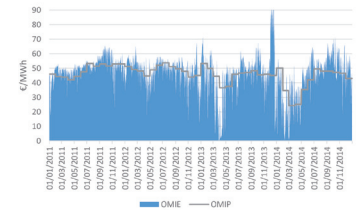


Estrategias de compra de electricidad en el mercado español. Caso de éxito de una empresa industrial



Electricity purchasing strategies in the Spanish market. Case success of an industrial company



María Ortiz-Cavada, Olatz Ukar-Arrien, Arantza Múgica-Arrien, Mikel Vega-Andrés

UNIVERSIDAD DE DEUSTO. Facultad de Ingeniería. Avda. de las Universidades, 24 - 48007 Bilbao. Tfno: +34 944 139000. m.ortiz@deusto.es

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7810> | Recibido: 04/09/2015 • Aceptado: 24/11/2015

ABSTRACT

• The deregulation of the electricity market has made the appearance of competition in the sector and therefore has made to emerge new risks. That is the reason why there are new activities to reduce these risks. These activities are typical of markets where financial assets are traded. All changes around the electricity sector have made electricity from being a basic necessity to be an asset. That is why it is essential the hedge.

Thus, the final objective of this work is to establish a purchase algorithm that detects the optimal time to carry out operations on the OMIP market. This way it is hedged bullish positions in spot market and takes advantage of downward movement thereof. It has calculated the energy cost taking into account different options that the participant can take part of and has been tested its efficacy by experiments for four different years using real data of an industrial company.

• **Keywords:** Electricity market, Risk, Purchasing strategies, Diversification, Futures market.

RESUMEN

El hecho de la liberalización del mercado de electricidad ha hecho que surja la competencia en el sector y por tanto la aparición de nuevos riesgos. Es por ello que han aparecido nuevas actividades para mitigar dichos riesgos. Estas actividades son propias de mercados donde se negocian activos financieros. Todos los cambios alrededor del sector eléctrico han hecho que hoy en día la electricidad pase de ser un bien de primera necesidad a ser un activo más. Es por ello que es imprescindible realizar operaciones de cobertura.

Así, el objetivo de este trabajo consiste en establecer un algoritmo de compra que detecte los momentos óptimos para realizar operaciones en el mercado OMIP. De esta forma se cubren posiciones en momentos alcistas del mercado spot y se aprovecha de las bajadas del mismo. Se ha calculado el coste energético en función de las diferentes opciones que el participante puede tomar y se ha demostrado su efectividad realizando la experimentación para cuatro años diferentes con datos reales de una empresa industrial.

Palabras clave: Mercado eléctrico, Riesgo, Estrategias de compra, Diversificación, Mercado de futuros.

1. INTRODUCCIÓN

La liberalización del sector eléctrico ha supuesto un cambio en la estructura general del mercado eléctrico. El hecho de que el precio a pagar por la electricidad ya no esté controlado por el Gobierno, pasando a regirse por unas reglas de mercado, hace que surja la competencia y por tanto, los diferentes participantes en el mercado mayorista necesiten estrategias para situarse en la mejor posición.

Una de las características más relevantes de la electricidad es que no es almacenable, y como consecuencia el precio del *spot* de la electricidad es muy volátil. La oferta y la demanda deben estar equilibradas en todo momento. Por lo que estimar el precio de la electricidad y así definir estrategias de compra o venta resulta una tarea complicada.

Se pueden distinguir dos tipos de mercados, el mercado *spot* y el mercado *a plazos*. En España el mercado OMIE (*Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español*) es el mercado *spot* (mercado donde tiene lugar la casación del precio de la electricidad para cada hora de cada día) y en cuanto a los mercados *a plazos* existen diferentes opciones. Están los mercados no regulados, conocidos como OTC (*Over The Counter*). Estos mercados se caracterizan por realizar contratos privados con sus características particulares, lo que supone muchos riesgos, el más importante, el riesgo de crédito. También existen los mercados organizados como puede ser el caso de OMIP (*Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español*), donde los productos están estandarizados y existe una cámara de compensación donde se depositan las garantías y se realizan las liquidaciones oportunas, por tanto el riesgo de crédito desaparece.

Los participantes del mercado eléctrico tienen la posibilidad de ir diariamente a mercado donde para cada hora se encuentran con un precio diferente. También se pueden hacer contratos a plazo, y por tanto comprar la electricidad para diferentes periodos de tiempo. Esta decisión es la que crea la diferencia entre los participantes, y por ello es necesario que cuenten con estrategias para conocer cuál es la mejor posición según el momento del mercado.

Por tanto, nos encontramos con dos grandes opciones de contratación; contratación indexada y contratación a precio fijo. La contratación indexada supone que el precio que se paga por la electricidad va a estar referenciada al mercado diario (OMIE), donde cada hora de cada día varía este precio.

La contratación a precio fijo supone cerrar un precio en el momento de la contratación por un periodo determinado, normalmente de un año. Este precio fijo suele estar referenciado al mercado de futuros (OMIP). En este mercado se puede cerrar precios para diferentes horizontes (semanal, mensual, trimestral, anual). Históricamente este mercado ha registrado valores más altos que el mercado diario, bien es cierto, que en ocasiones esto no es así, por tanto conocer esta ventaja competitiva es importante para cerrar un buen contrato.

Así, los mercados *a plazos*, son una manera de mitigar el riesgo de mercado que existe en los mercados *spot*. Existen evidencias de los esfuerzos realizados por diversos investigadores [1]–[4] para hacer frente al riesgo de mercado. Este riesgo de mercado se puede evaluar y gestionar mediante diferentes metodologías y productos. En [1] y [2] se encuentran metodologías que hacen uso de los *forwards* (contratos a plazo) para gestionar el riesgo de mercado y en [3] y [4], el producto a utilizar son los futuros financieros.

Los productores también desarrollan sus estrategias a corto plazo, para que sus ventas en el mercado diario sean más eficientes. Los productores que dependen de la climatología deben desarrollar estrategias de compra basadas en las previsiones meteorológicas. En [5]–[8] se muestran diferentes estrategias operacionales para generadores que dependen del viento, del sol o de la lluvia. También las centrales convencionales emplean sus estrategias. Éstas dependen más de los precios de los combustibles que necesitan para el funcionamiento de la misma. En [9] se presenta un modelo de auto-programación estocástica para que las empresas de generación puedan desarrollar sus estrategias en el corto plazo.

Por tanto, resulta evidente la necesidad de emplear estrategias de cobertura. Estas estrategias deben ser lo suficientemente robustas para poder beneficiarse de las oportunidades que ofrece el mercado diario y no incurrir en sobrecostos. Por tanto es importante detectar los momentos del mercado y operar para que se maximice el beneficio reduciendo el riesgo.

Las empresas utilizan modelos teóricos que les permiten tomar decisiones con unas mayores garantías de acierto [10]. En este trabajo se evidencia la potencia de un algoritmo de compra que servirá de ayuda para la toma de decisiones de todos los participantes del mercado, en este caso particular, para una empresa industrial donde la energía eléctrica es su materia prima más importante. Dicho algoritmo detecta los momentos oportunos de cierres de futuros de carga base con naturaleza física en el mercado OMIP gracias a unos indicadores que se han estimado previamente.

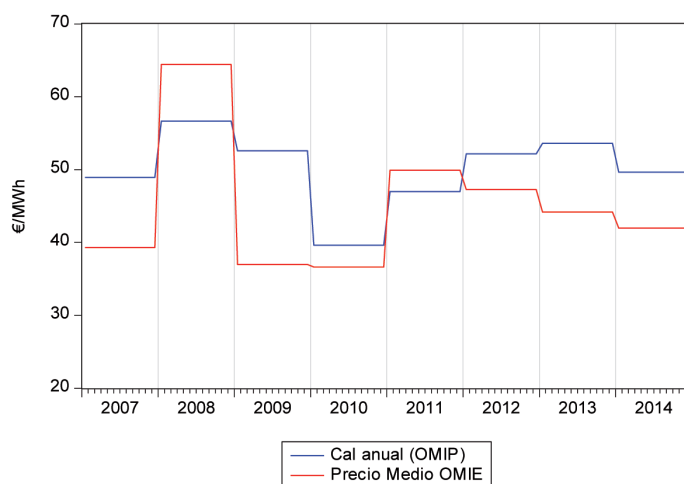


Fig. 1: Evolución precios anuales de futuros vs. precios medios anuales spot

un menor coste que quien optó por contratación a precio fijo. Sin embargo los años 2008 y 2011 quien optó por contratación indexada incurrieron en un mayor coste que quien optó por contratación a precio fijo.

Pero también existen momentos, en el que la cotización del precio de la electricidad en el mercado OMIP es más baja que la resultante en el mercado OMIE. Detectar estos momentos es importante para beneficiarse de las bajadas en los mercados. En la Figura 2 se muestra el histórico de precios *spot* junto con las cotizaciones de OMIP desde 2011 al 2014, se observa cómo hay días en el que el precio del spot supera el precio futuro del mercado OMIP.

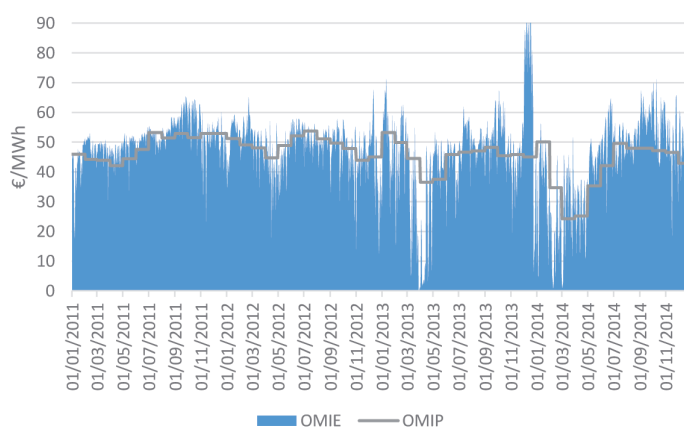


Fig. 2: Evolución precios mensuales de futuros vs. precios medios diarios spot

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En investigaciones previas [11]–[13] se han implementado metodologías que ponen a su disposición índices fiables para poder desarrollar el algoritmo de compra presentado en este trabajo. Estos índices suponen la previsión media mensual del precio de la electricidad en el mercado OMIE con una anterioridad de un año.

En la Figura 1 se muestra el histórico de datos desde 2007 hasta 2014. Se observa cómo todos los años, a excepción de los años 2008 y 2011, el precio futuro anual, (conocido como *calendar*) del siguiente año es más alto que el precio medio anual del spot. Esto quiere decir que a excepción de los años 2008 y 2011, quien optó por la contratación indexada incurrió en

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero 2013	354.228	590.379				1.251.604
Febrero 2013	326.091	543.486				931.690
Marzo 2013			402.601	671.001		1.195.603
Abril 2013					941.123	1.075.570
Mayo 2013					914.735	1.212.023
Junio 2013	226.607	226.607	186.141	310.235		992.753
Julio 2013	462.281	462.281				944.662
Agosto 2013						2.269.037
Septiembre 2013			402.614	671.024		1.122.439
Octubre 2013					1.127.548	1.152.059
Noviembre 2013			350.729	584.548		1.169.095
Diciembre 2013	372.518	620.864				1.206.249

Tabla 1: Consumo de la empresa a estudiar en kWh

Por tanto, decidir qué acción tomar en los mercados puede marcar la diferencia en cuanto a coste energético se refiere.

A continuación se plantea un escenario real, en el que por medio de las previsiones se pueden establecer estrategias de compra en los diferentes mercados de electricidad y así reducir el coste final de la misma.

Se han tomado datos reales de una empresa industrial que se dedica a la fabricación de baterías. La energía eléctrica para esta empresa es una materia prima muy importante, y por tanto es esencial disponer de herramientas estratégicas que detecten los momentos oportunos en los mercados y así beneficiarse de las bajadas.

En la Tabla I se indica el consumo de la empresa según los diferentes meses, así como el reparto según periodos. Esta empresa tiene un patrón de consumo muy regular, por lo que se presuponen los mismos datos para los cuatro años estudiados.

Existen diferentes productos que se pueden contratar en mercados a plazos [14]. Para este caso de estudio se centra la acción en el mercado OMIP. Se ha decidido optar por la contratación de futuros debido a que la entrega es física, están referenciados al OMIE, existe la posibilidad de cerrar cargas bases y cargas pico, la liquidación es diaria y es donde más liquidez existe de todos los productos propuestos. En la Tabla II se muestran las características de los futuros.

Esta empresa tiene diferentes opciones de contratación. Las más comunes son las siguientes:

- Contratación a precio fijo: Consiste en fijar un precio fijo para cada periodo (P1-P2-P3-P4-P5-P6) durante un año.
- Contratación indexada: Consiste en que el precio final que paga el cliente está referenciado al mercado OMIE.
- Contratación con estrategia: Consiste en una contratación flexible en la que hay que establecer una estrategia de compra, el objetivo de la estrategia es aprovechar las bajadas del mercado OMIE y cubrirse en las subidas del mismo. Para ello se contrata a precio indexado y se cierran cargas bases a futuro cuando se prevé que el precio de la electricidad en el mercado spot va a ser alto.

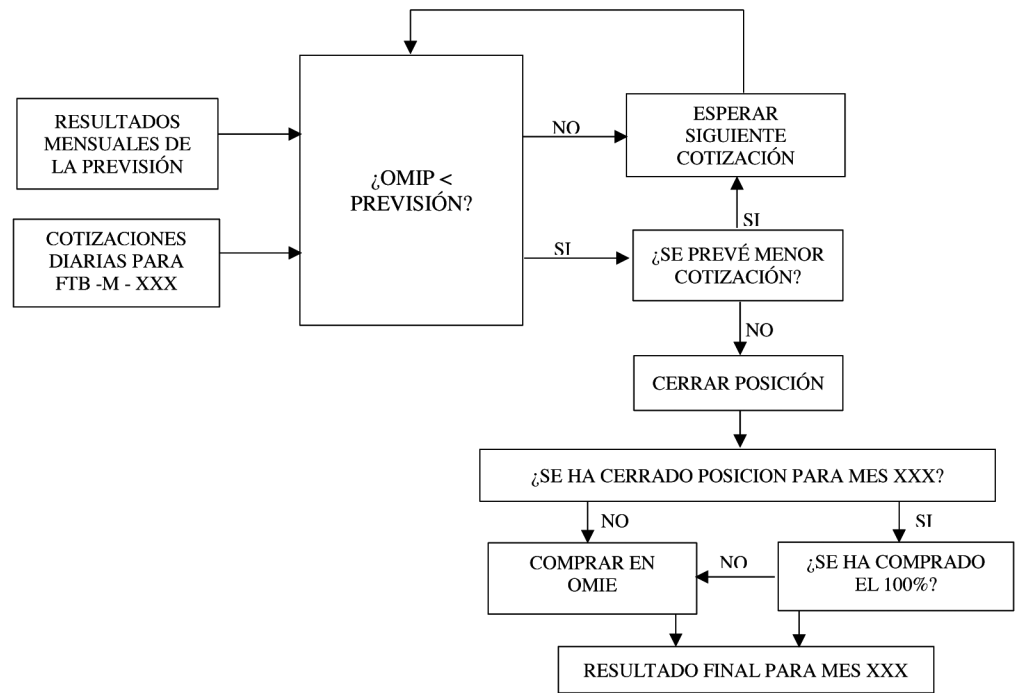


Fig. 2: Evolución precios mensuales de futuros vs. precios medios diarios spot

3. METODOLOGÍA

Para implementar la estrategia de compra se ha desarrollado el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 3. En él se introducen los resultados del modelo de previsión junto con las cotizaciones diarias de los diferentes meses. Cuando alguna de esas cotizaciones es inferior a la predicción se valora como posible precio para cerrar carga base en el mercado OMIP, si esto no ocurre, se espera a la siguiente cotización hasta encontrar la menor si existe o hasta que finaliza la cotización para dicho mes.

Una vez finalizados los días de cotización para el mes que se está valorando, si no se han cerrado posiciones en OMIP, se compra la electricidad en el mercado diario. En caso de que se hayan cerrado posiciones, hay que analizar el porcentaje de posiciones cerradas, y comprar el resto de energía necesaria hasta cubrir el 100% de la demanda en el mercado diario.

El resultado de la compra para ese mes consta de los cierres en OMIP (si estos existen) y la compra en el mercado OMIE.

El objetivo final de este proceso es minimizar el coste final de la energía beneficiándose de las bajadas del mercado diario y cubriéndose en momentos donde el mercado va a registrar valores altos.

Se han tomado 4 años de referencia para este caso de estudio (2011-2014), donde se han recopilado los datos históricos de los futuros mensuales (FTB- M) entre las fechas 01/12/2010 y el 29/11/2014. Los datos se han extraído de las bases de datos públicas de la página oficial de OMIP y OMIE.

Características	Futuros			
	Base		Pico	
Carga	Base		Pico	
Entrega	Financiera	Física	Financiera	Física
Índice/Subyacente	SPEL Base	SPEL Base	SPEL Peak	SPEL Peak
Compensación OTC	Sí	Sí	Sí	Sí
Contratos	D, WE, W, M, Q, Y	W, M, Q, Y	D, W, M, Q, Y	W, M, Q, Y
Max, Madurez	Y + 3	Y + 3	Y + 3	Y + 3
Pagos al Contado	Diario	Diario	Diario	Diario

Tabla II: Características de los productos negociados en OMIP

Como se ha indicado anteriormente el precio del OMIE cambia para cada hora de cada día. El OMIP hace lo propio, según sus reglas. Así también se obtienen diferentes precios según el día de negociación. Detectar el momento propio de la negociación es esencial para que el resultado sea favorable.

En la Figura 4 se muestran gráficamente los resultados para los años de 2011 a 2014 de los precios medios anuales de la electricidad en contratación a precio fijo, contratación indexada y la previsión del modelo realizado en [11].

Se observa como el modelo ha detectado correctamente la opción de contratación óptima. En 2011 el precio del modelo está por encima del precio fijo (dato conocido de antemano), esto quiere decir que la mejor opción de contratación es contratación a precio fijo, ya que se estima que el precio que se obtiene mediante la contratación indexada para ese año (dato desconocido de antemano) va a ser más alto que a precio fijo. En los años 2012 a 2014 pasa lo contrario, el modelo se sitúa por debajo del precio fijo, por tanto, se estima que el precio en contratación indexada será más bajo.

Mes	Indexado	Fijo
Enero	90.453,24 €	1.187.690,00 €
Febrero	86.502,03 €	
Marzo	105.916,92 €	
Abril	91.672,65 €	
Mayo	104.010,30 €	
Junio	97.100,00 €	
Julio	94.982,58 €	
Agosto	121.459,57 €	
Septiembre	128.400,12 €	
Octubre	130.963,20 €	
Noviembre	101.791,52 €	
Diciembre	110.154,00 €	
TOTAL	1.263.406,13 €	1.187.690,00 €

Tabla III: Resultados diferentes opciones de contratación para el año 2011

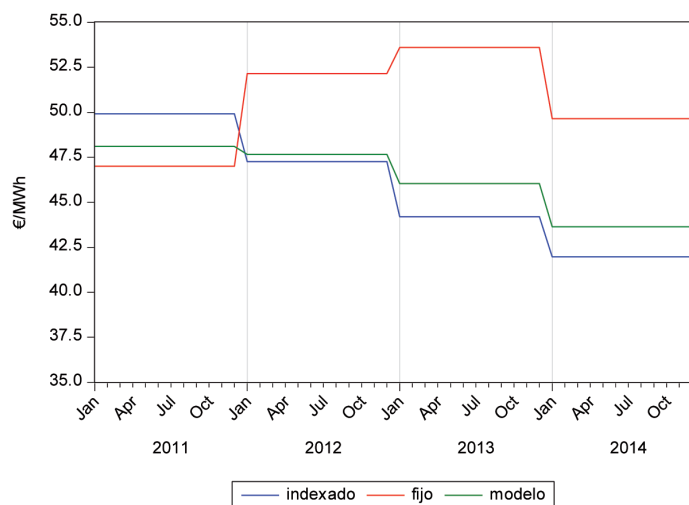


Fig. 4: Resultados gráficos precios medios anuales de contratación indexada (OMIE), contratación fija (OMIP) y estimación del modelo de previsión

En la Tabla 1 del Anexo A del apartado material adicional, se muestran los resultados numéricos del precio medio anual del OMIP, el precio medio anual del OMIE y la estimación anual del modelo. En la Tabla 2 del Anexo A se muestran los resultados del precio medio mensual del OMIE y de la estimación del modelo. Los resultados mensuales del modelo son los que servirán de referencia para plantear la estrategia de contratación. Esto es, cuando el valor del OMIP sea más bajo que la previsión, nos indica que cerrar posición en ese mercado es mejor opción que esperar a comprar la energía en el mercado OMIE. En caso de que el valor de OMIP sea más alto que la previsión se esperará hasta que el precio baje. En caso de

que exista algún mes en el que en ningún momento el valor de OMIP sea más bajo que la previsión, no se realizará ninguna acción y se comprará toda la energía en el mercado diario OMIE.

A continuación se muestran los escenarios considerados para cada año analizado. Se establecen cuatro posibles acciones, junto con los resultados obtenidos:

- Comprar toda la energía a precio de mercado (contratación indexada - OMIE).
- Comprar toda la energía a precio fijo. (precio acordado entre comprador y vendedor que normalmente está referenciado al mercado de futuros OMIP).
- Seguir la estrategia comentada, cerrando el 100% de la demanda en OMIP.
- Seguir la estrategia comentada, cerrando el 50% de la demanda en OMIP y 50% en OMIE.

Se han propuesto dos posibilidades dentro de la estrategia de compra: (1) cerrar el 100% de la energía en el mercado OMIP y (2) cerrar el 50% de la demanda en OMIP y el otro 50% comprar en OMIE, y así diversificar.

Son muchos los estudios donde se evidencia el éxito en empresas donde se realiza diversificación frente a empresas que no diversifican [15,16]. De esta manera, si las previsiones no son acertadas, la pérdida será menor.

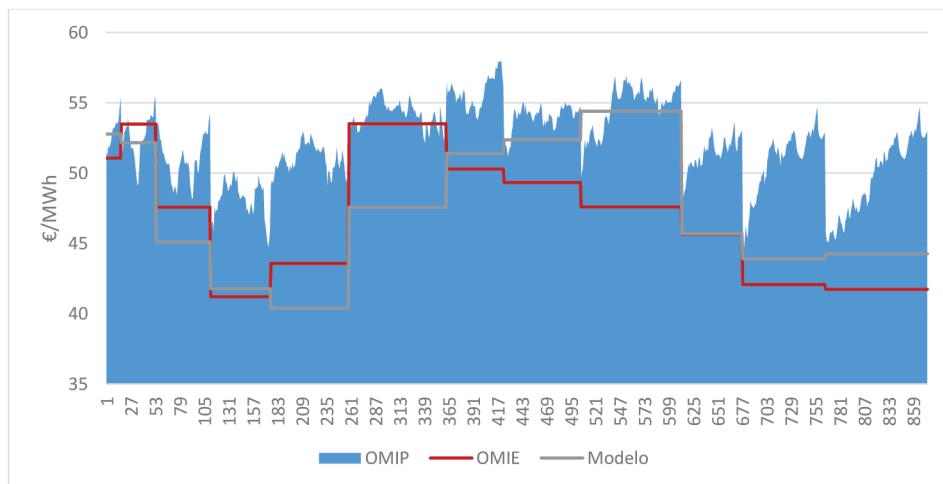


Fig. 5: Gráfico cotizaciones OMIP, precio medio OMIE y precio modelo. Año 2012

4. RESULTADOS

En la Tabla III se muestran los resultados para el año 2011. En este caso, la mejor opción de contratación fue contratación a pre-

cio fijo. Esto ya se ha demostrado anteriormente, cuando se han comentado los resultados del modelo de previsión. Por tanto, para este año no se ejecuta la estrategia de compra y se cierra un precio fijo. Así, optar por contratación indexada en este año supone no incurrir en 75.716,13€.

Mes	Indexado	Fijo	Estrategia 100%	Estrategia 50%
Enero	112.138,53 €	1.317.852,66 €	112.533,85 €	112.336,19 €
Febrero	96.331,76 €		88.352,15 €	92.341,95 €
Marzo	107.946,08 €		107.946,08 €	107.946,08 €
Abril	83.107,92 €		83.107,92 €	83.107,92 €
Mayo	92.684,11 €		92.684,11 €	92.684,11 €
Junio	103.915,35 €		103.915,35 €	103.915,35 €
Julio	94.003,27 €		94.003,27 €	94.003,27 €
Agosto	111.954,29 €		116.061,24 €	114.007,76 €
Septiembre	104.511,30 €		109.145,03 €	106.828,17 €
Octubre	104.064,06 €		104.064,06 €	104.064,06 €
Noviembre	88.530,93 €		92.381,93 €	90.456,43 €
Diciembre	91.790,60 €		91.790,60 €	91.790,60 €
TOTAL	1.190.978,21 €	1.317.852,66 €	1.195.985,60 €	1.193.481,91 €

Tabla IV: Resultados diferentes opciones de contratación para el año 2012

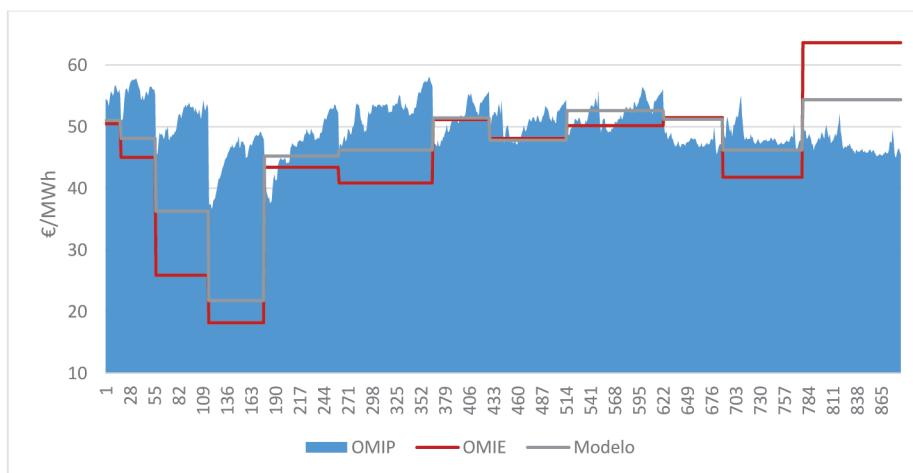


Fig. 6: Gráfico cotizaciones OMIP, precio medio OMIE y precio modelo. Año 2013

Mes	Indexado	Fijo	Estrategia 100%	Estrategia 50%
Enero	110908,6555 €	1.354.494,78 €	110.908,66 €	110.908,66 €
Febrero	81129,06568 €		81.129,07 €	81.129,07 €
Marzo	58817,7936 €		58.817,79 €	58.817,79 €
Abril	36643,31181 €		36.643,31 €	21.981,95 €
Mayo	92407,6351 €		79.753,43 €	86.080,53 €
Junio	79383,55841 €		88.959,31 €	84.171,43 €
Julio	95629,49984 €		87.199,30 €	91.414,40 €
Agosto	109117,9893 €		106.758,19 €	107.938,09 €
Septiembre	110243,0654 €		105.960,72 €	108.101,89 €
Octubre	117376,9644 €		103.494,16 €	110.435,56 €
Noviembre	87983,79332 €		96.401,28 €	92.192,54 €
Diciembre	139984,5168 €		98.983,40 €	98.983,40 €
TOTAL	1.119.625,85 €	1.354.494,78 €	1.055.008,60 €	1.052.155,31 €

Tabla V: Resultados diferentes opciones de contratación para el año 2013

La Tabla IV muestra los resultados para el año 2012. En este caso, la mejor opción de contratación fue contratación indexada sin emplear la estrategia de compra mes a mes en OMIP. Aun así, empleando la estrategia de compra en este año, supone no incurrir en un gasto extra de 124.370,76€. La diferencia que hay entre contratación pura indexada o emplear la estrategia supone 2.503,71€. Es un coste poco significativo para este tipo de industrias donde el coste de energía es muy alto y lo primordial es cubrirse del riesgo del mercado. Por tanto, se observa que la diversificación en este caso es positiva, al igual que emplear el algoritmo de compra, debido a que la diferencia de coste es insignificante y, sin embargo, se cubre un riesgo importante.

En la Tabla 3 del Anexo A del apartado material adicional, se muestran los mejores momentos de cotización para cada mes del año 2012, junto con el precio medio mensual de OMIE y el precio del modelo de previsión. Según el algoritmo de estrategia de compra, los meses de 2012 en los que se cierran cargas bases en OMIP son: enero, febrero, agosto, septiembre y noviembre.

En la Figura 5 se muestra un gráfico con las cotizaciones diarias para cada mes de OMIP (azul), el precio medio mensual de OMIE (rojo) y el precio medio mensual del modelo (gris). Se observan los momentos altos de OMIP en comparación con OMIE (abril y mayo) y los momentos más bajos de OMIP (febrero y junio).

En la Tabla 5 del apartado material adicional, se muestran los resultados para el año 2013. En 2013, la mejor opción de contratación fue contratación indexada empleando la estrategia de compra mes a mes en OMIP.

Mes	Indexado	Fijo	Estrategia 100%	Estrategia 50%
Enero	73.836,61 €	1.254.676,60 €	73.836,61 €	73.836,61 €
Febrero	30.837,69 €		62.503,96 €	46.670,83 €
Marzo	60.519,70 €		55.028,22 €	57.773,96 €
Abril	53.321,36 €		50.719,83 €	52.020,60 €
Mayo	90.195,81 €		75.074,56 €	82.635,18 €
Junio	98.962,38 €		81.830,91 €	90.396,64 €
Julio	90.115,29 €		90.115,29 €	90.115,29 €
Agosto	113.247,64 €		108.913,78 €	111.080,71 €
Septiembre	129.326,97 €		105.411,70 €	117.369,34 €
Octubre	125.629,14 €		107.437,88 €	116.533,51 €
Noviembre	98.484,61 €		98.484,61 €	98.484,61 €
Diciembre	104.416,48 €		94.364,17 €	99.390,33 €
TOTAL	1.068.893,68 €	1.254.676,60 €	1.003.721,52 €	1.036.307,60 €

Tabla VI: Resultados diferentes opciones de contratación para el año 2014

pra, los meses de 2014 en los que se cierran cargas bases en OMIP son: febrero, marzo, abril, mayo, junio, agosto, septiembre, octubre y diciembre.

En la Figura 7 se muestra un gráfico con las cotizaciones diarias para cada mes de OMIP (azul), el precio medio mensual de OMIE (rojo) y el precio medio mensual del modelo (gris). Se observan los momentos altos de OMIP en comparación con OMIE (enero, febrero y marzo) y los momentos más bajos de OMIP (abril, mayo, septiembre y octubre).

4. CONCLUSIONES

El mercado eléctrico es un mercado muy cambiante y adaptarse a él y sus oportunidades es lo que marca la diferencia entre los diferentes participantes de dicho mercado. Cada día surgen diferentes opciones de contratación y lo que antes era un coste fijo con una limitada ventaja competitiva, hoy en día se ha convertido en toda una disciplina donde detectar los buenos momentos de contratación es fundamental para beneficiarse de lo mejor que ofrece cada mercado.

Conocer las ventajas, oportunidades y debilidades que tiene cada mercado es importante

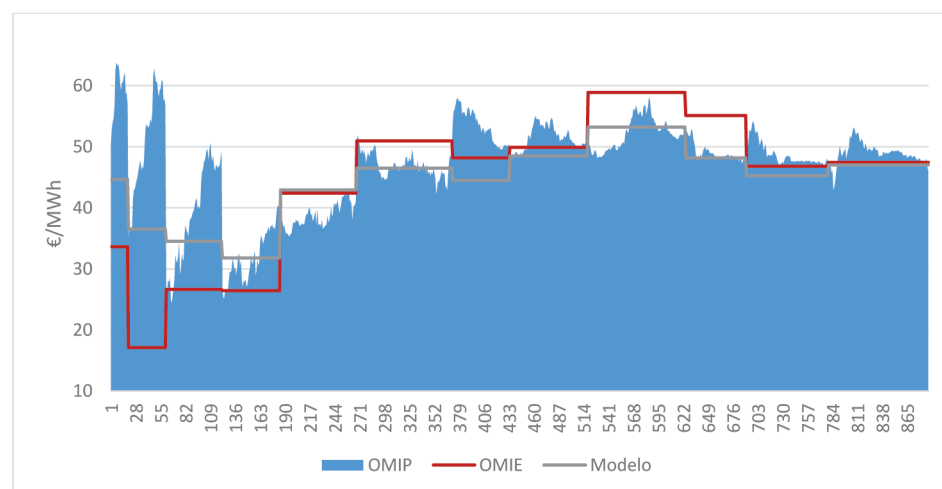


Fig. 7: Gráfico cotizaciones OMIP, precio medio OMIE y precio modelo. Año 2014

Así, detectar esta opción y aplicarla correctamente en este año supone no incurrir en 302.339,47€. Como puede observarse de nuevo, la diversificación de la estrategia de compra es la mejor opción.

En la Tabla 4 del Anexo A del apartado material adicional, se muestran los mejores momentos de cotización para cada mes del año 2013, junto con el precio medio mensual de OMIE y el precio del modelo de previsión. Según el algoritmo de estrategia de compra, los meses de 2014 en los que se cierran cargas bases en OMIP son de mayo a diciembre.

En la Figura 6 se muestra un gráfico con las cotizaciones diarias para cada mes de OMIP (azul), el precio medio mensual de OMIE (rojo) y el precio medio mensual del modelo (gris). Se observan los momentos altos de OMIP en comparación con OMIE (marzo y abril) y los momentos más bajos de OMIP (octubre y diciembre).

En la Tabla 6 se muestran los resultados para el año 2014. En este caso, la mejor opción de contratación fue contratación indexada empleando la estrategia de compra mes a mes en OMIP. Detectar estos momentos supone no incurrir en 250.955,09.

En la Tabla 5 del Anexo A del apartado material adicional, se muestran los mejores momentos de cotización para cada mes del año 2014, junto con el precio medio mensual de OMIE y el precio del modelo de previsión. Según el algoritmo de estrategia de compra

para poder desarrollar una buena estrategia de compra y así reducir el coste de la electricidad.

El mercado diario (OMIE) se caracteriza por una alta volatilidad, donde se pueden registrar diferencias muy altas entre un día y el día siguiente.

El mercado de futuros (OMIP) es un mercado que reacciona más lentamente a los cambios y suele ir retardado en relación al mercado OMIE.

Se ha desarrollado un algoritmo que ejecuta una estrategia de compra con coberturas. De esta forma no se incurre en altos precios cuando el OMIE está al alza y se beneficia de las bajadas del mercado. El objetivo es reducir el coste final a pagar por la electricidad además de reducir la incertidumbre y el riesgo del mercado.

El coste de la electricidad para ciertas empresas representa un coste muy importante dentro de sus presupuestos anuales. Para este caso de estudio, se ha escogido una empresa industrial, la cual su materia prima más esencial es la electricidad, por ello reducir este coste supone una ventaja competitiva.

Las previsiones del modelo implementado en investigaciones previas por parte de los autores de este trabajo sirven de referencia para la implementación de este algoritmo de compra. Inicialmente se hace la comparativa anual de los resultados, de esta manera se detectan los tipos de contratación más adecuados para

cada año (indexado o fijo). En caso de que el tipo de contratación más adecuado sea contratación a precio fijo el algoritmo de compra estratégica no se pone en práctica, ya que la estrategia para ese año es cerrar un precio fijo. Así en el año 2011, en el caso analizado la mejor opción de contratación fue contratación a precio fijo, opción que ha sido detectada por el modelo ya que el valor que ha predicho el modelo está por encima del valor del precio fijo conocido, esto supone un beneficio del 6% respecto a contratación indexada.

El resto de años (2012, 2013 y 2014) indican que la mejor opción de contratación es la contratación indexada, mejorando en un 9,6%, 17,4% y 14,8% respectivamente. Optar por una contratación pura indexada puede suponer grandes ahorros económicos, pero también supone un alto riesgo de mercado, es por ello que se aplica el algoritmo estratégico de compra, de esta manera se reduce la incertidumbre a la vez que se gestiona el riesgo. Aplicar esta estrategia de compra supone dejar de incurrir en un alto coste económico. Así para los años 2012, 2013 y 2014 se obtiene adicionalmente un -0,21%, 6% y 6,1% de mejora respectivamente empleando el algoritmo de compra respecto a únicamente emplear las previsiones proporcionadas por el modelo. Se observa cómo el año 2012 no se obtienen ventajas en la aplicación de este sistema, sin embargo, la reducción del beneficio es mínima y la capacidad que aporta este sistema para cubrirse del riesgo de mercado es mayor.

Para el año 2012 la mejor opción de contratación fue contratación indexada sin aplicar el algoritmo de compra. Sin embargo, esta opción supone incurrir en un alto riesgo de mercado. Aplicar el algoritmo de compra diversificada supone cubrirse del riesgo del mercado ante la gran volatilidad de éste. En los años 2013 y 2014 la mejor opción de contratación ha sido contratación indexada aplicando el algoritmo de compra con diversificación y sin diversificación respectivamente. Para los años 2013 y 2014 se ha demostrado con creces la efectividad del algoritmo estratégico de compra.

En este trabajo se han tenido en cuenta las cargas base mensuales debido al planteamiento de las previsiones que se han hecho en trabajos previos. Como línea futura a seguir la investigación, se propone implementar un algoritmo de decisión que incorpore alguna de estas posibilidades: cerrar posiciones semanales tanto de cargas base como de cargas pico o cerrar posiciones mensuales de carga pico. De esta manera se incrementan las posibilidades de cobertura y por tanto las opciones de éxito.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Lawrence M. Ausubel LM, Cramton P., "Using forward markets to improve electricity market design". *Utilities Policy*. Vol. 18, no. 4, pp. 195-200, Diciembre 2010. (DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2010.05.004>).

[2] Zhang Q, Zhou H, "Analysis of forward option trades in electricity markets," *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference, vol.2, no., pp.500-504 Abril 2004 (DOI: 10.1109/DRPT.2004.1338034).

[3] Pineda S, Conejo AJ, "Managing the financial risks of electricity producers using options", *Energy Economics* Vol 34, Issue 6, pp 2216-2227, Noviembre 2012. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.03.016>).

[4] Willems B., Morbee J., "Market completeness. How options affect hedging and investments in the electricity sector", *Energy Economics*, vol 32, no. 4, pp. 786-795, Julio 2010. (DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.019>).

[5] Garcia-Gonzalez, J., De la Muela, R.M.R., Santos, L.M., Gonzalez, A.M., "Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market," *Transactions on Power Systems*, vol.23, no.2, pp.460-468, Mayo 2008 (DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2008.919430>).

[6] Khodayar, M.E.; Shahidepour, M.; Lei Wu, "Enhancing the Dispatchability

of Variable Wind Generation by Coordination With Pumped-Storage Hydro Units in Stochastic Power Systems," *Transactions on Power Systems*, vol.28, no.3, pp.2808-2818, Agosto 2013 (DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2242099>).

[7] Martin, S.; Smeers, Y.; Aguado, J.A., "A Stochastic Two Settlement Equilibrium Model for Electricity Markets With Wind Generation," *Transactions on Power Systems*, vol.30, no.1, pp.233-245, Enero 2015. (DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326334>)

[8] Gonzalez, J.L.; Dimoulkas, I.; Amelin, M., "Operation planning of a CSP plant in the spanish day-ahead electricity market," *11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, vol., no., pp.1-5, 28-30 Mayo 2014 (DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/EEM.2014.6861303>)

[9] Vatani, B.; Amjady, N.; Zareipour, H., "Stochastic self-scheduling of generation companies in day-ahead multi-auction electricity markets considering uncertainty of units and electricity market prices," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol.7, no.7, pp.735-744, Julio 2013. (DOI: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0729>)

[10] Zabala, A., Suarez, R., Izaga-Maguregi, J., "Results prediction in industrial processes: a control tool based on the Knowledge". *DYNA*, 84(3). pp 209-218 April 2009

[11] Ortiz M., Ukar O., Azevedo F., Múgica A., "Electricity Price Forecasting Methods Applied to Spanish Electricity Market". *International Journal for Knowledge, Science and Technology*, vol. 1, no.5, pp. 31-39, Abril 2013. (ISSN 1889-7762).

[12] Ortiz M., Ukar O., Azevedo F., Múgica A., "Annual Plans with Monthly Forecast Electricity Price in the Spanish Electricity Market"; *2013 International Conference on Engineering and Mathematics* (<http://enma.org.es/>); Bilbao (España); Proceeding of the International Conference on Engineering and Mathematics; pp.37-45, Año: 2013; ISBN/ISSN: 978-84-937328-7-5.

[13] Ortiz M., Ukar O., Azevedo F., Barrio R., "Study of Factors Affecting the Long-term Spanish Electricity Price Formation and Corresponding Validation Using Long-term Forecast Models", *ISAP2013 -Seventeenth International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, Tokyo, Japan, 1-4 de Julio, 2013.

[14] Vega M., Ortiz M., Ukar O.A, "Risk Analysis for an Industrial Company in the Spanish Electrical Market". *DYNA*, Mayo 2015, vol. 90, no. 3, p.314-323. (DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7253>)

[15] Gomes, J., Lividan, D. "Optimal Diversification: Reconciling Theory and Evidence". *Journal of Finance*, nº59, pp. 507-535. 2004

[16] De Miguel A., Ríos D. "Estrategia de diversificación y oportunidades de crecimiento: evidencia para el mercado español." *Nuevas Tendencias en Dirección de Empresas*, 02/07. Mayo 2009. (http://www.eco.uva.es/empresa/uploads/dt_02_07.pdf).

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la contribución de la empresa industrial a facilitarnos sus datos reales para la realización de la experimentación.

MATERIAL ADICIONAL

http://www.revistadyna.com/documentos/pdfs/_adic/7810-1.pdf

