en base a esta plataforma utilizando dichos protocolos comunes. Sin embargo, en el sector eléctrico, la forma y alcance de la regulación económica hace las veces de barrera de autorización, impidiendo que surjan tales beneficios inesperados.

Dichas innovaciones digitales están afectando a la energía puesto que se están colando en el sector eléctrico, provocando cambios drásticos en la manera de producir, consumir y supervisar la electricidad, así como cambios en el impacto medioambiental del consumo energético. Imaginad, por ejemplo, el “hogar conectado”: un hogar en el que es posible personalizar el ambiente mediante sensores digitales que permiten preconfigurar y automatizar la iluminación, la calefacción o el aire acondicionado conforme varían los precios de la luz o en el momento en el que las energías renovables comiencen a estar disponibles.

Las tecnologías de red inteligentes integradas en la red de distribución eléctrica permiten las notificaciones automáticas en caso de apagón, la detección y reparación de fallos y el enrutamiento de los flujos de corriente en caso de fallos para mantener el servicio. Asimismo, permiten la interconexión de unos dispositivos cada vez más heterogéneos que operan y son propiedad de unos agentes con formas y tamaños cada vez más heterogéneos. Cualquier particular puede tener un vehículo eléctrico, permitiendo tanto el consumo como la entrega de electricidad. Las microrredes pueden conectar a un conjunto de particulares en un mismo barrio con tecnologías capaces de consumir o generar, o ambas cosas a la vez, en volúmenes altos o bajos.

En la cadena de valor eléctrica tradicional y lineal, grandes generadores envían energía al consumidor final a través de redes de transporte de alta tensión y redes de distribución de baja tensión que pasan por transformadores. Gracias a las tecnologías de red inteligentes, se posibilitan conexiones multidireccionales y flujos de corriente en una red de distribución estable físicamente, que generan nuevas oportunidades de innovación e inteligencia en los márgenes de la distribución, de forma parecida a como ocurre con Internet.

El sector eléctrico está sujeto a entornos económicos, tecnológicos y regulatorios dinámicos que han evolucionado notablemente en el último siglo. La mayoría

de estos cambios se concentran en las últimas tres décadas. Entre dichos cambios tan extensos destaca la proliferación de comunicaciones digitales que han incrementado el uso de nuevas tecnologías con las que automatizar o realizar trabajos por nosotros. Estas nuevas comunicaciones electrónicas tienen el potencial de crear cambios tecnológicos y económicos drásticos en el sector eléctrico y, de hecho, cambiar la naturaleza del sistema mismo debido a la naturaleza de aplicar “inteligencia en los márgenes de la red” que aportan las tecnologías digitales. No obstante, los organismos regulatorios que gobiernan el sector de la electricidad, conformado a principios del siglo XX, favorecen las tecnologías electromecánicas históricas ya establecidas que, en el pasado, requerían economías de escala enormes y exigían que las empresas integradas verticalmente suministrasen a sus clientes energía eléctrica fiable y asequible. Dichos organismos regulatorios favorecen una normativa rígida y unos modelos de negocio basados en estas tecnologías.

Cuando se promulgaron estas leyes, a principios del siglo XX, no se tenía en cuenta el impacto medioambiental del sistema eléctrico. Una vez que los retos medioambientales se han agudizado, los organismos gubernamentales y regulatorios han sido incapaces de sintetizar una normativa eléctrica competente que sea fiable, asequible y respetuosa con el medio ambiente y dotarla de una estructura interna coherente. Más bien todo lo contrario. La amalgama actual de leyes económicas y medioambientales del sector eléctrico no favorece el descubrimiento de los mejores avances económicos y medioambientales ni la alineación de los objetivos económicos y medioambientales en un sector tan importante.

Una de las críticas más comunes a la regulación eléctrica minorista se centra en su incapacidad de adaptarse a condiciones desconocidas o cambiantes (Kiesling, 2008). El hecho de que la regulación establezca definiciones del producto, de su calidad y barreras de mercado, provoca rigidez en unos procesos que suelen ser dinámicos y fluidos en otros mercados. La regulación impone barreras de entrada a la distribución y, en muchos casos, la venta minorista de electricidad a particulares consolidando así la estructura organizativa vertical de las empresas autorizadas, a pesar de que la innovación ha cambiado los límites transaccionales de la empresa. En este sentido, la estructura de las compañías eléctricas es un constructo regulatorio. La normativa eléctrica tradicional es estática y formulista puesto que beneficia a un conjunto de instituciones diseñadas para favorecer la

inversión en infraestructuras de tecnologías específicas con el objetivo de prestar un servicio universal al menor coste económico posible. Las protecciones procesales, como el procedimiento para perseguir incumplimientos de tarifas y estipular cambios que permitan comentarios públicos (Ley de Procedimiento Administrativo), aumentan la transparencia de una regulación que pugna por cumplir con este objetivo a la vez que proporciona un baluarte contra la dinámica de elecciones públicas basadas en intereses concentrados capaces de controlar los procesos y definir los resultados. Estas protecciones procesales indican que el cambio se da de forma lenta, lo cual tiene sus ventajas puesto que las inversiones son costosas y sus efectos, duraderos, por lo que la prudencia es una virtud a priorizar. Además, la prudencia resulta una virtud puesto que los reguladores hacen las veces de agentes, custodios y administradores de los recursos de los contribuyentes. No toman decisiones de inversión únicamente con su propio capital.

El dinamismo tecnológico del siglo XXI constituye una expansión amplia de las tecnologías de uso general con fuerzas altamente descentralizadoras. Estas fuerzas están cambiando la percepción de la gente con respecto a lo que valoran y cómo pretenden conseguir sus objetivos. Y uno de los aspectos que están cambiando es el coste de oportunidad de la regulación eléctrica. Cuando existen varias alternativas a la red de distribución electromecánica y al servicio eléctrico estándar, dicho coste de oportunidad de la regulación es relativamente bajo. Conforme han ido evolucionando las tecnologías digitales y de distribución energética (como, por ejemplo, la energía solar y eólica), han ido creciendo el número de alternativas disponibles o que podrían estar disponibles mediante acciones de emprendimiento. Puede que los consumidores prefieran estas alternativas si tuvieran la oportunidad de experimentar, por ejemplo, dispositivos transactivos domóticos que pudieran automatizar las respuestas de los electrodomésticos a cambios en los precios de la electricidad, un comercializador que aunase seguridad y suministro eléctrico o una azotea solar comunitaria. Sin embargo, los únicos incentivos con los que cuentan los productores para crear y que los consumidores tienen para probar nuevas opciones consisten en los beneficios de las interacciones mutuas en el mercado.

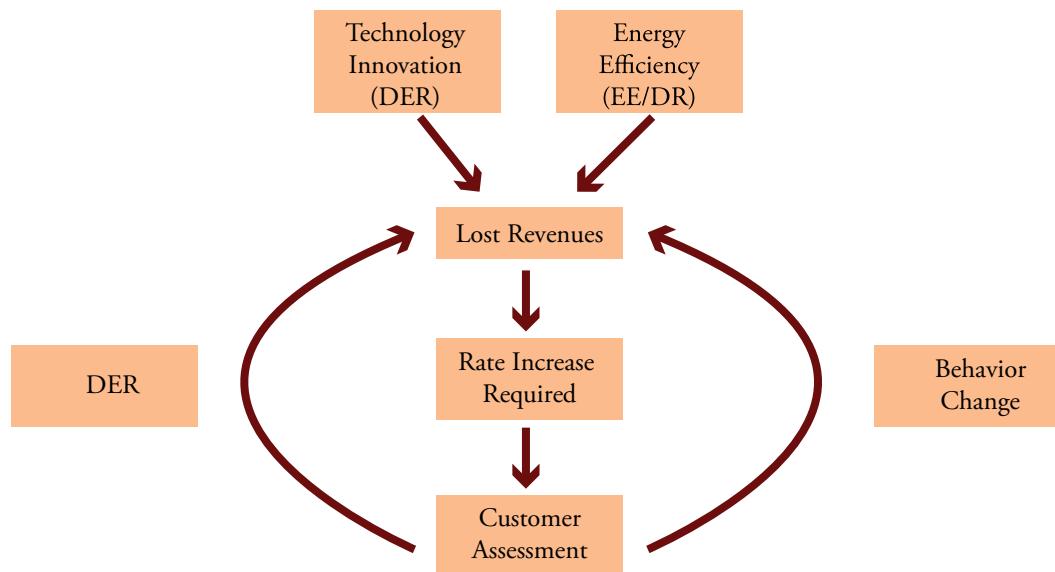
La idea de que una innovación sin necesidad de licencias promueva las mejoras generales en el bienestar debe ser un principio básico en el momento de replan-

tearse la regulación y el diseño de mercado en el sector energético minorista. Las barreras de entrada legales, los procedimientos burocráticos de recuperación de costes y la aversión al riesgo tanto de los reguladores como de los actores a los que afecta dicha regulación debilitan los procesos que fomentan que prosperen las innovaciones con respecto a los beneficios del consumidor y los productores en un entorno futuro lleno de oportunidades nuevas. Las leyes que conforman los modelos de negocio limitan la exploración de oportunidades que benefician a la sociedad en su conjunto.

El cambio tecnológico de fuera del sector eléctrico es el que está creando actualmente dichas oportunidades. La generación distribuida a menor escala y demás recursos de distribución de energía (DER, por sus siglas en inglés), como el almacenamiento de energía y dispositivos conectados a Internet, resultan cada vez más asequibles, lo que añade presión al modelo de distribución eléctrica regulado actualmente. Un análisis llevado a cabo en 2013 por el Edison Electric Institute encendió el antiguo debate sobre las implicaciones financieras de los retos tecnológicos más transformadores con respecto al modelo de negocio de distribución eléctrica con especial atención a la cuestión de la generación de beneficios de la red de distribución. El informe establece paralelismos con el declive de las empresas de telefonía fija en un sistema cada vez más descentralizado y repartido (Edison Electric Institute, 2013). El gráfico 1 ilustra las presiones que las tecnologías distribuidas ejercen sobre el modelo regulatorio y de negocio tradicional de distribución eléctrica.

Barclays, en un informe emitido en mayo de 2014, recomendaba la reducción de la inversión en compañías eléctricas en carteras de inversión debida a las presiones financieras que podían surgir del “abandono de la red”, aunque otros análisis sugieren que el valor económico de los activos y funciones de las distribuidoras eléctricas no se van a ver afectados de una forma tan rápida como en el sector de las telecomunicaciones (Barclays, 2014; Rocky Mountain Institute, 2014). El ritmo del cambio responde, en parte, a la psicología del consumidor; aunque el abandono de la red podría resultar económico de medio a largo plazo, sobre todo en mercados con tarifas eléctricas minoristas relativamente altas, los consumidores no están todavía cómodos con la idea de dar ese paso.

Gráfico 1

La “espiral de la muerte de las eléctricas”

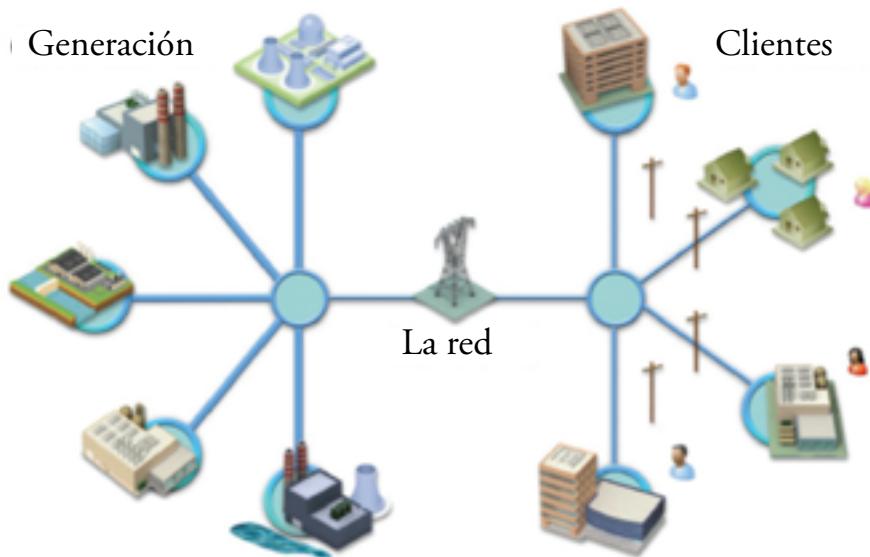
Fuente: EEI, 2013: 12.

Los gráficos 2 y 3 ilustran las diferencias existentes entre el sistema de distribución actual y el potencial, resultado de un dinamismo tecnológico en forma de tecnologías de red inteligente y energía distribuida. El gráfico 2 representa el flujo físico lineal y la cadena de valor tradicional dentro del sector, mientras que el gráfico 3 representa un esquema de los flujos multidireccionales tanto de la corriente física como de la creación de valor que resultan posibles con dichas innovaciones.

Estas tecnologías digitales de distribución facilitan la innovación en los márgenes de la red, parecida a la que se ha creado con Internet en las dos últimas décadas. La misma creatividad capaz de mejorar la calidad de vida de las personas resulta posible en el sector eléctrico, tal y como se ha probado con las placas solares comunitarias, microrredes, aplicaciones y vehículos eléctricos y dispositivos para la gestión autónoma y móvil de energía en el hogar. Dichas cuestiones también cuentan con implicaciones ambientales y de conservación a largo plazo.

Gráfico 2

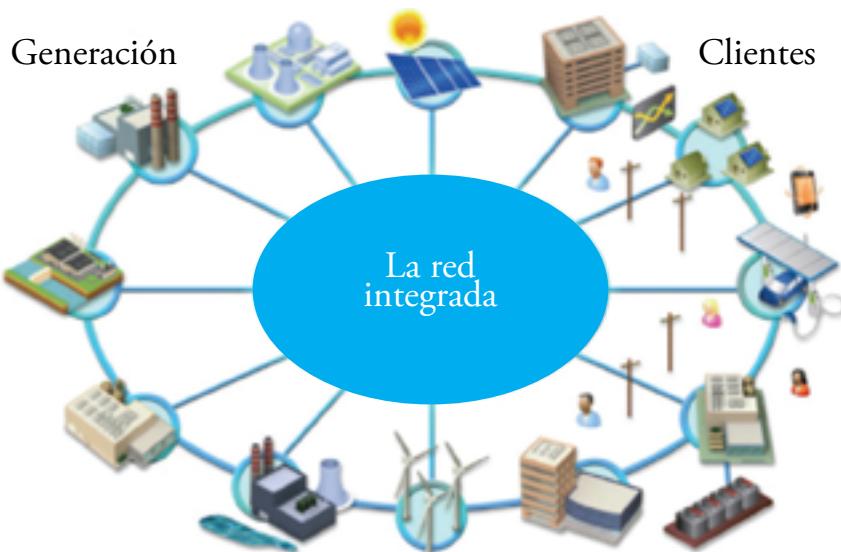
Red eléctrica tradicional



Fuente: EPRI, 2014: 8.

Gráfico 3

Red eléctrica integrada en malla



Fuente: EPRI, 2014: 31.

El presente trabajo explora la regulación eléctrica y cómo ha afectado a los incentivos para la innovación, incluyendo las innovaciones relativas a la energía limpia, la eficiencia energética y la infraestructura de la red.

Analizaré los organismos regulatorios mediante una teoría de la competencia más dinámica basada en la experimentación y el aprendizaje social emergente y combinaré dicha teoría con otras investigaciones recientes para proponer un marco regulatorio de suministro alternativo. El presente artículo subraya la experimentación y el papel que juegan las instituciones sociales (incluyendo la regulación) en el proceso de cambio tecnológico y ofrece un nuevo análisis de los procesos de innovación en un sector de capital intensivo muy regulado históricamente a la vez que se centra en facilitar la innovación mientras alinea los objetivos económicos y medioambientales.

La conexión entre la innovación, la calidad medioambiental, la competencia del mercado minorista y las elecciones de los consumidores resulta muy importante y se pasa por alto. Si nuestro objetivo normativo consiste en diseñar instituciones regulatorias que alineen los incentivos económicos y medioambientales, los efectos de la regulación en la innovación y elecciones del consumidor resultarán aspectos cruciales a considerar en nuestro camino a un futuro próspero y limpio.

¿CÓMO INFLUYE LA REGULACIÓN EN LA INNOVACIÓN Y EN EL MODELO DE NEGOCIO DE LAS ELÉCTRICAS?

El marco institucional de la regulación (o las políticas que conforman el modelo de negocio de las eléctricas y los incentivos de los reguladores, directivos de las compañías eléctricas, consumidores y empresarios) es uno de los factores más importantes que afectan a la innovación energética y a un futuro más limpio. En los Estados Unidos, dicho marco determina el alcance de la investigación, la innovación y los incentivos a los que hacen frente las empresas energéticas y de suministro.

Resulta imposible comprender la regulación económica y sus efectos sobre la innovación y la conservación sin comprender su historia y sus orígenes en la tec-

nología y la cultura del siglo XIX. Dicho sistema de regulación económica se encuentra integrado en las instituciones, incentivos y cultura empresarial actuales a los que se enfrentan las eléctricas reguladas, los reguladores, los consumidores y los empresarios.

Aunque el sector de la electricidad ha estado muy regulado desde sus inicios, las cuestiones medioambientales son relativamente recientes en la historia de la electricidad. Los organismos regulatorios no han cambiado mucho en el último siglo en comparación con los notables cambios que se han producido en la economía y la tecnología. Así, la cultura regulatoria está íntimamente integrada en las comisiones regulatorias, en la estructura organizativa y en la cultura corporativa de las empresas reguladas, así como en los defensores del consumidor y los grupos de interés que participan en los procedimientos regulatorios.

Durante más de un siglo, la regulación se ha considerado un constructo dominante que conforma los incentivos que afectan a dichas partes y a las instituciones; y, a su vez, dichos incentivos conforman las culturas en la misma medida que las culturas y creencias dan lugar a las instituciones. La regulación surgió en un primer momento como respuesta planificada ante las preocupaciones de la Era del Progreso con respecto al tamaño de las empresas y el poder del mercado a finales del siglo XIX, momento en el que los cambios tecnológicos y la innovación adoptaron la forma de modelos y tecnologías de producción a gran escala que favorecían la producción de bienes, tanto existentes como de nueva creación, a un precio menor. La sentencia del Tribunal Supremo en el caso *Munn vs. Illinois* (1887) estableció el precedente en virtud del cual dicha regulación del comercio se podía promulgar si redundaba en beneficio de los intereses públicos. En última instancia, la industria emergente del alumbrado eléctrico experimentó dicha regulación.

El alumbrado eléctrico era el iPhone de la década de 1880, una tecnología transformadora que marcó tendencia. Los primeros clientes de la central de Pearl Street de Edison eran algunos de los líderes económicos y sociales de Nueva York, como J.P. Morgan, inversor de la Edison Electric Company; en Chicago, los primeros en adoptar el alumbrado eléctrico fueron Potter Palmer, Marshall Field y otros emprendedores económicos y sociales (Munson, 2005; Platt, 1991). El alumbrado

eléctrico constituyó una declaración social brillante y visible, con unos primeros adeptos adinerados que dieron visibilidad y notoriedad a la electricidad a ojos del resto de clientes y que hicieron las veces de sujetos de pruebas de Edison (y otros después de él), en cuanto a empresarios entretenidos con esa nueva tecnología, mejorando así su viabilidad en el mercado de masas. Tal como se ha comprobado en la historia de la tecnología en otras industrias, los primeros clientes empujan a las empresas hacia la producción en masa que, en última instancia, conduce a la reducción de costes y, por tanto, a la de precios.

La competición y las carreras por las patentes entre los inversores condujo a una batalla encarnizada en el campo de los inventos eléctricos desde el 1870 en adelante, que culminó con la “guerra de las corrientes” entre el diseño el modelo de corriente continua (CC) de Edison y el sistema de corriente alterna (CA) de Westinghouse (y Tesla). El sistema de corriente continua de Edison requería una generación relativamente cercana al consumo conectada mediante una red de distribución cara y cada vez más densa. El sistema de CA de Westinghouse, que se basaba en las ideas y patentes de un empleado de Edison, Nikola Tesla, permitió el desarrollo de un sistema de generación remoto a gran escala conectado a sistemas de distribución a través de cables de transporte de alta tensión. Otro desarrollo tecnológico, el transformador de William Stanley, permitió que la CA recorriese largas distancia en alta tensión mediante un tendido más barato y eficiente que el usado para la CC. Aunque caro, la escala de estos sistemas de generación y transporte podía abastecer a cientos de miles de clientes. La CA, con un coste medio más bajo, favorecida principalmente por las economías de escala, prevaleció. A finales de la década de 1890, la electricidad se unió a las redes ferroviarias, de teléfono y gas natural como otro sector de infraestructuras formado por economías de escala y organizado mediante integración vertical para capturar dichas economías.

La guerra de las corrientes derivó en una arquitectura diseñada para un sistema de suministro eléctrico concreto, construido principalmente sobre las ideas de Tesla y Westinghouse. El sistema de distribución necesita un ajuste a tiempo real entre la oferta y la demanda que se sirve de interruptores y capacitadores mecánicos que actúan de barrera con la que mantener la fiabilidad del servicio. Los contadores mecánicos capturan un registro continuo del número total de vatios por hora

que consume el cliente final. Asimismo, las redes de distribución se diseñaron para la distribución de energía en un sentido, desde generadores a través de subestaciones al usuario final, en base a la hipótesis, razonable en ese momento, de que la energía siempre circularía desde los generadores centralizados al cliente. Este sistema sirvió de base para los orígenes tecnológicos de las empresas integradas verticalmente del sector eléctrico.

Esta tecnología electromecánica y la arquitectura de red unidireccional han tenido unas consecuencias económicas significativas, entre las que se destacan los altos costes fijos vinculados con la construcción de instalaciones de generación a infraestructura de transporte y distribución a gran escala. La estructura tradicional y el entorno regulatorio del sector eléctrico se deben principalmente a las economías de escala y su alcance; por eso, el sector eléctrico lleva existiendo durante más de un siglo como monopolio natural. Una de las principales características de los monopolios naturales es la reducción de los costes medios con respecto al rango correspondiente de la demanda.² El motivo es el alto coste fijo necesario para construir la infraestructura necesaria para dar servicio a los clientes. Unos costes bajos marginales (por ejemplo, costes bajos del combustible y de la mano de obra en comparación con los costes de capital) no son necesarios para la existencia de economías de escala pero se ha visto que la combinación de un alto coste fijo y costes marginales bajos caracterizan la generación central de electricidad a gran escala desde principios del siglo XX.

El sistema de CA se convirtió en el estándar tecnológico y es la base de nuestra arquitectura de red actual; por su parte, las empresas integradas verticalmente se alzaron con el modelo de negocio eléctrico dominante. La integración vertical también surgió debido a los altos costes operativos; las primeras tecnologías electromecánicas no posibilitaban los contratos independientes a precio de mercado entre empresas de tendido y minoristas independientes por lo que las compañías eléctricas suministraban productos y servicios integrados desde la generación a la venta minorista a través del transporte y distribución. Por tanto, la estructura de este sector desde principios del siglo XX en adelante ha sido la de empresas inte-

2 Se puede encontrar una definición más técnica de los monopolios naturales multiproducto su sus características propias en Kiesling (2008), capítulo 2.

gradas verticalmente y contiguas desde un punto de vista geográfico que prestan servicios de gran calidad básicos y uniformes a sus clientes dentro de su alcance geográfico.

La generación a gran escala y a distancia también contribuyó a la mejora de la calidad ambiental al alejar la generación de las zonas más pobladas y ubicándola en zonas remotas en las que los contaminantes atmosféricos se disipan sin daños considerables a la salud humana. Sin embargo, con el tiempo, el crecimiento económico trajo consigo un aumento en los centros de población, que se extendieron hacia las centrales de generación, demostrando que la frontera entre el impacto ambiental/de salud y el económico no es fijo sino dinámico.

Mantener una estructura de mercado a gran escala e integrada verticalmente exige imponer barreras legales de entrada para proteger al monopolio de la competencia y maximizar las economías de escala, manteniendo unos costes bajos y estables para los clientes. Los fundamentos teóricos de la normativa económica con respecto a este sector integrado verticalmente descansan en el modelo estático del monopolio natural. Los monopolios naturales se dan cuando una determinada empresa puede abastecer a un mercado a un coste inferior del que podrían ofrecer empresas más pequeñas al mismo número de clientes en su conjunto. Los monopolios naturales nacen sobre todo de las economías de escala, generalmente en sectores de infraestructuras con unos costes fijos elevados.

La teoría del monopolio natural sugiere que la regulación puede mantener unos precios minoristas bajos y estables y puede reducir los costes limitando la inversión en infraestructuras a una única red no replicativa. El marco de este modelo y las recomendaciones regulatorias se ajustaban al principio del “interés público” de la regulación de los Estados Unidos durante la Era del Progreso.

Asimismo, la regulación también respetaba el principio de las “elecciones públicas” puesto que las compañías eléctricas buscaban unos costes de capital más bajos y unos beneficios más estables a través de la regulación³. En los primeros

³ El principio de elección pública emplea la teoría económica para analizar la toma de decisiones políticas. Caracterizar a los actores políticos como individuos con motivos racionales e intereses personales ha conducido a una comprensión más rica de los votos, grupos de presión, formaciones de coaliciones de intereses especiales y búsqueda de rentas. Véase Shugart (2008).

años tras la creación por parte de Thomas Edison de una nueva industria del alumbrado eléctrico en Nueva York en 1882, se dio un crecimiento del mercado, que también experimentó una mayor competencia, principalmente en áreas muy pobladas en las que el sistema de corriente continua de Edison tenía sentido desde el punto de vista económico. Los clientes en ciudades como Nueva York y Chicago pronto pudieron escoger entre compañías eléctricas competidoras, pero a medida que las empresas experimentaban con distintas estrategias y los mercados evolucionaban, las que contaban con una mejor gestión o tenían mejores conexiones políticas (o ambas) ampliaron su cuota de mercado, mientras que las menos eficientes abandonaron el sector. Cuando eso ocurrió, la empresa superviviente adquirió los activos y clientes de las empresas salientes, normalmente asumiendo su deuda para pagar los activos. Este proceso llevó a la consolidación de grandes cuotas de mercado para operadores como Consolidated Edison en Nueva York y Commonwealth Edison en Chicago.

Los altos beneficios atraían la entrada, patrón que se repitió, lo que significa que la empresa operadora consolidada asumió más deuda, normalmente a un tipo de interés más alto conforme las cargas de endeudamiento crecían. Dicho coste llevó a los directivos de las eléctricas, principalmente a Samuel Insull de Commonwealth Edison, a solicitar la regulación del sector puesto que implicaría estabilizar los mercados y garantizar la rentabilidad a la vez que se fijaban unos precios minoristas bajos y estables para el mayor número de clientes. Las eléctricas y los políticos comenzaron a ver en la electricidad un camino de crecimiento económico. En concreto, en Chicago, Samuel Insull gestionó esta evolución de valor de forma agresiva, fijando un coste para el servicio residencial lo suficientemente elevado para cubrir costes y obtener un margen de beneficio, pero lo suficientemente asequible para atraer a nuevos clientes residenciales del mercado de masas a la Commonwealth Edison (Munson, 2005, capítulo 3). La empresa no tardó en darse cuenta de que el éxito en el sector eléctrico, limitado por una generación centralizada y una tecnología de tendido cara, exigía consolidación. El papel de Insull en la obtención de los convenios normativos y la regulación de su industria ilustra la dinámica de elección pública relativa a la regulación. Por tanto, la regulación de la distribución eléctrica como servicio público surgió de la combinación del interés público con la elección pública conduciendo así al marco normativo: la empresa regulada ganaría una tasa fija a cambio de los

activos utilizados para suministrar energía a los usuarios finales, junto con su compromiso de dar servicio a todos los clientes dentro de territorio.

Esto dio como resultado que, durante el siglo XX, se cumplieran muchos de los objetivos de los diseñadores de la regulación de suministro eléctrico público y que el sector alcanzase una electrificación casi universal y tasas de venta minorista medias bajas y estables. Dicho éxito provocó que la Academia Nacional de Ingeniería nombrase el proceso de electrificación como el más importante del siglo XX (NAE, 2000). Un logro que se obtuvo poniendo “hierro en el suelo”, construyendo infraestructuras eléctricas basadas en predicciones de demandas futuras y las autorizaciones regulatorias a la construcción de nuevas infraestructuras, tendido y generadores para satisfacer la demanda prevista. Durante la primera mitad del siglo XX, la innovación de los procesos aumentó la eficiencia energética de los generadores a gran escala, lo que implicó que los grandes generadores a carbón pudiesen generar más energía con una cantidad determinada de combustible. Este proceso siguió avanzando, contribuyendo así al crecimiento económico y al aprovechamiento del crecimiento económico hasta que la eficiencia energética y la productividad de la generación a gran escala alcanzaron una meseta a mediados de los sesenta (Hirsh, 1999). Durante el siglo XX, la regulación se adaptaba perfectamente al crecimiento del sector, puesto que ofrecía un entorno de inversión de infraestructuras estable en el que el endeudamiento conducía a unos costes de producción menores y unas tarifas minoristas más bajas.

Desagregación mediante innovación en la década de los noventa y la actualidad: cambios institucionales y organizativos

Aunque la arquitectura de red ha permanecido invariable en su mayor parte, la tecnología de generación ha seguido otro camino. La energía nuclear primero y la turbina de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés), después, han modificado las economías de escala y, por tanto, la estructura de costes del segmento de generación de la cadena de valor mediante la introducción de tecnologías heterogéneas al conjunto.

Los sobrecostes nucleares pusieron de manifiesto los límites de la regulación pública de las eléctricas. En la década de los setenta, se esperaba que los cos-

tes de la energía nuclear fuesen extremadamente bajos (“demasiado baratos para medirse”) debido a las economías de escala y los bajos costes marginales de la generación de un megavatio-hora de energía adicional una vez que la central estuviese en funcionamiento. En la práctica no fue así debido a unos elevados costes fijos que no se habían anticipado. Los sobrecostes se trasladaron a los consumidores, levantando controversias en muchos estados, incluyendo California e Illinois.

A finales de la década de los ochenta, se dio un segundo cambio tecnológico muy significativo. El generador de turbina de gas de ciclo combinado (CCGT), básicamente un motor a reacción instalado en una plataforma, permitía una generación económica a menor escala. Por tanto, el coste medio monolítico cada vez menor en todo el sector ya no era de aplicación, lo que debilitó las economías de escala con respecto a la generación (aunque persistían con respecto al tendido). Este avance tecnológico permitió una mayor competitividad en los mercados eléctricos mayoristas debido a los cambios en las funciones de coste y economías de escala con respecto a la generación.

Las tecnologías nucleares y de CCGT condujeron a la reestructuración regulatoria a nivel federal y estatal durante la década de los noventa. La Ley de Política Energética de 1992 abrió los mercados minoristas y encomendó a la Comisión Federal de Normativa Energética (FERC, por sus siglas en inglés) la supervisión de dichos mercados para garantizar que los precios de mercado resultaban “justos y razonables”. Conforme se desarrollaban los mercados mayoristas, varios estados implementaron una reestructuración a nivel estatal con la que aprovechar la competitividad de los mercados mayoristas impulsados por los sobrecostes nucleares. Con la reducción de las economías de escala en la generación y el crecimiento de los mercados mayoristas, los generadores comenzaron a operar como productores de energía independientes en lugar de como las compañías eléctricas tradicionales integradas verticalmente de hacía casi un siglo. Por tanto, la reestructuración regulatoria supuso la apertura de los mercados mayoristas a la competencia reduciendo las barreras de entrada legales, y conduciendo así a la desagregación del sector de la generación de la cadena de valor de las empresas integradas verticalmente. Quince estados y el Distrito de Columbia implementaron una reestructuración minorista y cuentan con algún tipo de competencia a

nivel minorista para la totalidad o algunos tipos de clientes; asimismo, dos tercios de la electricidad que se consume en los Estados Unidos se suministra de forma competitiva a través de uno de los ocho mercados eléctricos mayoristas organizados a nivel regional.

Hoy en día, estamos viviendo una segunda ola de desagregación mediante innovación. En esta ocasión, de la mano de innovación en los procesos de producción y nuevos productos y servicios de la red inteligente digital y tecnologías eléctricas distribuidas. Las implicaciones económicas y medioambientales de la innovación digital surgen en el contexto de un conjunto de organismos regulatorios concretos. Unos organismos que se diseñaron para generalizar la electrificación a precios minoristas asequibles y estables en un entorno de inversión igualmente estable. En un sector tradicional y regulado como el eléctrico, las empresas se integraron verticalmente desde un principio debido a las dificultades tecnológicas. Las tecnologías de transporte y generación a gran escala permitían la producción de un servicio eléctrico estándar a un rango de tensión concreto con economías de escala sobre el rango de demanda correspondiente mientras que los costes operativos limitaban la posibilidad de comerciar a plena competencia entre generadores independientes, empresas de red independientes y minoristas independientes. Así, las compañías eléctricas crecieron, se consolidaron y adquirieron su gran tamaño. Dicho tamaño, junto con el poder de mercado asociado al mismo, suscitó inquietud con respecto a los impactos en el bienestar que suponían unos precios monopolísticos, lo que unido a la inquietud relativa a su estructura de capital, llevó a una regulación pública de las eléctricas.

¿Cómo afecta la regulación existente a la naturaleza y ritmo de dicho cambio? ¿Qué cambios regulatorios se pueden dar con respecto al modelo de negocio de las eléctricas para reducir las barreras a la innovación? Responder a estas preguntas requiere comenzar con una descripción y crítica a la teoría regulatoria actual y a la teoría de la competencia en la que se basa. Esta crítica sugiere una teoría de la competencia alternativa que pueda ayudarnos a comprender el proceso de innovación así como el papel e impacto de la regulación. La relación entre la innovación y la competencia en los mercados minoristas consiste en el aprendizaje experimental mediante prueba y error, lo cual es un factor fundamental tanto en los procesos de innovación como en los procesos de mercado a nivel más general.

LA TEORÍA DE LA COMPETENCIA Y SU IMPORTANCIA MEDIOAMBIENTAL Y ECONÓMICA

La teoría económica que subyace en la regulación enmarca la práctica regulatoria y la naturaleza y el ritmo de la innovación. Durante el siglo pasado, la regulación económica en el sector eléctrico se ha basado en la teoría del monopolio natural. Dicho modelo describe un sector con unos costes de producción más bajos para un determinado producto. Tanto la definición del producto como la de la demanda se dan por supuestos y permanecen inalterados. El modelo sugiere que la tendencia natural en un mercado de competencia consiste en aplicar un precio que no cubre los costes fijos principales. Por tanto, como adujeron los diseñadores de este modelo en la década de 1890, la regulación económica debía erigir una barrera de entrada, asegurar un monopolio y disponer que los beneficios de la empresa se basaran en una tasa de retorno sobre los activos a coste incrementado. El regulador cuenta con la información sobre los costes de la empresa para permitirle determinar qué tasa de retorno aplicar. Dicha regulación proporciona un producto determinado a los consumidores al precio más bajo posible. Por tanto, la propia regulación económica establece los límites tanto del mercado como del producto. Simplemente acomoda el crecimiento de la demanda aumentando la inversión en infraestructuras autorizada.

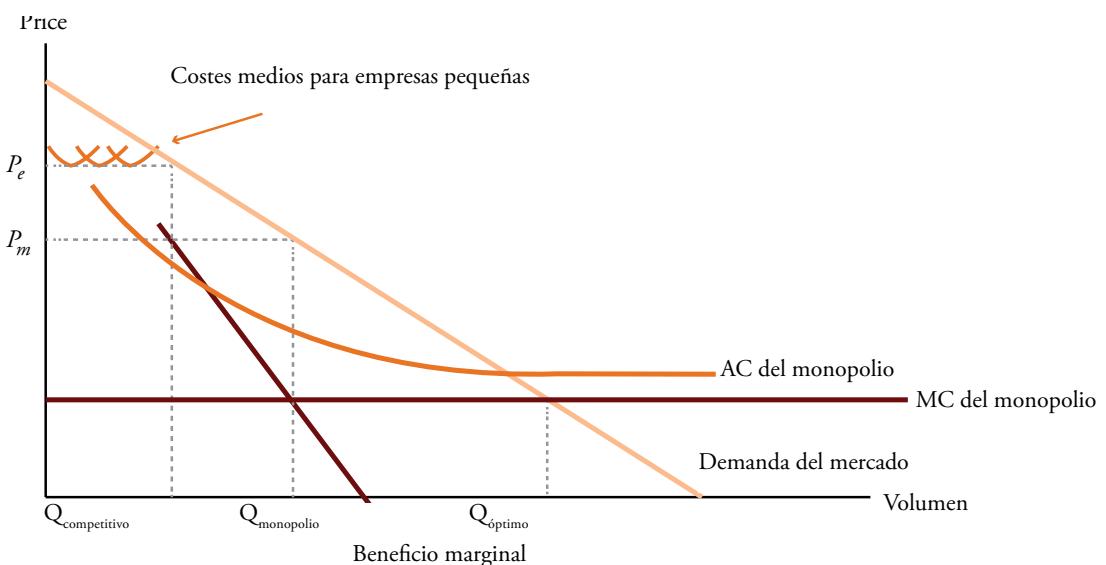
Los procedimientos regulatorios tradicionales se centran en garantizar que tanto los reguladores como los regulados suministren un servicio definido, genérico y de gran calidad al menor precio posible. En la medida en la que el sector permanezca estable desde el punto de vista económico y tecnológico y el crecimiento se dé únicamente aumentando los productos y servicios, el modelo regulatorio no tendría por qué variar tampoco.

La utilización de este modelo estático en el que se asume la totalidad de la información suscita la cuestión, relativa a la teoría regulatoria, de cómo maximizar el excedente total en base a la tecnología, la función de coste y las preferencias del consumidor. Dicha cuestión es inherentemente estática. En comparación con el referente de eficiencia en el que las empresas compiten reduciendo precios hasta un coste marginal, la estructura del sector/empresa/coste de un monopolio natural no puede sostener un resultado competitivo en el que el precio iguala el coste marginal debido a los altos costes fijos. En otras palabras, si tuviesen competencia,

las compañías eléctricas se verían obligadas a desarrollar, cada una por su cuenta, sus propias redes en paralelo, lo que redundaría en un aumento del precio para los clientes. Garantizar que un monopolio natural se mantiene como monopolio, protegiendo así a la empresa de las presiones de la competencia, produce mejores resultados a largo plazo. El nivel de producción que implicaría beneficios en un entorno con unos costes fijos muy altos y barreras de entrada bajas se da cuando el precio iguala el coste medio (en el que los beneficios económicos resultan “normales”), pero este punto no supone un equilibrio estable. La explicación en este caso es que con unas barreras de entrada bajas, la empresa obtiene su poder en el mercado mediante la consolidación conforme sus competidores salen; entonces puede aplicar un precio elevado, lo que atraería más entradas, creando de nuevo una competencia que reduciría el precio por debajo del precio medio, lo que provocaría la salida de las empresas menos eficientes, lo que, a su vez, permitiría a la compañía consolidada volver a subir los precios. El punto en el que el precio iguala el coste medio arroja el excedente total más alto posible, dada la naturaleza de la función de coste y, por tanto, el modelo del monopolio natural sugiere que los reguladores deben garantizar dicho punto mediante la normativa que promulguen. El gráfico 4 representa este modelo estático gráficamente.

Gráfico 4

El modelo estático del monopolio natural



Fuente: Cowen y Tabarrok (2011).

Este modelo estático es la justificación de la regulación de precios y volúmenes en este mercado para garantizar que el volumen al que el precio iguala el coste medio alcanza un resultado estable cuando, en ausencia de dicha regulación, no sería estable. En base a dichas hipótesis, los reguladores y el sector han convergido en el diseño del modelo regulatorio actual, que en los Estados Unidos toma la forma de una regulación basada en la tasa de retorno para asegurar unos beneficios eléctricos a niveles “normales”, derivando de ahí los precios al por menor y erigiendo unas barreras de entrada que expulsan la competencia a la vez que obligan a la empresa a dar servicio a todos los clientes en un área geográfica de un territorio específico.

Sin embargo, muchas de las hipótesis de este modelo regulatorio se están quedando desfasadas en nuestra sociedad actual. La hipótesis de una única tecnología de producción con una curva de coste medio descendente a largo plazo dejó de ser aplicable hace mucho tiempo, tal como han demostrado las innovaciones relativas a la turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) a menor escala de la década de los ochenta y la consiguiente desagregación de la generación de la empresa integrada verticalmente, así como la liberalización de los mercados mayoristas energéticos en estados reestructurados de los EE.UU. Dicha hipótesis resulta cada vez más problemática en vista de los últimos avances en tecnologías de generación a menor escala, incluyendo el gas natural, las renovables e incluso en los reactores nucleares modulares.

El conjunto actual de avances digitales y de distribución de energía anula otra de las hipótesis: la de un mercado fijo para un producto bien definido vendido a un precio en base al volumen. En la era electromecánica, el producto consistía en un servicio conjunto de red eléctrica y materia prima energética que se vendía a los consumidores como un producto uniforme y fiable por el que pagaban un precio medio fijo. La regulación reforzó esta definición uniforme del producto y estableció unas mediciones de calidad en virtud de las cuales los reguladores podían evaluar el rendimiento de la compañía eléctrica. Las innovaciones basadas en recursos energéticos digitales y distribuidos (DER) han provocado que la hipótesis anterior resulte excesivamente simplista. Los contadores digitales y las tecnologías transactivas de uso final han promovido una política dinámica de precios según horarios más atractiva para los clientes, sobre todo si pueden

automatizar sus respuestas ante dichas variaciones en los precios. La tecnología digital permite que los productos de “energía verde” evolucionen a contratos que permiten a los consumidores personalizar su gasto en energía verde o gris en base a sus presupuestos, permitiendo así (o no) a más consumidores adquirir energía de acuerdo a sus preferencias medioambientales y presupuestos.

Además, adoptar un precio plano por volumen de electricidad aumenta la eficiencia de la red en su conjunto. Actualmente, sin unos avisos de precios que acoten la demanda, los sistemas eléctricos se deben construir con la suficiente capacidad para asumir un consumo de energía puntual pero notablemente más alto durante días y horas puntas, como las tardes de verano más calurosas. Los generadores de picos máximos no solo se usan poco sino que son los recursos más caros y a menudo los más contaminantes de la red. Incluso a menor escala dentro de la estructura regulatoria actual, los programas de gestión bajo demanda, en los que los aires acondicionados y termostatos de los clientes se programan para responder a los altos precios, han demostrado unos ahorros notables de coste, electricidad y medioambiente durante horas punta.

Otra de las hipótesis principales del modelo estático es la vinculada a la información. El modelo estático da por hecho que los reguladores tienen acceso a toda la información necesaria para alcanzar el punto en el que el precio iguala el coste medio⁴. De hecho, ni los reguladores ni el resto de actores del mercado cuentan con acceso a la información que conforma las decisiones individuales que se toman sobre la producción o el consumo. En mercados dinámicos con una información privada difusa, ni los emprendedores ni los reguladores saben *a priori* qué bienes y servicios tendrán éxito entre los consumidores y a qué precios. De la misma forma, las preferencias de los consumidores ni son fijas ni se conocen de antemano, ni siquiera las conocen ellos mismos. Los consumidores adaptan sus preferencias a lo largo del proceso de evaluación de las opciones disponibles en el mercado y de análisis del valor relativo de dichos productos a lo largo del tiempo. Incluso el conjunto de opciones disponibles para los consumidores cambia a lo

⁴ Una de las áreas más fértiles de la teoría regulatoria de los últimos 30 años ha sido la aplicación de modelos de información asimétrica con respecto al problema de los reguladores (por ejemplo, Laffont y Tirole, 1993). Esta obra se centra en la información que el regulador puede adquirir a cierto coste; no aborda cuestiones epistémicas relativa a la información difusa y privada objeto del presente artículo y cuya agregación resulta complicada de por sí debido a la ausencia de un sistema de precios.

largo del tiempo debido a la actividad de las empresas. Es únicamente durante el proceso de evaluación de productos y costes de oportunidad con respecto al consumo eléctrico cuando los consumidores individuales se dan cuenta de los costes de oportunidad. Sin embargo, dicha información solo está disponible para los técnicos o reguladores a través de una actividad de mercado transaccional en la que la demanda de bienes concretos se coordina a través de precios de mercado.

En concreto, la regulación ahoga el aprendizaje social que se da a través de la experimentación de los procesos de mercado, puesto que la regulación presupone *a priori* una demanda y unos precios y no a través de los procesos de aprendizaje y la experiencia de los consumidores y productores. El aprendizaje en procesos de mercado resulta crucial para permitir la coordinación económica y social puesto que el conocimiento es difuso entre los agentes individuales de la sociedad (Hayek, 1945; 1974). La regulación eléctrica actual encarna la antítesis de este concepto.

Los modelos regulatorios toman como premisa la incapacidad de recuperar los costes en caso de cambios tecnológicos y económicos generalizados (la destrucción creativa schumpeteriana). El dinamismo tecnológico y económico caracteriza el entorno del mercado a principios del siglo XXI. Tal como Joseph Schumpeter explicó (1934, 1942), el valor surge a través de la desintegración de las definiciones del producto y servicio y los límites del mercado. La regulación económica tradicional está diseñada para constreñir dicha evolución e innovación generadora de valor.

La teoría del emprendimiento sugiere una teoría de la compensación más dinámica. El análisis pionero de Joseph Schumpeter (1934) examinó la forma en la que una innovación disruptiva genera crecimiento económico a través de individuos que crean “nuevas combinaciones” de materiales y fuerzas que conducen al cambio lejos del equilibrio económico (1934: 65). Los individuos descubren estas “combinaciones” por medio de la experimentación. Los productores actuales difieren de estos investigadores en lo que respecta a su tendencia a iniciar cambios generadores de crecimiento por medio de participantes únicamente en mercados existentes, produciendo solamente bienes y servicios existentes y utilizando técnicas existentes a precios marginalmente más bajos.

Schumpeter enumera cinco mecanismos para la creación de cambios dinámicos en el mercado: 1) introducir un nuevo bien o servicio o añadir nuevas características a uno existente, 2) introducir una nueva tecnología o método de producción, 3) abrir nuevos mercados, 4) capturar nuevas fuentes de materias primas o 5) nuevos métodos de organización industrial. (1934: 75). La competencia en sociedades de libre empresa consiste en un proceso de destrucción creativa en la que las nuevas combinaciones e ideas provocan que las anteriores se queden obsoletas (1942: 84). La competencia dinámica suele tomar la forma de diferenciación de productos y agrupación para ganar cuota de mercado. La rivalidad se da entre productos diferenciados; agentes de la innovación y emprendedores cambian las definiciones y límites del mercado creando nuevos productos y servicios así como conjuntos de productos y servicios. El descubrimiento dinámico de nuevas propuestas de valor se debe dar necesariamente en un proceso de experimentación en el que interactúen los distintos productores, como lo hacen las combinaciones actuales con las anteriores, para cumplir con el criterio de la creación de valor del consumidor.

El agente de innovación disruptivo de Schumpeter encuentra su complemento perfecto en la actividad del emprendimiento, alerta y concienciación de Israel Kirzner (1978, 2009). El “empresario como agente del equilibrio” (2009: 147) emplea la alerta diferencial para aprovecharse, al menos de una forma especulativa, de una oportunidad existente para crear valor. La alerta diferencial consiste en ser consciente de una oportunidad de negocio que de otra forma pasaría desapercibida. Dicho empresario no sería el “creador disruptivo” de Schumpeter sino que se embarcaría en un proceso de prueba y error, actuando como coordinador mediante la adaptación a condiciones subyacentes cambiantes. La comercialización de nuevos productos y servicios, así como de nuevos paquetes de conjuntos y servicios, es un ejemplo de “equilibrio a través del emprendimiento”, tal y como Kirzner lo entendía.

Estas ideas de emprendimiento y experimentación son importantes para los organismos reguladores y el cambio institucional de la energía eléctrica puesto que una coordinación descentralizada a través de procesos de mercado ofrece una coordinación prospectiva del comportamiento de la que las autoridades centrales no disponen, incluyendo a los reguladores, independientemente de su experien-

cia. Los mercados ofrecen a los agentes de todo tipo oportunidades e incentivos para que realicen descubrimientos rentables a través de la investigación. Algo que, en su configuración actual, no ofrece la regulación.

La revolución industrial de las últimas tres décadas proporciona información a los reguladores a la hora de diseñar instituciones regulatorias que promuevan el bienestar del consumidor a través de la competencia. Décadas de dinamismo tecnológico y de valor generado por el mismo demuestran que los medios mediante los que la competencia genera valor se corresponden con la destrucción creativa schumpeteriana. Los nuevos productos y servicios que los consumidores valoran provocan que los ya existentes se queden obsoletos. La destrucción creativa conduce al crecimiento económico y a una calidad de vida más alta y a un sistema social, tecnológico y económico notablemente distinto al que existía hace treinta años, algo que nadie habría previsto hace tres décadas. Los cajeros automáticos, dispositivos móviles y el comercio online constituyen algunos ejemplos de cómo la destrucción creativa ha transformado nuestra vida diaria. Estas oportunidades de descubrimiento empresarial por parte tanto de los productores como de los consumidores han provocado cambios e innovaciones que han traído consigo la creación de valor y una mejora de la calidad de vida.

La crítica al modelo del monopolio natural estático y las características de nuestro entorno tecnológico actual sugieren que una teoría de la competencia más dinámica prepararía a las instituciones regulatorias para afrontar la industria eléctrica del siglo XXI. En concreto, en los últimos 50 años, con el advenimiento de la tecnología digital, el crecimiento de la actividad económica debido al desplazamiento de las operaciones de las empresas a los mercados, la globalización y los cambios fundamentales demográficos y del mercado de trabajo, el entorno en el que opera el sector eléctrico es extremadamente dinámico y fluido.

La regulación económica tradicional resulta incompatible con el dinamismo económico, el cambio tecnológico, la innovación y, en última instancia, con el bienestar generalizado del consumidor puesto que la normativa económica tradicional ahoga la investigación del productor y del consumidor. Los procesos de mercado resultan útiles puesto que proporcionan a los consumidores y a los productores la capacidad de experimentar.

Por estos motivos, tomaré como referencia teórica la medida en la que los reguladores favorecen la experimentación. El término experimentación hace referencia a aquellas acciones que se llevan a cabo para descubrir algo desconocido y supone la característica principal de la forma en la que los procesos de mercado generan valor en un sentido más dinámico que estático (Kiesling, 2014). El desarrollo de nuevos productos y servicios por parte de los empresarios y su lanzamiento al mercado son acciones de experimentación. Cuando un consumidor entra en una tienda, explora los dispositivos de comunicación disponibles y las características que tienen, así como sus precios, está embarcándose en una acción de experimentación. Cuando un número suficiente de consumidores escogen un producto en concreto y obtienen un excedente del consumidor de dicha elección, el productor se beneficia; cuando los consumidores no eligen un determinado producto o no obtienen excedente alguno, el productor incurrirá en pérdidas y cualquier corrección de errores implicará cambios en el proceso de producción y el precio, cambios en el producto o salir del mercado. La interacción de la experimentación del productor y el consumidor a través de procesos de mercado a lo largo del tiempo provoca innovación comercial. Ejemplo de esto serían los factores compuestos que condujeron a la Revolución Industrial (Mokyr, 2010). El proceso garantiza asimismo que los productores que obtienen malos resultados tengan que abandonar el mercado.

La experimentación se encuentra entre los principales impulsores de la creación de valor en una teoría empresarial que enfatiza los procesos de los mercados de competencia: la capacidad de los productores de aportar nuevas ideas al mercado, de combinar y agrupar productos y servicios nuevos o existentes de maneras novedosas y la capacidad de los consumidores de descubrir estas nuevas propuestas de valor y decidir el valor que les conceden. No obstante, a pesar de unas ventajas tan obvias, estos conceptos aún no se han integrado en el sector eléctrico.

Rogers (1962) identifica la experimentación como uno de los factores que más influyen en la difusión de la innovación. Greenstein (2008, 2012) sostiene que las experimentaciones económicas jugaron un papel muy importante en la creación de valor en aquellos mercados que accedían a Internet. Sus análisis sugieren que si bien la experimentación económica es un factor impulsor de la creación de valor, el espectro regulatorio federal anterior a 1990 erigió una barrera regu-

latoria a dicha experimentación. Los paralelismos tecnológicos, empresariales y regulatorios entre el sector eléctrico e Internet resultan obvios. Así como la falta de regulación de Internet y las telecomunicaciones condujo a una explosión de innovaciones en los márgenes de la red, en el sector eléctrico se puede dar el mismo proceso en los márgenes de la distribución.

Cada vez más, conforme (1) las tecnologías de red inteligentes (según se definen en la introducción) proliferan en la red de distribución, (2) las fuentes de energía distribuidas se abaratan y aumenta su eficiencia energética, y (3) el “Internet de las cosas”, como los electrodomésticos inteligentes, desarrollan el “hogar conectado”, la regulación basada en las licencias limita el nivel de innovación que se puede dar en los márgenes de la red de distribución. El valor económico y medioambiental potencial de la innovación en energía residencial favorecida digitalmente aumentará el coste de oportunidad de la regulación basada en las licencias, puesto que el valor de lo que podría darse y que los reguladores no están permitiendo descubrir será mayor que en la perspectiva tradicional de este mercado basada en la “electricidad como materia prima”.

Si entorpece la innovación, entonces dicha regulación no está favoreciendo necesariamente a los consumidores. De hecho, favoreciendo el *statu quo*, la regulación perjudica a los consumidores. Incluso en el supuesto de que la regulación en un primer momento se pensase para favorecer los intereses de los consumidores (y lo consiguiera) los procedimientos legales y administrativos que implica promueven que se mantenga un *statu quo* tecnológico y regulatorio. La teoría de la elección y la observación histórica de los sectores regulados demuestran que la regulación se ha convertido en protectora del sector. Dicha protección del sector cultiva intereses electorales y estos tienden a impedir la innovación y a mantener las barreras de entrada. La importancia de esta cuestión resulta evidente de los continuos debates sobre la interconexión de las eléctricas y terceros y la experimentación del consumidor en el sector eléctrico. Esta dinámica económica y política entre reguladores y partes reguladas impide la innovación.

INNOVACIÓN, REGULACIÓN Y LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA DEL FUTURO

¿Qué consecuencias tendría para los modelos de empresa y la estructura organizativa de las compañías de distribución eléctrica centrarse en la experimentación

y la reducción de las barreras a la innovación? ¿Cómo será la compañía distribuidora del futuro? ¿Qué operaciones se enmarcarían dentro de este entorno? ¿Qué consecuencias tendría para el diseño y normativas del mercado minorista poner el énfasis en la experimentación y la innovación con respecto a la competencia del mercado? Y, por último, ¿qué se necesita de los organismos reguladores y el papel de la regulación en un mundo rico en tecnologías digitales y DER con unas características tan marcadamente descentralizadoras?

Imaginad, por ejemplo, que el propietario de una vivienda particular, ha instalado un dispositivo de generación distribuida, como paneles solares en el tejado. También cuenta con otros dispositivos digitales que permiten al cliente automatizar el uso de los electrodomésticos para modificar el consumo eléctrico en base a la producción del sistema solar reduciendo así el uso general de energía y de energía generada mediante combustibles fósiles suministrados a través del balance neto de la red. Si existiese un mercado minorista abierto y en tiempo real de verdad, el cliente podría vender cualquier exceso de generación de sus paneles solares y obtener unos beneficios con los que compensar la inversión. Las tecnologías digitales posibilitan ese mercado minorista abierto, descentralizado e interconectado en los márgenes de la red de distribución. Además, estas tecnologías de la comunicación favorecen la nueva creación de valor, la reducción del impacto medioambiental y descentralizan la coordinación del sector eléctrico precisamente porque permiten aprovechar mejor la red y que participe un número mayor de participantes de forma transactiva. La regulación existente en algunos estados permite el balance neto y exige que las eléctricas proporcionen programas de eficiencia energética a la vez que mantienen precios minoristas fijos. Estos programas regulatorios no resultan sustitutos administrativos adecuados para un conjunto de propuestas tan rico y diverso que además los facilita y les aporta valor puesto que la tecnología permite que se dé de forma simultánea la personalización de los servicios y la automatización de acciones y decisiones.

La cadena de valor de la electricidad resulta complicada, tanto debido a la física de los flujos de corriente del sistema de corriente alterna con poco almacenamiento energético como a la historia de la regulación de las tarifas minoristas. No obstante, la posibilidad de coordinación descentralizada se acerca cada vez más gracias a la promesa de la tecnología digital. Imaginad un mercado vibrante

en el que empresas minoristas compiten para dar servicio a clientes finales ofreciéndoles menús de contratos; estos contratos incluirían el suministro de diversos productos y servicios dependiendo de las tarifas y su variación en el tiempo (fijas, tiempo de uso, tiempo real), el tipo de fuente de generación (verde, gris, combinada), otros bienes y servicios con los que se presenta el servicio eléctrico (seguridad, control de la salud, entretenimiento) y otras dimensiones de productos de gran valor que ahora mismo no podemos concebir pero seguro que las empresas se esfuerzan en crear mediante nuevos incentivos de mercado.

Los dispositivos inteligentes de uso final hacen que estos productos sean viables y les resulten atractivos a los consumidores puesto que les proporcionan información sobre su consumo, gasto y el impacto medioambiental de dicho consumo, y debido al hecho de que estos dispositivos son transactivos. El valor real de una red de dispositivos transactivos y consumidores minoristas no se limita al beneficio de consumidores y productores en mercados minoristas. Se debe tener en cuenta la agregación de las decisiones (automáticas y manuales) que los clientes programan en sus dispositivos: los precios dinámicos aumentan conforme descienden los costes y cuando la demanda se acerca a la capacidad del sistema; por otra parte, si los consumidores programan sus dispositivos transactivos para responder a las señales de precios, en su conjunto, la demanda caerá precisamente cuando la reducción de la demanda sea más alta. Las señales de precios proporcionan el punto de referencia, el elemento de coordinación de la información al que pueden responder los consumidores (o, más concretamente, sus dispositivos) que, en su conjunto, provocarán la fiabilidad del sistema y reducirán la demanda punta y los costes máximos. En otras palabras, este proceso de coordinación descentralizada conduce al tipo de sistema de niveles que históricamente solo ha sido posible a través de un control físico y centralizado de la red de distribución.

Esta coordinación descentralizada habilitada gracias a la tecnología resulta deseable puesto que conecta los valores y preferencias de cientos de miles de consumidores con las decisiones de producción e inversión de las empresas generadoras mediante un sistema de señales de precios en procesos de mercado que coordina las decisiones de todas las partes implicadas en el consumo de electricidad de los consumidores minoristas. Esta conexión y coordinación conduce a una eficiencia económica y puede inducir a los consumidores a reducir el uso eléctrico lo que

provocaría una reducción en el uso del producto y, a su vez, una reducción del impacto ambiental derivado del consumo eléctrico.

La innovación tecnológica es un recurso evolutivo, un proceso de descubrimientos cuyos resultados resultan muy complicados de anticipar. Por tanto, la experimentación resulta crucial si queremos conocer cuáles de estas innovaciones energéticas digitales relativas a la distribución les resultan atractivas a los consumidores y cuánto valor les aportan. La experimentación a través de mercados coordinada a través de señales de precios permite tanto a los productores como a los consumidores descubrir y crear un valor recíproco.

Este proceso evolutivo es la verdadera razón por la que la competencia dentro de los mercados genera valor: no en vano los procesos de mercado descentralizados son procesos de aprendizaje, descubrimiento y corrección de errores. De dichos procesos surge el orden en los mercados que crea un amplio sistema eficiente y con resultados positivos que serían imposibles si dicho sistema se planificara de manera centralizada.

Aquellos reguladores que persiguen una electricidad más limpia y económica pretenden ejercer su influencia sobre este proceso para alcanzar sus objetivos regulatorios aplicando ayudas específicas para la tecnología y cuotas para las renovables, por ejemplo. Las políticas que estipulan qué tecnologías serán susceptibles de percibir ayudas pueden favorecer su crecimiento, pero existe una oportunidad de coste que se pasa por alto: el resto de tecnologías que se hubiesen podido desarrollar y que habrían resultado más limpias, económicas o más atractivas para los consumidores. Las políticas que imponen obligaciones a la tecnología entorpecen este proceso dinámico de experimentación antes incluso de que comience reemplazando el criterio de los reguladores por el del conjunto de productores y consumidores sujetos a su control. Las políticas prescriptivas sobre la tecnología limitan el canal de la innovación y lo especializan. Esta especialización puede favorecer algunas economías de escala de producción en la tecnología escogida pero a costa de limitar los posibles beneficios de la exploración. Por tanto, podemos evaluar los términos de las diversas políticas solares a nivel estatal que se aplican en un estado como California en base a la medida en la que favorecen la experimentación descentralizada tanto de los productores como de los consumidores, en el contexto del proceso de mercado dinámico ideal descrito anteriormente (Kiesling y Silberg, 2015).

Los objetivos regulatorios como las metas de capacidad para las renovables son un intento de guiar e introducir tecnologías específicas en un mercado eléctrico deformado y sesgado. La medida en la que los mercados eléctricos favorezcan la innovación y la experimentación debería ser un objetivo específico de la futura reforma del mercado eléctrico.

La compañía eléctrica distribuidora del futuro como plataforma tecnológica y de mercado

Un buen fruto de Internet (que explotase este concepto de innovación sin necesidad de licencias), sería un modelo de negocio de empresa de distribución eléctrica que hiciese las veces de plataforma económica y permitiese la innovación en los márgenes de la red. Carliss Baldwin y Jason Woodard definen el término plataforma como “... un conjunto de componentes estables que favorece la variedad y la evolución de un sistema condicionando los vínculos entre el resto de componentes.” (2009: 19) Las empresas eléctricas distribuidoras como plataforma suponen un diseño de mercado de cambio tecnológico que aumenta la complejidad del entorno económico y tecnológico en el que operan las empresas del sector eléctrico con ramificaciones asimismo en las instituciones reguladoras. El modelo de negocio de las distribuidoras eléctricas es consecuencia directa de la regulación; se trata de un monopolio legal sobre la distribución física de un producto invariable y bien definido en un mercado concreto con barreras bien claras. Dicho de otra forma, únicamente las distribuidoras eléctricas cuentan con la licencia legal de transportar y vender energía de una tensión y calidad concretas a clientes residenciales. La reestructuración regulatoria que permite la competencia a nivel minorista ha provocado cambios organizativos en algunas jurisdicciones. Aunque aquí me centro en un diseño de modelo de negocio como plataforma de distribución, los cambios necesarios para facilitar dicho modelo son cambios regulatorios⁵.

⁵ La Comisión de Servicios Públicos de Nueva York está explorando dichos cambios regulatorios y un viraje hacia Plataformas de Servicios de Distribución (DSP, por sus siglas en inglés) como parte del procedimiento regulatorio para la Reforma de la Perspectiva Energética (Reforming the Energy Vision o REV) (Comisión de Servicios Públicos de Nueva York, 2014). Algunas de sus propuestas de diseño son parecidas a las que se incluyen en el presente. Asimismo, dicho procedimiento será probablemente objeto de debate con respecto a las políticas eléctricas en un futuro cercano.

Una plataforma es un conjunto de elementos tecnológicos que normalmente cuentan con un núcleo común y estable y una periferia variable y heterogénea (Gawer, 2014: 1242). Las plataformas de videojuegos son un ejemplo clásico: la tecnología base (la videoconsola) contiene un conjunto de elementos (normalmente periféricos) que funcionan junto con otros elementos (el *software*) para habilitar el juego. Esos otros elementos incluyen juegos programados para su uso en la plataforma y otros dispositivos como mandos que complementan la tecnología base. Una base de componentes comunes facilita que se desarrollen las economías de gama en la producción en torno a la plataforma, que supone uno de los principales impulsores de innovación con respecto a las plataformas tecnológicas.

En la era digital, la titularidad de la plataforma casi siempre excede el valor de cualquier elemento periférico. Algunos ejemplos de ellos son la iTunes store, el sistema operativo iOS, Facebook, y Uber. Unos emprendedores disruptivos avezados, como los ejecutivos de las eléctricas del siglo XX se beneficiarían de establecer sus innovaciones como plataformas.

Un aspecto importante de las empresas plataforma es que son capaces de conectar a distintos usuarios alejados entre sí a una misma red. Las empresas plataforma son empresas de red aunque no todas las empresas/sectores de red operan o consideran sus modelos de negocio como empresas plataforma. Esta característica cambiará conforme continúe evolucionando la tecnología digital. La empresa de red o plataforma facilita la conexión y el intercambio entre dos o más partes. Esta idea no es propia de la era digital. La historia económica de las redes de canales o ferrocarriles demuestra que el transporte es una plataforma de red industrial no digital prototípica. Todos los sectores de infraestructuras de red cuentan con algunos aspectos en común con los mercados de plataforma o bidireccionales; las redes de ferrocarriles unen a proveedores de transporte y el transporte de pasajeros/mercancías, las redes postales unen a correspondentes, las redes de oleoductos unen a compradores y proveedores de petróleo o gas natural, las redes de tendido eléctrico unen a los generadores con los consumidores. En ese sentido, funcionan como plataformas económicas que generan mercados bidireccionales.

Un análisis económico de las plataformas las caracterizaría como facilitadores e intermediarios de transacciones. Mediante la utilización de tecnologías que redu-

cen los costes operativos, las plataformas económicas crean valor conectando a las partes de forma que obtienen un valor recíproco, típicamente en forma de intercambio. Los proveedores de plataformas crean mercados en la medida en la que conectan a productores y consumidores (Rochet y Tirole, 2003). Siguiendo con el ejemplo de la plataforma de videojuegos, el proveedor de la plataforma crea valor proporcionando una determinada tecnología (la videoconsola y su sistema operativo) que hace las veces de punto de convergencia (Schelling, 1960) en el que interactúan los diseñadores de juegos y los jugadores; dicho intercambio proporciona un beneficio mutuo y la existencia de la plataforma incentiva a los desarrolladores a crear juegos para la plataforma y a los jugadores se les incentiva a su vez a comprarlos. Por tanto, los análisis económicos de las plataformas lo analizan como un mercado bilateral o multilateral en el que la plataforma coordina a los agentes mediante operaciones, señales de precios y normas.

Lo que sí resulta novedoso en la era digital es que mediante la modificación de los costes operativos, la tecnología de la plataforma cambia el límite transaccional de la empresa y, a diferencia de las innovaciones del siglo XIX, reduce el impulso económico de la integración vertical. Una empresa que actúa como plataforma digital, como Google o Uber, no se integra verticalmente ni de forma ascendente ni descendente con respecto a ninguna de las cadenas de valor que facilita la plataforma (aunque algunas de las adquisiciones de Google están modificando en cierta medida esta concepción) mientras que, históricamente, las empresas ferroviarias, eléctricas y de gas comenzaron con una integración vertical. Hoy en día, de hecho, la reducción de la integración vertical supone la maximización de los beneficios de las empresas plataforma, especialmente aquellas como Uber, a la que no se le aplican las normativas de los taxis puesto que, literalmente, no es un servicio de taxi. En el pasado, los propietarios de las redes ferroviarias se integraban verticalmente de forma ascendente con respecto a la propiedad de los trenes y la prestación del transporte; por su parte, las eléctricas se integraban de forma ascendente con respecto a la generación. Asimismo, durante esa misma época, se incentivaba a estas empresas a integrarse verticalmente y a crear monopolios. En un sector de infraestructuras de red, la plataforma es física y las empresas agrupan el servicio de red en su oferta. Sin embargo, no se pensaron ni se consideran plataformas en el sentido que estamos llegando a entender conforme emergen dichas empresas y sectores; sospecho que se debe al beneficio económico y la dependen-

cia del camino histórico de la integración vertical. La era digital provoca que este precedente se quede obsoleto.

En la base, la plataforma monetiza la confianza y la interconexión entre los actores del mercado (conductores y pasajeros, propietarios de viviendas y sus huéspedes y, en poco tiempo, los productores de energía y los consumidores) y permite a los usuarios evitar al actor más consolidado (como los taxis, hoteles o compañías eléctricas) y contratar directamente al nuevo proveedor de servicios (Uber, Airbnb o, en el sector de la energía, Google).

Conforme millones de consumidores adquieren experiencia y aumentan su confianza en Airbnb, Uber y Lyft, se empiezan a preguntar con una insistencia cada vez mayor por qué tienen un sistema eléctrico tan inflexible que no se centra en descentralizar la creación de valor como lo hacen otros negocios de plataforma actuales. ¿Por qué los consumidores no pueden compartir, vender o comprar servicios de energía DER propiedad de otros consumidores o situados en propiedades de otros consumidores como paneles solares o termostatos inteligentes? La respuesta podría radicar en modelos de negocio emergentes que puedan permitir compartir los DER de usuario a usuario. Una plataforma de distribución de energía se ajustaría a dicho modelo.

Tanto Uber como Airbnb cuentan con modelos de negocio que unen distintas partes para su beneficio mutuo. Por su parte, el flujo de ingresos del proveedor de la plataforma proviene de los cargos que se aplican a una o a ambas partes por facilitar la transacción (aunque también se dan otros mecanismos). La base del modelo de negocio de plataforma consiste en utilizar la tecnología digital y sus poderosas fuerzas descentralizadoras para reducir los costes operativos en lugar de evitar un intercambio beneficioso para ambas partes. Los proveedores de servicios de plataformas proporcionan unos intercambios inexistentes hasta ese momento, los facilitan y, en última instancia, los abaratan o aumentan su valor (o alguna combinación de lo anterior).

Las plataformas reducen implícitamente los costes operativos y obtienen beneficios mediante una comisión o tarifa de servicio por transacción. Históricamente, los coches se han infrautilizado, las habitaciones de invitados suelen estar

vacías y la información resultaba inaccesible y descentralizada. Uber, AirBnb, y Google, respectivamente, han aprovechado estas deficiencias y las han convertido en oportunidades de mercado tanto para compradores como para vendedores. La reducción de los costes operativos mediante la centralización, agilización y la formulación de normativa mercantil permite a los propietarios de aquellos bienes que no se aprovechan totalmente (como coches, apartamentos, paneles solares y cualquier elemento que pudiese surgir en el futuro) mejorar la vida de los demás vendiéndoles el uso de dicho activo. Los beneficios fijos para ambas partes resultan obvios; sin embargo, existe también un beneficio dinámico: es más probable, si el resto de condiciones se mantienen, que alguien invierta en dicho activo o en un activo más grande/mejor si se va a poder aumentar su capacidad de utilización. La liberalización catalizó este proceso en el sector aéreo y la tecnología digital lo está catalizando en el sector de los coches y el alojamiento. Esta perspectiva les resulta muy interesante a aquellos interesados en acelerar el crecimiento de los DER y, en concreto, a aquellos interesados en acelerar su crecimiento a través de unos medios que no incluyan ayudas fiscales y regulaciones gubernamentales en materia de energía renovables.

El papel de la plataforma de distribución será multifuncional debido a la naturaleza de infraestructura básica de la distribución eléctrica. Su papel principal continuaría siendo su propuesta de valor básico tradicional: la distribución física de energía al usuario final. Para ello, aplicaría una tarifa de red de la misma forma en la que actualmente se tasan los cargos por redes en mercados restructurados. La estabilidad física y la seguridad en el suministro en la red de distribución continuarían siendo una necesidad por lo que una empresa de plataforma de red sería la parte adecuada para responsabilizarse de dicha estabilidad (como lo hacen hoy en día las compañías de distribución eléctrica).

Una de las funciones básicas de la plataforma de distribución seguiría siendo la de proporcionar la red de distribución. Dada la tecnología existente y en base a las condiciones iniciales de la red de distribución física, es probable que en un futuro cercano siga habiendo una red de distribución que actúe como espina dorsal y con valor económico. En la medida en la que las tecnologías de escala y gama sigan existiendo en la distribución eléctrica, la red que actúe de espina dorsal continuará teniendo valor.

La empresa de plataforma de distribución es la Entidad de Servicio de Demanda (Load-Serving Entity o LSE, por sus siglas en inglés), que cuenta con la obligación normativa y operativa de suministrar el servicio eléctrico a usuarios finales. Junto con ese papel se incluyen las obligaciones de estabilidad, teniendo en cuenta la definición administrativa de estabilidad, y la función de equilibrio de la red física a tiempo real. La plataforma de distribución se encarga de orquestar las necesidades de la red, es decir, la fiabilidad, la regulación de la tensión y la capacidad. La plataforma de distribución obtiene una tasa de retorno normal e ingresos por el mantenimiento y modernización de la infraestructura a través de cargos de red a clientes minoristas.

La característica definitoria de una empresa de plataforma se basa en su papel de intermediario entre dos o más agentes que obtienen beneficio mutuo mientras que la función económica más común de una empresa de plataforma es la intermediación en las operaciones proporcionando una plataforma de mercado que une a compradores y vendedores potenciales y facilita su encuentro. Se puede establecer un paralelismo con los intercambios de los mercados financieros, como los intercambios de acciones o futuros que facilitan las plataformas de *trading*. Dichas plataformas velan por los intereses tanto de los compradores como de los vendedores, definen los productos y normas estándar en las que producen los intercambios y ofrecen información actualizada e indiscriminada para que los compradores pujen y los vendedores oferten, abriendo o cerrando nuevos mercados conforme crecen y menguan. Además de su función física, las empresas de plataforma de distribución eléctrica actuarían como plataforma de mercado.

Conforme los usuarios finales se vuelven más heterogéneos y se hacen con tecnologías cada vez más diversas, la compañía de distribución crearía valor adicional facilitando la interconexión de aquellos agentes y sus tecnologías a la red de distribución. En ese sentido, la plataforma de distribución apoyaría las plataformas de mercado sobre la red de distribución física. La existencia de estas plataformas de mercado minoristas generaría incentivos y oportunidades para que los empresarios desarrollasen dispositivos que pudiesen operar en dicha plataforma (por ejemplo, vehículos, gestión de energía doméstica) y aplicaciones que conecten a los propietarios de dichos dispositivos con el resto de agentes a través de la plataforma. Para poder cumplir con su papel de facilitador de mercado, la plataforma de distribución aplicaría una tarifa de servicio (la cuestión de si esa plataforma debería aplicar la tarifa por volumen o por operación continua abierta).

Esta definición del papel primario de las plataformas de distribución puede parecer sencilla, pero el alcance de la plataforma de distribución que permitiría cumplir estas funciones implicaría que la propia plataforma de distribución actuase también como participante dentro del mercado. Dicho papel podría tener efectos anticompetencia. Por ejemplo, dada la obligación de la entidad de servicio de demanda, ¿debería realizar la plataforma de distribución operaciones en el mercado energético relativas a la generación de energía de apoyo si los contratos descentralizados no fuesen suficientes? Para mantener el equilibrio del sistema en presencia de distintas fuentes de energía diversas e intermitentes como la eólica y la solar, ¿debería tener y controlar la plataforma de distribución un sistema solar residencial “de apoyo”? En ambos casos, la presencia de compradores y vendedores de gran tamaño y regulados conducirían a una exclusión vertical anticompetencia.

Las redes de distribución siempre han aportado valor económico, pero la naturaleza de ese valor está cambiando conforme lo hace la tecnología. La compañía de distribución eléctrica podría, y debería, evolucionar para crear valor desde esta espina dorsal. En las primeras décadas del sector, la red de distribución ayudó a las compañías eléctricas locales a aumentar el aprovechamiento de su capacidad de generación y a reducir sus costes medios de suministro eléctrico para el alumbrado de residencias por la noche y el transporte y los motores industriales durante el día. La red de distribución posibilitó la generación remota a gran escala, permitiendo que las compañías eléctricas creasen y explotasen economías de escala y gama y redujesen aún más los costes medios. Durante la mayor parte del siglo XX, las ventajas de la generación centralizada y los costes de mantenimientos relativamente bajos de la red de distribución, supusieron que continuara teniendo valor.

Las tecnologías de red inteligentes y de energía distribuida están cambiando esa dinámica de un siglo de antigüedad, así como están cambiando los objetivos regulatorios para adaptarse a las necesidades de calidad ambiental y a los objetivos sociales tradicionales de garantizar unos precios eléctricos universales, reducidos y estables para un servicio estándar. Conforme la generación distribuida a menor escala continúa volviéndose más económica, los beneficios potenciales que surgen de la independencia, estabilidad y resiliencia que supone desconectarse de la red, se están volviendo más rentables.

Facilitando plataformas de mercado con interfaces de uso sencillo, definiciones de producto y estándares de datos de acceso abierto, la empresa de plataforma de red permitiría que los proveedores de servicios de energía minoristas ofreciesen una amplia gama de contratos y productos diferenciados. Aunque las políticas dinámicas según horarios no son comunes todavía, tampoco es un concepto que no se haya probado, y sería más sencillo y tendría una capacidad más alta de generar valor si existiese una plataforma de mercado minorista.

La diferenciación de las fuentes minoristas sería una posibilidad cada vez más cercana; los minoristas podrían ofrecer productos renovables (como hacen muchos de ellos hoy en día) y, por su parte, los consumidores más preocupados por el gasto, podrían establecer umbrales bajo los cuales estarían dispuestos a adquirir energías renovables y, por encima de ellos, podrían o bien adquirir energía generada con combustibles fósiles o configurar sus dispositivos para que, de forma automática, consumiesen menos energía o se apagasen. Esta diferenciación de los productos basada en una combinación de energía “verde y gris” resulta posible cuando existe una plataforma de mercado que reconoce la generación de recursos diferentes como una característica propia del producto, son capaces de codificar esa dimensión en la definición del producto y pueden facilitar los intercambios en base a dicha definición. Asimismo, es importante tener en cuenta que dicho conjunto de productos generaría un cuerpo de conocimiento más preciso con respecto a las preferencias medioambientales de los consumidores de electricidad; los sistemas de precios y mercados ofrecen la oportunidad a los consumidores de realizar elecciones medioambientales en base a sus preferencias, en lugar de seguir un proceso tan politizado y costoso como el actual, en el que los organismos administrativos promulgan normativas para aplicar políticas medioambientales.

Las tecnologías digitales, aplicadas a la distribución eléctrica, tienen dos efectos principales con respecto a las plataformas. El primero de estos efectos consiste en la reducción de los costes operativos que constituyan una parte importante del impulso económico de la integración vertical, por una parte; las tecnologías digitales posibilitan la detección, control y medida digital distribuida del flujo de energía y el estado del sistema de una forma que no se concebía o era extremadamente alta antes de la invención del transistor.

Por otra parte, el segundo efecto consiste en la capacidad de las tecnologías digitales de facilitar que la compañía de red gestione un tipo de agentes más diverso y heterogéneo en un mercado bidireccional. Los recursos distribuidos favorecidos digitalmente cada vez son más baratos a escalas menores y algunos de esos tipos de recursos (microrredes, vehículos eléctricos, paneles solares comunitarios) pueden actuar como productores o consumidores, cada uno con sus costes e ingresos asociados y con unas identidades que se modificarían dependiendo de si venden energía excedente o si la compran. Los sensores digitales y los interruptores digitales automáticos posibilitan que se automaticen las normas de interconexión para la integración de la generación distribuida, vehículos eléctricos, microrredes y otros usuarios diversos en la red de distribución de manera que redunden en el beneficio mutuo en un mercado bidireccional. Los antiguos sensores electromecánicos no cuentan con dicha capacidad.

El creciente mercado de la energía solar residencial es un ejemplo del tipo de mercado que puede desarrollarse en los márgenes de dicha plataforma (Kiesling y Silberg, 2015). El mercado solar residencial ha crecido notablemente en la última década mediante una combinación de impulsos regulatorios, de mercado y tecnológicos. Tres cuartos de los sistemas fotovoltaicos eléctricos, comerciales y a escala residencial de los EE.UU. comenzaron a funcionar *online* entre 2011 y la primera parte de 2013 (GTM Research, 2013). El coste instalado de la fotovoltaica distribuida cayó un 44% entre 2009 y 2014, con unas instalaciones solares distribuidas del 31% de todas las instalaciones de energía eléctrica llevadas a cabo en 2013; en ese mismo año, la capacidad total de la energía fotovoltaica residencial solar aumentó un 68% en todo el país. California capitaneó este crecimiento con un aumento del 161% en 2013 (Sherwood, 2014). El mercado solar residencial está demostrando que puede resultar competitivo sin necesidad de integración vertical y que su crecimiento estaría facilitado por su situación en los márgenes de la red de distribución con una interconexión transparente y autónoma y un mercado eléctrico minorista competitivo.

Si las compañías eléctricas temen una “espiral de la muerte”, deberían replantearse cómo generan valor y cuánto valor crean de forma efectiva. Gracias a la evolución de la red inteligente y a los recursos energéticos distribuidos, pero sin limitar el cambio institucional y organizativo, el valor relativo de la distribución

del tendido decrece. Las compañías eléctricas no están creando tanto valor como antaño. ¿Cómo pueden cambiar su creación de valor? Lo pueden cambiar alterando algunos aspectos de su negocio y su papel en el sistema sociotecnológico. Por ejemplo, los propietarios de recursos energéticos distribuidos obtendrían valor de la red de distribución si, permaneciendo conectados, pudiesen aprovechar operaciones como las de apoyo/seguros, vendiendo su exceso de energía o adquiriendo energía de otros cuando el precio del mercado fuese más bajo que los costes. Los flujos de valor potenciales sugieren que la empresa de distribución podría seguir proporcionando valor en un mundo de recursos energéticos distribuidos si la compañía eléctrica adaptase su modelo de negocio a uno que facilitase la interconexión dentro de una plataforma minorista. No obstante, su funcionamiento es un anatema de la compañía integrada verticalmente tradicional.

El modelo de plataforma de distribución y mercado minorista de competencia cuentan con implicaciones medioambientales. Una interconexión transparente y de acceso abierto de los DER reduciría los costes operativos y las barreras de entrada que afrontan los propietarios de los DER. Una plataforma de mercado sobre esa interconexión física, al modo de las plataformas transactivas que las empresas han desarrollado sobre Internet, facilita un intercambio beneficioso para todas las partes y crea oportunidades de venta de energía renovable. La combinación de la interconexión transparente y una plataforma de mercado minorista genera incentivos a la innovación en los márgenes de la red, incluyendo energías, productos y servicios limpios. Sería una cuestión empírica si dicho sistema basado en la descentralización del mercado sería más efectivo que los programas burocráticos y administrativos de eficiencia energética promulgados por los reguladores e implantados por las compañías eléctricas reguladas. No obstante, los sistemas descentralizados tienden a ser más resilientes y adaptables al cambio que los sistemas normativos y burocráticos.

LA REGULACIÓN Y EL MODELO DE PLATAFORMA

Con la tecnología existente, el cumplimiento del papel de distribución básica en un futuro cercano seguirá siendo con bastante probabilidad una función regulada, conservándose así las barreras de entrada legales. Con este papel principal,

el objetivo será una medida de la estabilidad y la calidad del suministro de un servicio estable por parte de la plataforma de distribución. El papel del regulador consistirá en definir, supervisar y evaluar las métricas de rendimiento y evaluar la previsión calculada por la plataforma de distribución con respecto a los costes de infraestructuras relativos al mantenimiento e inversión en activos que permitan llevar a cabo estas funciones de forma satisfactoria. El papel de la plataforma de distribución como plataforma de mercado minorista sugiere unas funciones como coordinador del suministro de información, supervisor del mercado y protector del consumidor mediante obligaciones de información y procedimientos de notificación de fraude.

Facilitar el modelo de negocio de las plataformas de distribución exigiría la evolución del cuerpo regulatorio desde “un servicio eléctrico para todo aquel que lo solicite en el territorio geográfico de la compañía eléctrica, mediante el cual la compañía obtiene una tarifa de retorno normal en base a las tarifas medias” a un modelo “que facilite la interconexión y las transacciones entre los que lo soliciten en el territorio geográfico de la compañía eléctrica, obteniendo la compañía eléctrica una tarifa de retorno normal”.

CONCLUSIÓN

En la medida en la que nuestro objetivo sea conseguir un futuro limpio y próspero, la innovación es un elemento fundamental de la historia de la electricidad. La historia reciente de la tecnología digital indica que es más probable que aquellos entornos que favorecen la innovación sin necesidad de licencias produzcan el tipo de tecnologías, productos y servicios relativos a las nuevas fuentes de energía que valoran los consumidores y de las que los productores se benefician, a la vez que reducen la contaminación y otros costes medioambientales que no se compensan en la actualidad. Sin embargo, la regulación eléctrica tal como está planteada hoy en día se basa en un sistema de licencias y en la teoría estática de la competencia, que pasa por alto los beneficios dinámicos de la investigación y el desarrollo. Si se modificasen las instituciones regulatorias de forma que se priorizasen dichos beneficios dinámicos a la vez que aplican normas claras y transparentes con respecto a la seguridad, fiabilidad, interconexión y acceso al mercado, se mejoraría este sistema social de forma que se promovería un futuro más limpio y próspero.

El cambio tecnológico actúa como principal impulsor a la hora de reducir los costes operativos y posibilitar la coordinación descentralizada del sector eléctrico. Las innovaciones digitales actuales cambian la forma en la que producimos y consumimos electricidad. En concreto, los avances en el campo de la tecnología de la comunicación digital de los últimos 20 años pueden mejorar la eficiencia y proporcionar a los consumidores las herramientas necesarias para reducir su propia demanda eléctrica. Incluyen, por ejemplo, la detección remota de errores así como una amplia gama de funcionalidades inteligentes en las subestaciones que permiten evitar apagones, detectarlos o limitar su duración. Desde la perspectiva del consumidor minorista, estas tecnologías permiten crear un hogar conectado que ofrece de forma sencilla al usuario información y acceso a una gran variedad de servicios energéticos como calefacción y aire acondicionado, iluminación, electrodomésticos, entretenimiento, seguridad, lavado y salud. Esta tecnología transactiva y la variedad de productos y servicios minoristas favorece que los electrodomésticos que se adaptan a las tarifas se ajusten a tiempo real en mercados minoristas ya que el consumidor puede programar sus preferencias con respecto al precio de activación en los ajustes de los electrodomésticos.

El impresionante dinamismo tecnológico de hoy en día y su aplicación a la generación y consumo de energía cuentan con un alto potencial transformador debido en gran medida a las poderosas fuerzas descentralizadoras que las tecnologías digitales desencadenan. Dichas tecnologías son una expresión de la creatividad humana nacida de la experimentación distribuida. De este dinamismo, es muy poco el que se ha originado en el sector eléctrico y poco el que ha influido en la forma en la que las personas se relacionan con la electricidad. Las tecnologías digitales actuales permiten que los consumidores controlen y gestionen su consumo eléctrico a tiempo real de forma que pueden modificar las facturas a final de mes y tramitar los servicios que valoren como elegir diferentes tarifas, fuentes combustibles y automatizar las respuestas de consumo a estas preferencias. La convergencia de servicios en el sector de las telecomunicaciones (teléfono, televisión e Internet) ha proporcionado a los consumidores oportunidades para experimentar y aprender el valor de los servicios combinados.

La combinación de los servicios eléctricos minoristas con el ocio y la seguridad domésticos, por ejemplo, constituyen servicios extremadamente lentos de desa-

rrollar y aún no se han comercializado debido a las barreras de entrada legales que limitan a los productores y refuerzan la idea de los consumidores. Todos estos ejemplos de tecnologías, tarifas y combinación de servicios son ejemplos de innovación estancada, de innovación desaprovechada en este sector.

El coste de transacción de la tecnología de red inteligente reduce impactos y, en combinación con las mejoras de previsión de la tecnología de generación distribuida, cuenta con el potencial de permitir el intercambio descentralizado y la fiabilidad de la red a unos límites desconocidos hasta ahora en esta industria. Promover esta red transactiva requeriría cambiar los marcos regulatorios para facilitar la flexibilidad y la adaptación a cambios desconocidos y variables, así como eliminar las barreras de los modelos de negocio alternativos, incluyendo el modelo de la compañía de distribución como plataforma posibilitadora y de coordinación.

Para que la política eléctrica se centre en facilitar los aspectos socialmente favorables, la regulación debería enfatizar normas claras, transparentes y justas con respecto a la operación de la red, reduciendo las barreras de entrada que impiden la experimentación y aprendizaje por parte del productor y el consumidor a la vez que promueven un entorno jurídico y tecnológico en el que los consumidores puedan utilizar la competencia y la tecnología para protegerse.

Facilitando las conexiones de unos usuarios distribuidos cada vez más diversos en la red de distribución, las compañías como plataforma de distribución reducirían los costes operativos y de interconexión tanto para la producción como para el uso de la energía, lo que ofrecería oportunidades e incentivos a la investigación tanto en la producción como en el consumo. La interacción de incentivos y la experimentación conduce a la innovación.

Se trata de un sentido sustantivo y significativo en el que la compañía de red de distribución puede, y debe, operar como plataforma e idear estrategias de plataforma conforme evoluciona el modelo empresarial de las eléctricas. Una plataforma de distribución eléctrica facilitaría el intercambio mediante mercados de servicios energéticos y de energía bidireccionales, aplicando la correspondiente tarifa por ello. A corto plazo, gran parte de dicha interconexión toma la forma de distribu-

ción, transporte y suministro. En la medida en la que los recursos distribuidos proliferan, la empresa de plataforma debe redefinir la forma en la que genera valor y obtiene beneficios facilitando un intercambio positivo en mercados bidireccionales. Si se reducen las barreras a la innovación y disminuyen las barreras de entrada a los recursos energéticos distribuidos, el diseño de la plataforma de distribución alinearía los incentivos económicos y medioambientales generando así un futuro limpio y próspero.

REFERENCIAS

- BARCLAY'S CREDIT RESEARCH (2014), *The Solar Vortex: Credit Implications of Electric Grid Defection*.
- BERG, S., y J. TSCHIRHART (1989), *Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice*, Cambridge: Cambridge University Press.
- BROWN, S., y D. SIBLEY (1986), *The Theory of Public Utility Pricing*, Cambridge: Cambridge University Press.
- CARLISS, Y. B., y C. J. WOODARD (2009), "The architecture of platforms: a unified view," en A. GAWER, ed., *Platforms, Markets and Innovation*. London: Edward Elgar.
- COWEN, T., y A. TABARROK (2011), *Modern Principles: Microeconomics*, New York: Worth.
- EDISON ELECTRIC INSTITUTE (2013), *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (2014), *The Integrated Grid*. Disponible en TKTK.
- GAWER, A. (2014), "Bridging different perspectives on technological platforms: Toward an integrative framework," *Research Policy*, 43: 1239-1249.

HAYEK, F. (1945), "The Use of Knowledge in Society," *American Economic Review*, 35(4): 519-530.

— (1974), "The Pretence of Knowledge," conferencia del Premio Nobel., Disponible en: (http://nobelprize.org/nobel_prizes/economics/laureates/1974/hayek-lecture.html), acceso el 5 de junio de 2015.

HIRSH, R. (1999), *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*, Cambridge, MA: MIT Press.

KIESLING, L. (2008), *Deregulation, Innovation, and Market Liberalization: Electricity Restructuring in a Constantly Evolving Environment*, London: Routledge.

— (2014), "Incumbent Vertical Market Power, Experimentation, and Institutional Design in a Deregulating Electricity Industry," *Independent Review*, 19(2): 239-264.

— (2015), "Implications of Smart Grid Innovation for Organizational Models in Electricity Distribution," *Wiley Handbook of Smart Grid Development*, pendiente de publicación.

KIESLING, L., y M. SILBERG (2015), "Regulation, Innovation, and Experimentation: The Case of Residential Rooftop Solar," *Journal of the Wealth and Well-Being of Nations*, pendiente de publicación.

KIRZNER, I. (1978), *Competition and Entrepreneurship*, Chicago: University of Chicago Press.

— (2009), "The Alert and Creative Entrepreneur: A Clarification," *Small Business Economics*, 32, no. 2 (febrero): 145-52.

LAFFONT, J.-J., y J. TIROLE (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge, MA: MIT Press.

MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE (2011), *Internet Matters: The Net's Sweeping Impact on Jobs, Growth, and Prosperity*.

MOKYR, J. (2010), *The Enlightened Economy: An Economic History of Britain 1700-1850*, New Haven: Yale University Press.

MUNSON, R. (2005), *From Enron to Edison: The Business of Power and What It Means for the Future of Electricity*, Westport, CT: Praeger.

NEW YORK STATE PUBLIC SERVICE COMMISSION (2014), Reforming the Energy Vision. Staff Report and Proposal. Case 14-M-0101.

ROCHET, J.-C., y J. TIROLE (2003), “Platform Competition in Two-Sided Markets,” *Journal of the European Economic Association*, 1(4): 990-1029.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (2014), *The Economics of Grid Defection: When and Where Distributed Solar Generation Competes with Traditional Utility Service*.

ROGERS, E. (1962), *Diffusion of Innovations*, New York: Free Press.

SCHELLING, T. (1960), *The Strategy of Conflict*, Cambridge, Mass.: Harvard University Press.

SCHUMPETER, J. (1934), *The Theory of Economic Development*. Cambridge, Mass.: Harvard University Press.

— (1942), *Capitalism, Socialism, and Democracy*, New York: Harper Collins.

SHUGART II, W. F. (2008), “Public Choice,” The Concise Encyclopedia of Economics. D. R. HENDERSON, ed. Indianapolis: Liberty Fund. Disponible en: (<http://www.econlib.org/library/Enc/PublicChoice.html>). Acceso el 5 de junio de 2015.

The impact of the competition between Russian gas and LNG on commercial terms for gas in Europe

James Henderson¹

Abstract

This paper discusses the potential change in strategy that Gazprom may have to address regarding its gas supply to Europe, in the face of the changes in LNG markets and the emergence of the US and Australia as new suppliers to Europe. We argue that there may be some logic for Gazprom, as one of the lowest cost suppliers to Europe with spare capacity, to adopt a market-share based strategy in order to reinforce its long-term competitive advantage. The methodology for achieving this goal would be a greater participation in hub trading. Politically, this can also be useful, as it can help to smooth Russia-EU relations while potentially also maintaining the influence of Russia's energy resources, albeit under a slightly different guise. It can also help to encourage the final removal of coal from the European energy system by completing the task that a carbon tax has so far failed to achieve.

Keywords: Gas markets, GNL, Russia, Europe.

Although Russia and Gazprom have embarked on a “pivot to Asia” strategy, it is clear that for the next five years at least Europe will remain the main export market for Russian gas. The Power of Siberia pipeline from East Siberia to NE China is unlikely be completed before 2020, and no agreement has yet been reached on a second pipeline either from West Siberia or from Sakhalin Island. Meanwhile Russia’s LNG plans have also been receding as global gas market conditions have worsened, with Novatek’s Yamal LNG project now the only Russian project likely to produce gas before the end of the decade. As a result, Gazprom’s defence of its core European market will be of fundamental importance both to its own performance and to the Kremlin’s ability to use gas as a geopolitical tool over the next few years.

¹ Director, Natural Gas Programme, Oxford Institute for Energy Studies.

However, multiple threats now face the company's business model in Europe. The emergence of new LNG from the US and Australia has been slow to materialise, but 2018 should start to see the ramp-up that everyone is expecting, while demand for gas in a number of markets outside Asia remains relatively stagnant. Meanwhile, the European Union continues to seek ways to diversify away from Russian gas and US president Donald Trump is acting as a principle advocate for his country's LNG exports as a substitute, even using the cover of political sanctions to promote US gas. Furthermore, the aftermath of the COP21 discussions in Paris in December 2015 is still being felt, with gas being viewed in a number of quarters as little better than any other fossil fuel in terms of its long-term environmental benefits.

From a pricing perspective, Gazprom was able to maximise revenues during the period of high oil prices in the early 2010s thanks to the oil product indexed price formation mechanism in its contracts and enforcement of take or pay volume levels. As buyer financial exposure became an existential threat post 2010 however, it has agreed concessions on take or pay volumes and price on an *ad hoc* basis, but still with the aim of securing the highest price possible consistent with buyer solvency. Notwithstanding relaxation of take-or pay levels (from 85% to 70% of ACQ² according to media commentary) its volume deliveries to Europe have been helped over the past two years by the continuing decline in European indigenous output, especially from the Groningen field in Holland. However, whatever targets Gazprom had for European gas export revenues have been thrown into turmoil by the collapse of the oil price from late 2014. This situation will be exacerbated by stagnant gas demand (on a weather-adjusted basis) in Europe and the imminent arrival of growing amounts of surplus LNG, potentially priced on a short-run marginal cost (SRMC) basis. In the face of this challenge Gazprom has the advantage of being one of the lowest cost suppliers of gas to the continent with surplus capacity, which could enable it to benefit from a competitive pricing strategy, and evidence is starting to suggest that it is already exploiting this fact.

² ACQ – Annual Contract Quantity, meaning the agreed total volume of gas to be sold under a contract in any one year.

WILL THE GLOBAL SURGE IN LNG OUTPUT (INCLUDING FROM THE US) CATALYSE A COMPETITIVE RESPONSE FROM GAZPROM?

Gazprom has been forced to respond to a number of different challenges to its position in the European gas market since the financial crisis which have mainly concerned gas demand and the relative price of Russian gas compared to competing fuels (including market-priced gas available on Europe's gas trading hubs). A combination of slow economic growth, increasing energy efficiency, the rise of renewable energy in the power sector and the low price of coal, which has eroded gas' market share in power generation in a number of countries, led to European gas demand falling by approximately 109bcm (18%) between 2010 and 2014 (IEA, 2015). A significant share of the decline was also caused by warm weather, and although a rebound has been experienced in 2015 and 2016 thanks to relatively cold weather and a higher coal price, which has encouraged coal to gas switching in the power sector, nevertheless the overall demand trend remains relatively static over the longer term. Indeed gas consumption has yet to recover to the level seen in 2008 prior to the financial crisis. For exporters to Europe, some of this demand pressure has been offset by declining indigenous production, especially in Holland and the UK, with the former imposing new limits on output from the Groningen field due to seismic activity. Furthermore, a relative shortage of LNG in the period 2011-2016, caused by increasing demand in Asia (especially after the Fukushima disaster) and delays in the emergence of new LNG supply, has also helped the cause of major pipeline exporters to Europe by creating a premium market for LNG in the East.

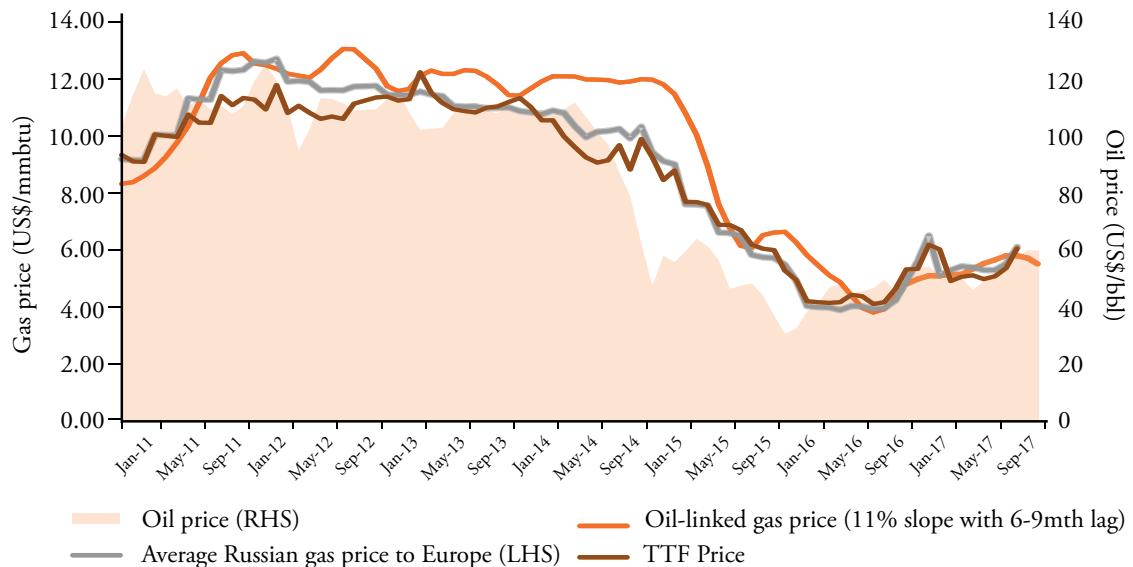
Nevertheless, the dual effect of a shift in the overall balance of supply and demand that resulted from the economic crisis in 2008 and the subsequent stagnation of economic growth in Europe, and the more recent collapse in the oil price, has pushed European hub prices down, and in order to preserve the solvency of its customers, Gazprom has been forced to react, in particular by adjusting its oil-linked contract prices through a variety of mechanisms to bring them in line with the gas price on European hubs. As shown in Exhibit 1, Gazprom's average gas price to Europe was close to historical oil-linked levels for most of the period to 2012, but the spread between the two then widened through 2013 and early

2014 as Gazprom made adjustments to its contract prices in order to satisfy customer demands for a lower price. The collapse in the oil price in 2014/15 led to a widening of the gap between spot and contract gas prices once more, but this gap has now been closed again thanks to the lag effect in oil-linked gas contracts (which generally refer to the price of oil over the previous 6 to 9 months) and to the continuing impact of Gazprom contract changes. Gazprom has shown a level of flexibility in managing its contract prices by reducing its previous firm commitment to oil-linked pricing, even if the company's and the Kremlin's rhetoric suggests otherwise. This has been reinforced by a continuing low level of oil prices that has contributed to a decline in contract prices down to, and in some months even marginally below, the level of spot prices.

However, the company has also shown that it is not yet completely willing to abandon its historical contract structures. Between the summer of 2014 and March 2015 Gazprom Export attempted to exert influence over the European gas market by refusing to meet nominations from a number of European customers, and was forced to pay specified contractual penalties as a result. The aim of this tactic appeared to be two-fold; to reduce the movement of reverse flow gas into Ukraine and also to attempt to support European hub prices by reducing supply into the market (Stern, 2015). However, Gazprom seemed to acknowledge failure on both fronts when the tactic was abandoned in the spring of 2015, with the company reportedly having lost significant revenues in the process. One clear lesson from this episode would therefore seem to be that, for all its competitive advantages, Gazprom will always struggle to optimise its position in Europe within its current contract structure, because it has limited direct influence on the European hubs. As a result, a more pro-active marketing strategy which involves full participation in European hubs may be required, even if the company continues to ostensibly argue for a hybrid model of contracts, which includes an element of oil linkage as well as a relationship with hub pricing. In reality, it is the latter which now appears to be driving the company's marketing strategy, even if the former still plays some role in establishing price levels.

Looking to the future, therefore, the key question is whether Gazprom will be willing, or will be forced, to show yet more commercial acumen and adjust its strategy further towards a fully market-oriented approach as it faces new

Exhibit 1

Comparison of an oil-linked contract price, the average Russian gas price to Europe and the UK NBP spot price

Source: Energy Intelligence Group, Author's analysis.

challenges to its position in Europe. The arrival of LNG from the US has been much heralded, and finally arrived in 2016, albeit at low levels due to delays in projects and higher prices in alternative markets. Nevertheless, it will ramp up over the next four years, in particular after 2018. At the same time, LNG from other new sources, in particular Australia, has already started to come online and will increase significantly over the next two-to-three years, and depending on the level of demand in Asia (and especially China) this may create a surplus of supply that could then spill over into the European market. Meanwhile, low carbon prices, volatile coal prices, increasing renewables development and continuing security of supply concerns may continue to challenge gas demand on the continent, exacerbating any oversupply situation.

Gazprom has a circa 100 bcma of surplus of fully developed gas in West Siberia that is available for sale into Europe at low marginal cost. This has mainly resulted from the company's decision, in the mid-2000s, to invest in the Bovenkovskoye field on the Yamal peninsula at a time when the gas demand outlook appeared much more positive. The field will have a total capacity of 115bcm by 2018,

and with little further capital expenditure needed to achieve this exhibit we estimate that the delivered cost of the gas to the German border is approximately \$4.50/mmbtu thanks to low ongoing upstream costs and the impact of devaluation on transportation expenses through Russia. Additionally, Gazprom has lost Russian domestic market share to upstream competitors, which has also contributed to its supply surplus. As a result, it is possible that Gazprom could compete with US LNG even on a short-run marginal cost of supply basis, if it should decide to participate in a price war. A low cost of supply is not the only condition for winning a price war, of course, as Gazprom would also need to fully switch to hub pricing in Europe to optimise its ability to compete, but it is certainly a necessary condition and one which gives Gazprom a competitive advantage under current market conditions.

DOES GAS NEED TO COMPETE WITH COAL ON COST, OR WILL ENVIRONMENTAL POLICIES BE ENOUGH?

Much of the discussion surrounding the conclusions of the COP21 meeting in Paris in December 2015 concerned the impact on the coal industry, with many observers assessing that the death of King Coal, in Europe in particular, is now a certainty.³ This outcome is particularly relevant in the power sector, where the further growth of renewable energy sources is assured, but it could also benefit gas, which can potentially reclaim the market share which it lost to cheaper coal over the past few years. However, it is perhaps rather premature to be overly optimistic about the demise of coal, especially in countries such as Poland, Germany, India and China, as the COP21 conclusions made no specific reference to this, and also failed to make any firm statements about the introduction of carbon taxes that could help to speed the process from a commercial perspective (Energy Intelligence, 2015). As a result, although the direction of travel has been laid out clearly, the risk remains that policy slippage could see much slower progress towards conversion away from coal towards gas than might be expected. Indeed, there must even be a risk that gas, as a carbon-emitting fuel itself, is by-passed on the way to a carbon-free future unless it asserts its credentials as a cheaper, as well as a greener, fuel than coal (which it has clearly failed to do in the period since 2010).

³ For example, *FT Lex* column, 3 Jan 2016, “Coal: The king is dead.”

Exhibit 2 highlights the problem in Europe, where the well-documented issues with the carbon trading system have meant that the carbon price has languished at below 10 euros per tonne for the past 4 years. Even at the relatively high current coal price of around \$85 per tonne (November 2017)⁴ the equivalent gas price would need to be around \$5.50/mmbtu to encourage fuel switching in the power sector, given the current carbon price of 7 euros per tonne.⁵ This compares with a spot gas price on the TTF hub in the Netherlands of \$6.75/mmbtu (November 2017),⁶ implying that the carbon price would need to more than triple and reach a level approaching 25 euros per tonne (equivalent to the £18/t carbon floor price in the UK) in order to make gas competitive with coal. Although the rising coal price has encouraged some coal-to-gas switching recently, especially in the UK, in the longer term the only realistic alternatives in Europe would be for policy makers to mandate the removal of coal from the power generation mix or for the gas price to fall further, especially if coal prices fall back to the bottom end of their 2017 range.

Gas producers are of course hoping that the former option is the route chosen, and it is clear that this could be one implication of the COP21 agreement. In the UK, for example, a carbon floor price has increased the gas price at which switching from coal occurs, and furthermore the government has now announced that all coal should be removed from the power mix by 2025 (*Financial Times*, 2015). At present, though, this is a rather isolated example of positive action, and has also been taken in a country where much of the coal plant is very old and is arguably already at the end of its useful life. In addition, if the plant is not removed until beyond 2020 then its closure will have little impact on the current gas glut. Furthermore, countries like Germany have much newer coal plant, and even some under construction, which will certainly continue to run while the coal price remains competitive. Therefore, if coal prices return to their recent historical average level of around \$60 per tonne, as seems likely, then a logical conclusion for producers such as Gazprom might be to consider a short-term low price strategy to encourage a more radical reduction of coal in the electricity

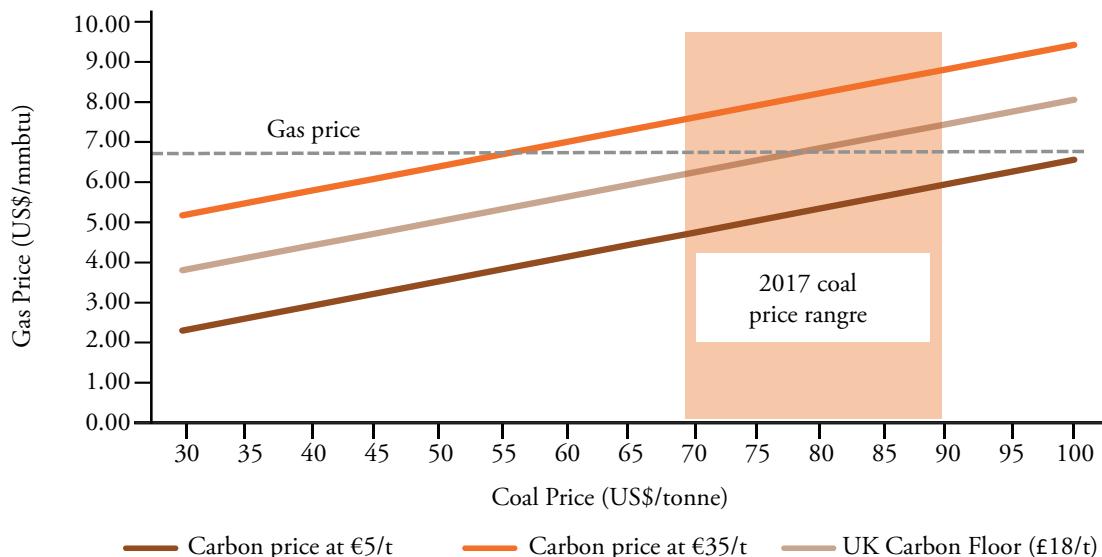
⁴ Argus Media, Argus Coal Daily International, 11 Nov 2017: 1.

⁵ Data from Argus Direct at <https://direct.argusmedia.com/>, 11 Nov 2017.

⁶ Ibid.

Exhibit 2

Coal versus gas switching price at various carbon prices



Source: Argus Media, Author's calculations.

sector across Europe before 2020. As highlighted by the IEA in its *World Energy Outlook*, 2015, significant net retirements of coal (and nuclear) plant are planned in the period to 2025, but a more competitive gas price would surely confirm these policy initiatives and potentially accelerate them, marking the end of coal in the power sector in many countries, providing a potential boost to gas demand over the next decade.

HOW WILL GAZPROM COMPETE WITH US, AND OTHER, LNG IN EUROPE?

If the question of competing with coal is a holistic gas industry issue, then the debate over Gazprom's potential reaction to the arrival of new LNG supplies to Europe is more company specific and more short-term. The volume flexibility in Gazprom's contracts has led some commentators to describe them as Europe's buffer (Rogers, Stokes and Spinks, 2015), with volumes reducing whenever Gazprom's price is above the hub-level and increasing when the opposite is true and extra volumes are required by the market. As a result, Gazprom has

experienced some volatility in sales to Europe over the past 5 years, but the lack of new LNG supply and robust gas demand growth in Asia have mitigated against any dramatic fall in this period, and indeed in 2015 and 2016 have seen exports rise significantly as European demand has also recovered. However, both of these factors carry significant risk, with new US and Australian LNG now set to arrive on the global gas market while Asian gas demand, although strong, remains subject to exogenous forces such as the weather (recent winters have been cold) and political decisions concerning nuclear power. The result could therefore be an increasing level of competition for Gazprom in Europe, with the potential for hub prices to fall in response to higher supply, with new LNG potentially being priced down to its short-run marginal cost as it is forced to sell into this market of last resort. In response to this Gazprom may need to reinstate rebates and price concessions to its customers as hub prices fall below its contract price levels, but more fundamentally it faces a number of other key issues, namely:

- In the short term (*i.e.*, the next 3 to 4 years), whether and at what point should Gazprom reduce to short run marginal cost (SRMC) its contract prices and by arbitrage, hub prices in Europe and Asian LNG spot prices, in order to:
 - Shut-in volumes of US LNG as these are unable to cover variable costs (gas purchase, shipping and regas); or,
 - Encourage sustained growth in demand for gas in Europe by displacing coal in the power sector?
- In the longer term (post 2020), should Gazprom's management announce and demonstrate a commitment to keeping prices below the level required for new LNG projects to attain FID (Final Investment Decision), and hence defend and grow market share through the 2020s?

The distinction between the two time periods is important. In the short term the low price of oil (on which LNG contract prices were historically linked) and market-related gas prices means that few if any new LNG projects will be launched, but nevertheless the 'glut' of supply already under construction is a threat to Gazprom's market share, which it will need to respond to. In the longer term the

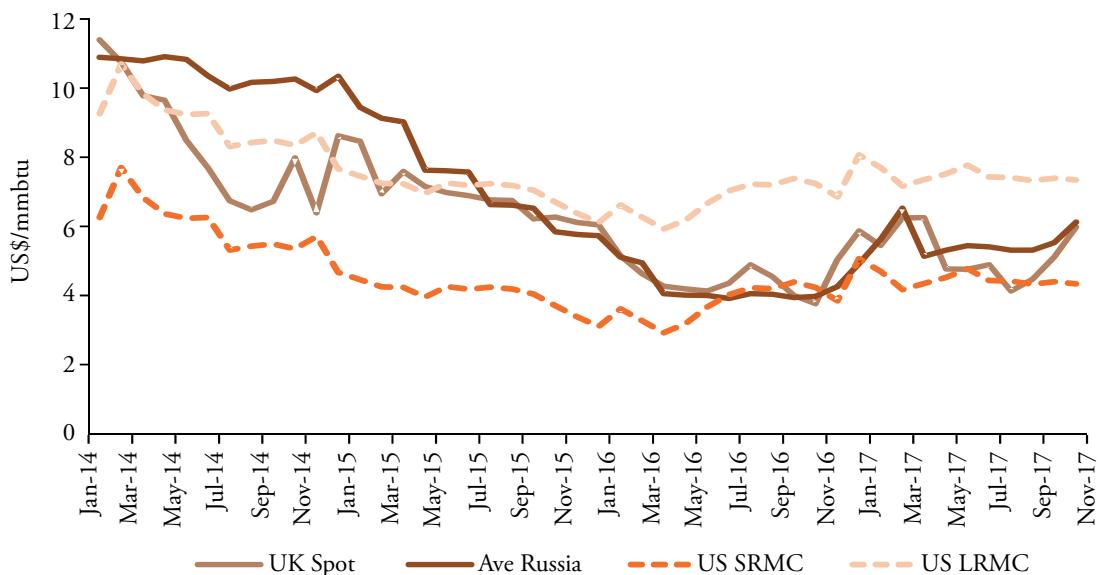
The impact of the competition between Russian gas and LNG on commercial terms for gas in Europe

issue is whether Gazprom wishes to actively discourage the investment in new competing supply as fundamentals in oil (if it is still used as a pricing construct for LNG) and gas recover to support an increasing price trend.

As can be seen in Exhibit 3, the gas spot price in Europe and Gazprom's own export price have been trading in a range below the long-run marginal cost (LRMC) of US LNG (which fluctuates with the Henry Hub price) but above the SRMC, assuming in this instance that liquefaction costs of \$3.00/mmbtu are sunk.⁷ As a result, it is very unlikely that any new US projects will be sanctioned for the foreseeable future, or indeed any other new LNG schemes across the world. For Gazprom, this provides the hope that once the current LNG glut evaporates (most likely beyond 2020), then it can benefit from a rebound in prices as the supply/demand balance tightens.

Exhibit 3

European gas prices compared to the marginal cost of US LNG



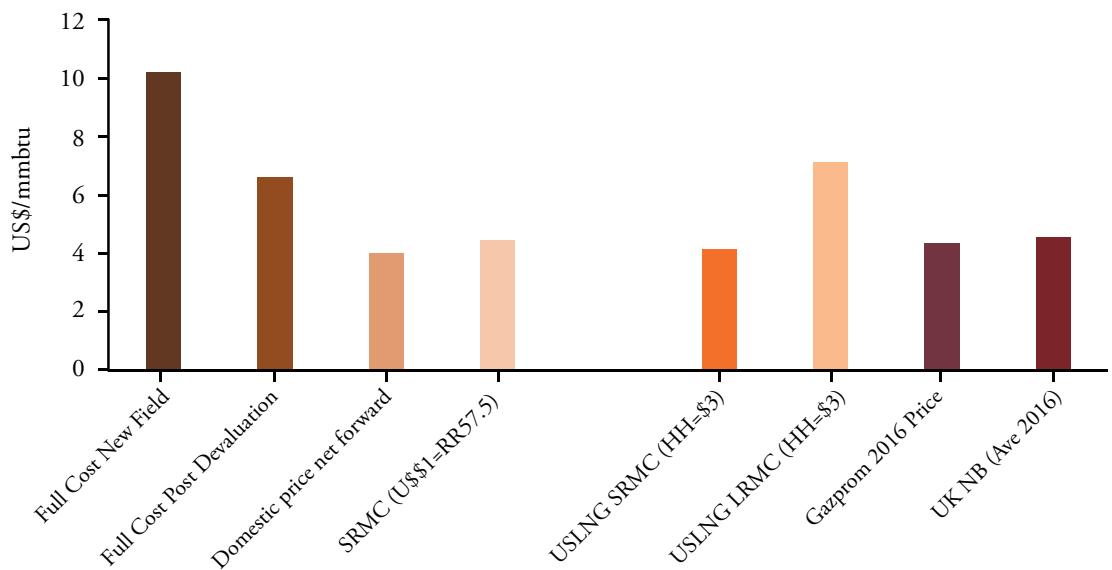
Source: Argus Media, Author's analysis.

⁷ We assume the long run marginal cost of US LNG in US\$/mmbtu is calculated as: (Henry Hub gas price x 1.15) + 3.50 (liquefaction cost) + 1 (transport to Europe) + 0.5 (regasification). The short run marginal cost then assumes that the liquefaction cost is sunk.

A key question is whether Gazprom will feel the need to compete on price down to the SRMC of US LNG, which to Europe is currently around \$4.25/mmbtu (Based on a Henry Hub price of \$2.90/mmbtu in October 2017). Sabine Pass was the only US gas exporting facility in 2016 and much of 2017, but US LNG volumes will grow moderately in 2018 and will accelerate thereafter to 2020. However, while this therefore might appear to be a question that Gazprom can defer, as is well documented (IEA, 2015: 113) the somewhat delayed rise in Australian LNG is now also underway, with the upswing from the US set to match it later in the decade. The decision to compete through price (or not) is therefore set to become increasingly relevant for Gazprom over the next two years. Gazprom Deputy CEO Alexander Medvedev has indicated that the company will be prepared to compete with US LNG when it arrives in Europe, implying that the decision has (at least in principle) been made. Furthermore, the company has consistently reiterated its desire to maintain a 30% market share (or more) in Europe, again implying that it will compete on price to do so, and as Exhibit 4 demonstrates it would appear to be reasonably well placed to do so.

Exhibit 4

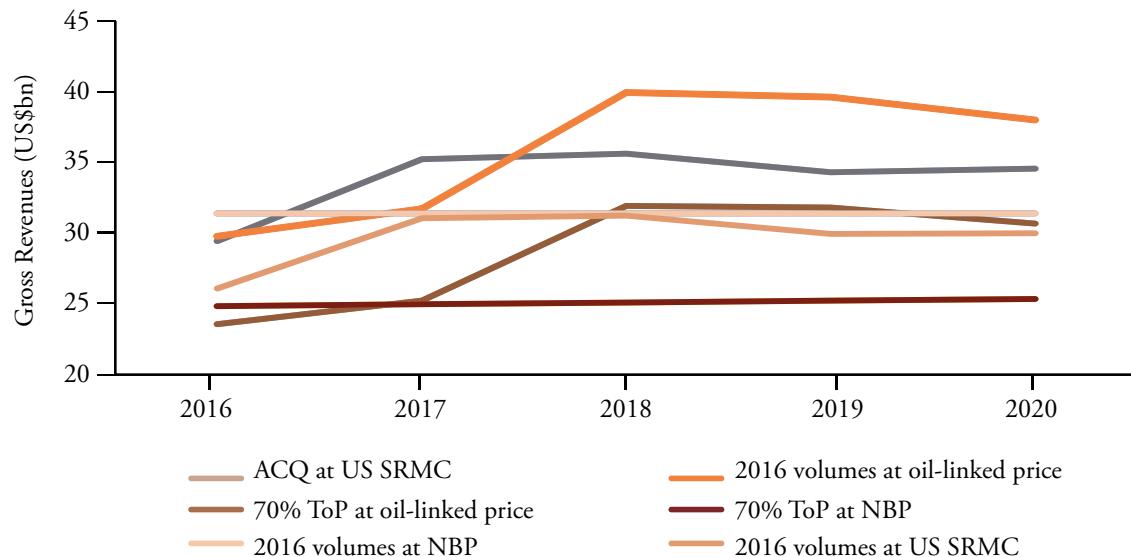
Cost of Russian gas versus US LNG



Source: Author's analysis (NB: assumes a Henry Hub price of US\$3/mmbtu).

Exhibit 5

Ranges of Russian gas export revenues at various volumes and prices



Assumptions

Volumes (bcm)	2016	2017	2018	2019	2020
ACQ	191	192	193	194	195
2016	169	169	169	169	169
70% Take or Pay	133	134	134	135	136
Prices (US\$/mmbtu)					
Oil linked price	4.93	5.25	6.62	6.57	6.30
NBP Average 2017	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
US LNG SRMC based on HH Futures	4.32	5.14	5.18	4.96	4.97

Source: Author's analysis.

Historically, the prospect of Gazprom competing with US LNG down to SRMC in order to protect, or even expand, its market share would have been nonsensical, as the incremental volumes could not possibly have compensated for the gas price differential at a time when Russia's oil-linked contract was based on an oil price of \$100 or more. However, the fall in the oil price, combined with the adjustments that Gazprom has made to its contracts, means that the price differential between the SRMC of US LNG and the current price of Russian gas has fallen sharply, from over \$6/MMBtu as recently as 2013 to around \$2/MMBtu in November 2017. At this differential, aggressive price competition could make sense for Russia, if the volumes to be gained, or saved, could make up for a cut in price.

Exhibit 5 shows an analysis which compares various Russian export volume and price scenarios. On volumes, we assume three levels, the 2016 exports of around 169bcm,⁸ the ACQ (maximum) level of existing contracts, which ranges between 190 and 195 bcm to 2020, and finally a 70% take-or-pay level based on this ACQ exhibit (approximately 135bcm per annum to 2020). For the price range we assume a low case of the SRMC for US LNG, based on the Henry Hub futures prices to 2020,⁹ a mid-case of the average NBP¹⁰ price in 2017 (for the first 10 months) and a high case of a Russian oil-linked oil price (based on the futures curve for Brent crude to 2020) – see table below for detailed assumptions. The graph then shows gross export revenues based on various combinations of volume and price.

NB: RUSSIA VOLUMES IN 2016 EXCLUDE 10BCM ASSUMED TO HAVE FLOWED TO UKRAINE VIA REVERSE-FLOW SALES FROM EUROPE

A number of important conclusions emerge. The first is that two of the three worst outcomes emerge from the low volume scenarios, if Gazprom refuses to compete, insists on a high oil-linked price and accepts volumes at the 70% take-or-pay level. Over the five-year period these outcomes could generate \$20-40billion less revenue for the company than the best case. A second conclusion is that the best realistic outcome results from cutting the price down to US SRMC and achieving volume growth to the ACQ level. The trade-off between reducing the price and increasing volumes would seem to pay off, and even though it might be politically unattractive in a number of European countries it is hard to see how it could be stopped given the contracts currently in place, or if customers decide to buy extra Russian gas on European hubs. From a commercial perspective, the attempt to increase volumes by lowering price would appear logical from a Gazprom standpoint, and an increased market share would certainly put the company in a stronger long-term position.

⁸ Excludes around 10bcm of exports that were re-exported to Ukraine by European buyers via reverse flow.

⁹ The Henry Hub price is multiplied by 1.15 to account for shrinkage, and then \$1/mmbtu is added for transport to Europe plus a further \$0.5/MMbtu for regasification.

¹⁰ NBP stands for National Balancing Point and is the hub at which UK gas is traded and prices are set.

A third important conclusion involves a more defensive comparison, namely that Gazprom would be better off defending its current volumes by reducing its price to the US SRMC than seeking to maintain an NBP price of just over \$5/mmbtu and accepting a reduction in volumes to the 70% take-or-pay level. In an ideal world, of course, Gazprom would prefer to achieve current volumes at the 2016 oil-linked price (the orange line), and indeed may attempt to enforce take-or-pay contract terms to achieve this while perhaps offering extra gas at spot prices. However, any attempt to enforce contracts that imply prices higher than the European spot price is likely to be met by referral to arbitration by customers, as we have seen over the past few years. Furthermore, the recent ruling by DG COMP on Gazprom's business activities in eight central and eastern European countries, which ruled that oil-linked prices were uncompetitive, suggests that Gazprom is unlikely to pursue this strategy in future, especially as it has essentially concurred and agreed to comply with the DG COMP assessment. In consequence, price competition with US LNG based on full participation in European hubs and an acceptance of spot pricing now looks like the most logical defensive tactic, with potential upside if volumes can be increased towards the ACQ level.

A final point to be made about the higher volume / lower price options is that they can also help to stimulate demand and establish increased sales of gas from Russia at a time when the COP21 agreement has raised the issue of un-burnable carbon reserves. Russia has well over 50 years of proved gas reserves at current production rates,¹¹ and significantly more if the country's probable and possible resources are added, meaning that the risk of not monetising all the country's gas assets is high. As such, a high-volume strategy which maximises production before 2050 can again make sense, on the assumption that by then the world will be well on the way to achieving its goal of an emission-free energy sector.

A COMPETITIVE PRICE STRATEGY CAN MAKE POLITICAL SENSE TOO

Although the Kremlin might be naturally disinclined to provide cheap energy to a region that has imposed sanctions on Russia and with whom relations are

¹¹ Based on data from BP Statistical Review 2015 which shows reserves of 32.6tcm and production of 579bcm for 2014.

somewhat frosty, nevertheless a competitive gas price strategy can provide political benefits. There is clear antipathy towards Russian gas in a number of European countries, with security of supply concerns being at the forefront of discussions over an Energy Union and the approval processes for possible new pipelines from Russia to Europe. These security issues are given greater weight if Russian gas is more expensive than alternative energy supplies, even if these alternative supplies include dirtier coal as well as other sources of gas. The European debate on security of gas supply has historically been based on an assumption of inherently expensive and at times unreliable Russian supply, primarily due to long-running issues with Ukraine. However, given the apparent change in Russian policy which has resulted in its gas becoming low priced and plentiful, this historical premise is being undermined. Evidence suggests that a number of European states have already shown that if Russian gas is priced cheaply enough then they will buy it, with Lithuania and Ukraine being two prime examples. From a commercial perspective, this can make sense for Gazprom if it plans to maintain its long-term position as the major supplier of gas to Europe, with some short-term price pain being compensated by long-term market share that can benefit from a future recovery in prices. Politically, this strategy can also make sense for the Kremlin, as it can maintain Russia's position as an energy partner for Europe, with whatever political leverage that provides, rather than see its position diminished as alternative gas, and alternative energy, erodes Gazprom's role. Indeed, one could perhaps describe this as a variation on the strategy which has been used in former Soviet states for decades – provide cheap gas to create or maintain dependency in order to create a political bargaining tool at a later date. Once again there is of course a short term cost to Gazprom and the Russian budget, which may be seen as unaffordable given the state of the country's economy, but given the fall in prices over the past 12 months the real cost of such a strategy is certainly much lower than it would have been previously and could return significant long term benefits.

TOWARDS A MORE PROACTIVE PRICING STRATEGY

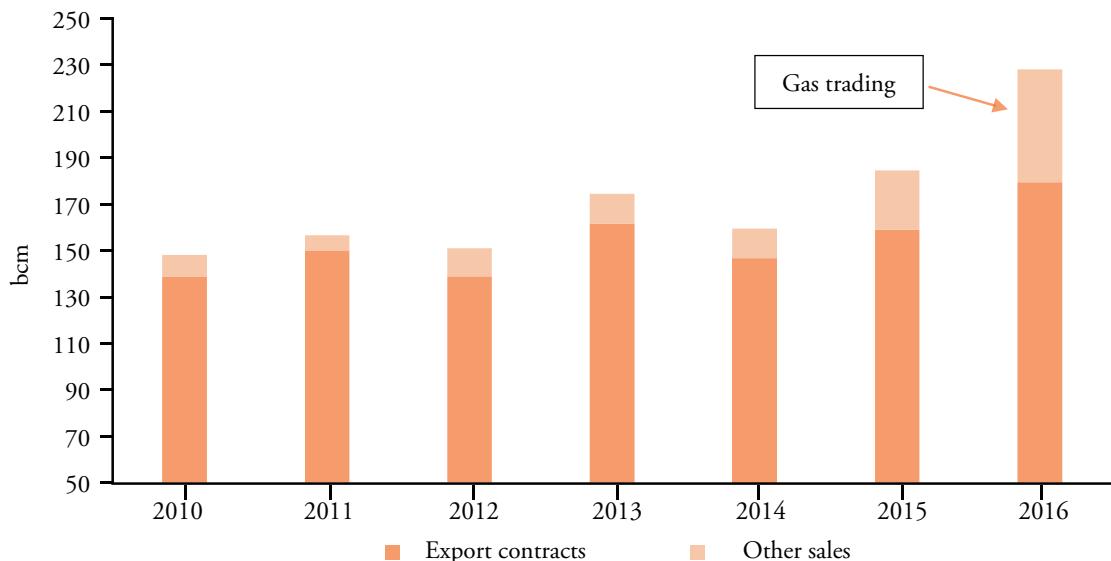
Although, as discussed earlier, Gazprom has been adjusting its pricing strategy to reflect the realities of the European market and the demands of its customers for

more competitive prices, to date its tactics have been rather more reactive than proactive. The commercial reality facing the buyers of its long-term contracts means that in effect Gazprom, with its hybrid pricing strategy, is always having to adjust its price from a pure oil-products linked base, providing discounts, rebates or adjustments to the formula (in particular via the inclusion of a link to spot prices). Indeed, in some instances this can lead to a situation where, if rebates are being offered, the price of Russian gas in Europe is unknown until the end of the year in question, when a calculation can be done to compare the oil-linked and market prices. This hardly leaves Gazprom in a strong position to compete with alternative gas supplies, let alone alternative energy sources.

A clear conclusion is that the oil linkage in Gazprom's contracts should logically be removed and be replaced with a much more market-oriented pricing mechanism involving full participation in European hub trading and an acceptance of hub prices, with the concept of long-term contracts also perhaps needing alteration too. Indeed, Gazprom and the Kremlin seem to be inching towards this conclusion, as evidenced by the auctions held for Nord Stream gas in 2015, President Putin's step-back from his previous apparent obsession with oil-linked prices, as seen in his recent speech at the Gas Exporting Countries Forum, and the increased amount of trading that Gazprom is undertaking on European hubs (see Exhibit 6).

However, a further extension of this strategy could involve much more active participation in hub-trading, acceptance of hub prices, the provision of short, medium and long-term contracts in place of the current take-or-pay flexibility and perhaps most importantly the ability to provide not just Russian gas, but traded gas, to Gazprom's customers. Rogers (2015) refers to this latter construct as the "Hub Re-Delivery Model", implying that Gazprom can purchase gas on the hubs and then use it to supply its customers in place of a portion of direct gas supply from Russia. Essentially, at present its customers can nominate for excess gas up to and beyond the ACQ level, sell the extra gas on the market and drive the price down before turning back to Gazprom and asking for a rebate or a renegotiation of terms. Under the hub re-delivery model Gazprom could control this situation by deciding where to source gas to supply its sales contracts, thus avoiding the potential for unwarranted over-supply. The Hub Re-Delivery Model would allow Russia to directly influence the price level of European hubs through

Exhibit 6

Gas sales into Europe, split by long-term contracts and hub trading

Source: Gazprom, 2017.

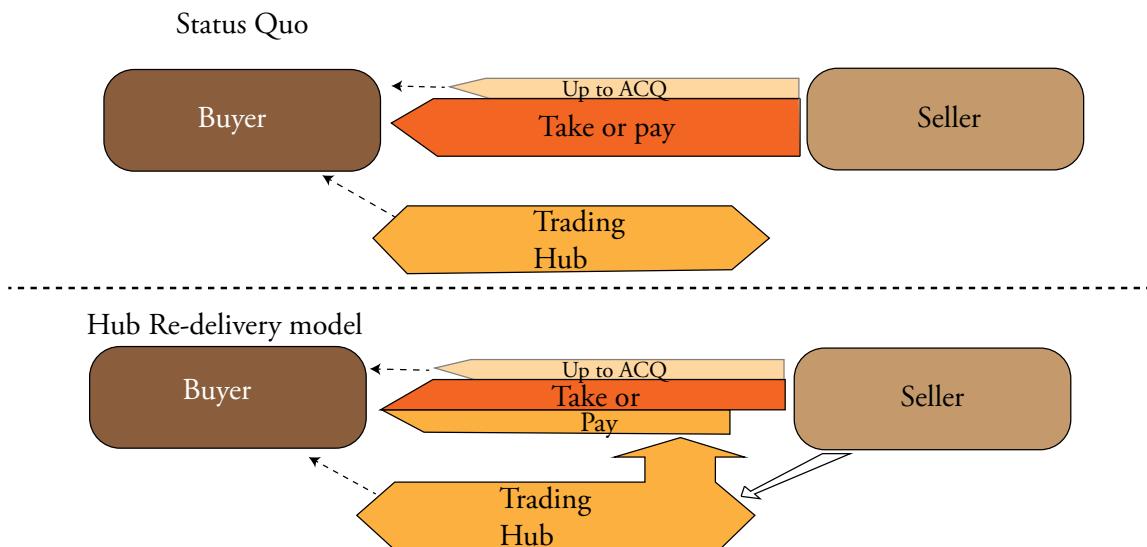
its control of physical volumes exported from West Siberia. This would give it the capability to deter short term US LNG supply and future LNG projects. Gazprom already has the in-house capability to undertake such a transition.

A further important consideration for Gazprom, and other gas suppliers, is the changing shape of the European energy market as a whole, catalysed by the rise in the share of renewable energy. Dependable supplies of low priced gas could, with suitable advocacy, modify European energy policy to focus on displacing coal with gas rather than to pursue the current renewables plus coal policy. If this gas was offered on a hub-traded basis then any increased volatility in demand, which might be created by the intermittency of wind and solar energy supplies (Bloomberg, 2015), could also benefit suppliers with active trading desks prepared to generate returns from providing flexibility rather than giving it away for free under current take-or-pay agreements.

An additional political consideration concerns Russia's relations with the EU, which have been undermined by the Ukraine crisis. The most obvious manifestations

Exhibit 7

The Hub Re-Delivery Model



Source: Rogers (2015).

of this deterioration in the gas sector have been EU attempts to undermine new Russian gas export pipelines such as South Stream and Nord Stream 2, as well as the investigation by DG COMP¹² into Gazprom's business methods in eight Central and Eastern European countries. The most controversial allegation in this investigation concerns Gazprom's alleged use of oil-linked pricing as a means to charge unfair prices, and although the legal arguments surrounding this accusation are complex and as yet not fully resolved, a logical outcome for Gazprom could be a face-saving, out-of-court settlement that saw it concede on this issue and gradually adopt the new, and more beneficial, hub-based strategy outlined above. This would remove another argument against Russian gas in Europe, while sending Gazprom down a more logical marketing path.

There are some signs that this outcome is possible in 2017/18. The discussions around the DG COMP investigation have been much less fraught than might have

12 The EU Competition Authority – for detail on the DG COMP investigation into Gazprom please see Stern, J. (Aug 2015), Oxford Energy Forum No.102, "Gazprom: a long march to market-based pricing in Europe?"

been expected, given the political dynamics around Ukraine. Both sides have made conciliatory statements about reaching an amicable agreement, and Gazprom appears to be edging towards a more market-oriented strategy. Company CEO Alexey Miller has discussed Gazprom's desire to abide by the Third Energy Package and to start some form of hub-based trading, albeit on its own terms at present. The Nord Stream auctions point to an attempt to establish market prices for Russian gas, and the auction of the contracts for the Baltic States in 2016 has provided a further step down this route. Meanwhile the final acquisition of German gas marketing company Wingas again suggests that Gazprom may be preparing for a more trading-oriented outlook in the European market.

Furthermore, President Putin, who in 2013 gave his firm backing to oil-linked pricing at a meeting of the Gas Exporting Countries Forum in Moscow, has now altered his tone and provided additional evidence that the Russian view of gas pricing may be changing. At the most recent GECF meeting held in Tehran in November 2015, Putin continued to advocate long-term contracts but acknowledged that Gazprom "sold 17bcm of gas in spot trading – more than 8% of its total sales.¹³" While this is by no means a ringing endorsement for a new strategy, it is at least a significant step back from his 2013 statement that "the oil link is the fairest and most market-oriented [way of pricing gas] (Bloomberg, 2013)" Given that any change in Gazprom's pricing strategy would certainly need the President's approval, even a gradual shift in his position could have important consequences.

CONCLUSIONS

Historically Gazprom has provided flexibility to the European gas market via its take-or-pay contracts, with the result that it has tended towards a strategy of maximising price over volume, seeing its sales reduce when its prices are high (normally driven by the oil price) while other suppliers have offered gas at lower hub prices. However, over the past few years the lack of new LNG developments and a decline in European supply have meant that Gazprom has never been

¹³ Putin's speech to the GECF on 23 Nov 2015, sourced from <http://en.kremlin.ru/events/president/news/50755> on Jan 14 2016.

hit too hard, despite the declining trend in European gas demand. From 2018, though, that situation is set to change, as new US and Australian LNG finally arrives in a global market where even more robust demand growth in Asia may not be enough to absorb it, meaning that more gas is likely to arrive in Europe as the market of last resort.

When this fact is combined with the stagnant long-term trend in European energy demand overall, the relatively cheap price of coal and the continued rise of renewable energy in the power sector, incumbent gas suppliers are being left with some awkward decisions to make. In this paper we have argued that there may be some logic for Gazprom, as one of the lowest cost suppliers to Europe with spare capacity, to adopt a market-share based strategy in order to reinforce its long-term competitive advantage. Although current oil and gas prices are doing a good job of dis-incentivising new LNG developments, there are other long-term commercial and political arguments which suggest that Gazprom could benefit from adopting a competitive pricing strategy, even if this means reducing the price to or slightly below the SRMC of US LNG. Commercially the maintenance of market share is no longer illogical from a price perspective, because the price is already historically low enough that the reductions needed to undercut alternative supplies are not onerous. Furthermore, Gazprom could even benefit if it can encourage sales up to the ACQ levels in its contracts and can also take advantage of any future price rebound as markets re-balance. It can also help to encourage the final removal of coal from the European energy system by completing the task that a carbon tax has so far failed to achieve.

The methodology for achieving this goal would be a greater participation in hub trading, potentially using the Hub Re-Delivery Model described by Rogers (2015), which can not only give Gazprom the ability to avoid the value destruction which can be caused by its take-or-pay contracts but can also allow it to influence European hub prices. Furthermore, it can appease the EU competition authorities and also help to undermine security of supply arguments that are being put forward by a number of European countries. Politically, this can also be useful, as it can help to smooth Russia-EU relations while potentially also maintaining the influence of Russia's energy resources, albeit under a slightly different guise.

Having said all this, we are not advocating a “price war” strategy and nor would we expect Gazprom to willingly adopt this strategy as any further price fall would obviously be painful. As a result, a grand announcement from the Kremlin about a change in Russia’s gas export plans is very unlikely. Rather, we would expect a continuation of the trend which was highlighted in the 2014 book from the Oxford Institute for Energy Studies (OIES) entitled “The Russian Gas Matrix: How markets are driving change,” namely that Gazprom and Russia will respond to market influences in a commercially logical fashion. This interpretation suggests that price competition to maintain market share in the face of a significant shift in the dynamics of the European gas market can be one sensible conclusion for Gazprom, albeit one forced upon it rather than enthusiastically embraced. Clearly it is not ideal, as it will involve short-term price pain and a potential reduction in company and government revenues. However, the risks of remaining in a more reactive mode appear to be increasing, and if Gazprom can maintain and even enhance its position as a competitive and secure supplier of gas to Europe and undermine to a large extent the ‘security of supply’ arguments which have been levied against it, then it would seem to have more chance of reaping the benefits both of a future gas price recovery and of being able to maximise the long-term monetisation of a hydrocarbon resource that may ultimately become un-burnable if the world achieves its emissions targets.

REFERENCES

- BLOOMBERG (2013), “Gas exporters defend pricing as courts reject link with oil,” 1 July 2013.
- (2015), “Looking for volatility? Try Germany’s shift to renewable energy,” 24 Nov 2015, available at (<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-11-24/looking-for-volatility-try-germany-s-shift-to-renewable-energy>).
- ENERGY INTELLIGENCE (2015), “Viewpoint: Natural Gas after the Paris Accord,” *World Gas Intelligence*, 16, Dec 2015.
- FINANCIAL TIMES (2015), “UK coal-fired plants to be phased out,” 18, Nov 2015.

HENDERSON, J., and S. PIRANI (2014), *The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change*, Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies.

HENDERSON, J., and T. MITROVA (2015), “The commercial and political dynamics of Russia’s gas export strategy,” *Working Paper NG*, 102, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

HONORE, A. (2014), “The Outlook for Natural Gas Demand in Europe,” *Working Paper NG*, 87, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

IEA (2014), *World Energy Outlook 2015*: 312-313, OECD, Paris.

— (2015), *Medium Term Gas Report 2015*, OECD, Paris.

MITROVA, T. (2015), “Changing Gas Price Mechanisms in Europe and Russia’s Gas Pricing Policy,” *IAEE Antalya Special Issue*, 2015: 39-40.

ROGERS, H. (2015), “The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets,” *Working Paper NG*, 99, Oxford Institute for Energy Studies.

ROGERS H.; STOKES, D., and O. SPINKS (2015), “Russia’s strategic response to an oversupplied gas market,” *Timera Energy*, 23 Nov. 2015, at <http://www.timera-energy.com/russias-strategic-response-to-an-oversupplied-gas-market/>

STERN, J. (2015), “Gazprom: A long march to market-based pricing in Europe?,” *Oxford Energy Forum*, 102 (Aug., 2015).

STERN, J., and H. ROGERS (2014b), “The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players,” *Working Paper NG*, 94, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

YAFIMAVA, K. (2013), “The EU Third Package and the Gas Target Model: Major contentious issues inside and outside the EU,” *Working Paper NG*, 75, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 20 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita

