



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

EL IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MERCADO DEL PETRÓLEO

Autor: José Barreiro Domínguez

Director: Isabel Catalina Figuerola-Ferretti Garrigues

Madrid
Junio 2019

José
Barreiro
Domínguez

EL IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MERCADO DEL PETRÓLEO



ÍNDICE

I.	Introducción.....	2
II.	Marco Teórico.....	4
1.	Estudio de la estructura del mercado del crudo y variables que influyen	4
2.	Evolución del precio del petróleo y principales eventos.....	9
3.	Las fuentes de energía: Definición, tipos y situación actual	14
III.	Modelo de regresión	17
1.	Introducción al modelo y pregunta de investigación.....	17
2.	Definición de las variables del modelo, fuente de los datos y su forma de medida ..	18
3.	Análisis descriptivo y gráfico de las variables del modelo	21
4.	Modificación de las variables exógenas y endógena del modelo.....	24
5.	Desarrollo del modelo y análisis de los resultados.....	27
IV.	Futuro de las fuentes de energía renovable.....	34
1.	Industria energética: Las compañías petrolíferas entran en la industria de las renovables	35
2.	Industria financiera: Los bancos crean fondos de energías renovables y emiten bonos verdes	38
3.	Industria automovilística: El desarrollo del vehículo eléctrico y de las baterías de litio contribuye al crecimiento de las energías renovables.....	40
V.	Conclusiones	43
VI.	Referencias	45

I. Introducción

El petróleo es actualmente una de las materias primas más utilizadas a nivel mundial. Bien de forma directa o tras su procesamiento en una refinería, el crudo se utiliza de forma predominante como fuente de energía en el transporte o en la generación de calor y electricidad. Sin embargo, el petróleo se encuentra en el origen de multitud de otros productos como nuestros utensilios habituales de plástico, los productos farmacéuticos, los pesticidas y fertilizantes o las fragancias. De esta forma, la importancia de la industria del petróleo y el gas es fundamental y representó en el año 2017 entre un 2% y un 3% del PIB global.

No obstante, en los últimos años, el creciente impacto negativo del cambio climático y la degradación medioambiental ha llevado a la mayor parte de los países a adoptar políticas energéticas que buscan fomentar de una forma decisiva la producción, el uso y el consumo de las energías renovables (Omri, Daly, y Nguyen, 2015). De esta forma, el uso de las fuentes de energía renovable ha aumentado de forma significativa en la última década. En el año 2017, la inversión total en fuentes de energía renovable alcanzó los 280 mil millones de dólares, lo que supone un aumento de más de 100 mil millones desde los niveles del año 2007. Además, la inversión mundial en energías renovables ha superado los 200 mil millones de dólares todos los ejercicios desde el año 2010 (REN21, 2018).

En primer lugar, el trabajo proveerá un marco teórico previo del mercado del petróleo, las principales variables de influencia en el mismo, así como su evolución. En esta primera parte, se explicarán también las diferencias existentes entre las fuentes de energía renovables y no renovables en términos de capacidad, consumo e inversión actuales.

A partir de las variables identificadas en la primera parte, se planteará un modelo de regresión que cuantifique el valor explicativo de las mismas sobre el precio del petróleo. Además de las variables clásicas presentes en la literatura académica como la oferta y la demanda de crudo o variables macroeconómicas, el modelo introducirá variables relacionadas con las energías renovables para evaluar su influencia en la evolución del precio del petróleo. Este análisis centrado en Estados Unidos partirá, por lo tanto, de un

modelo de regresión con variables tradicionalmente utilizadas para explicar las variaciones en el mercado del crudo y propondrá nuevas variables que representen el aumento en el uso de energías limpias para medir su impacto en el precio del petróleo. Finalmente, se analizará el efecto de la entrada en vigor de legislaciones recientes que promueven el uso de energías renovables.

En último lugar, el trabajo pretende valorar igualmente el impacto del desarrollo de las energías renovables en el mercado del petróleo desde un punto de vista cualitativo. En este sentido, se realizará un análisis profundo de operaciones estratégicas recientes de empresas de tres sectores clave para el crecimiento de este tipo de energía como son las industrias energética, financiera y automovilística. De igual manera, se identificarán las tendencias que afectan a estos tres sectores en relación al desarrollo de las fuentes de energía limpia.

II. Marco Teórico

1. Estudio de la estructura del mercado del crudo y variables que influyen

II.1.1. Índices de referencia: Brent, WTI y Dubái

En el mercado del petróleo se realizan tanto transacciones físicas como operaciones a través del mercado de futuros y otros derivados. La mayor parte de las transacciones que se realizan en el mercado del petróleo y de productos refinados (gasolina, gasóleo, queroseno, nafta, ...) suceden en el mercado de derivados. Sin embargo, también existen en menor medida operaciones de intercambio físico de barriles de petróleo. La compraventa física de barriles de crudo suele ocurrir de forma periódica y se encuentra englobada en contratos de suministro de larga duración en donde el precio de intercambio se encuentra referenciado a diferentes índices (Liu, Schultz, y Swieringa, 2014).

De esta forma, resulta primordial analizar los principales índices de referencia, así como sus particularidades tanto físicas como financieras y el área geográfica en el que predominan. Actualmente, el 70% del intercambio global de petróleo se referencia directa o indirectamente al Brent (Fattouh, 2011). Este índice es actualmente el más utilizado a nivel global y aquel en el que se intercambia un mayor número de barriles de crudo ya que presenta grandes ventajas frente a otros índices.

En primer lugar, este crudo recibe su nombre de la región del Mar del Norte de donde se extrae. Esta posición estratégica entre los continentes europeo y norteamericano le sitúan en un punto cercano a las principales cuencas petrolíferas de ambos territorios. Así, su posición permite igualmente que su precio refleje el arbitraje desde Rusia y Asia Central hasta América. Desde las reservas en el Mar del Norte, este petróleo es transportado al Reino Unido donde finalmente se recoge su precio. El hecho de que el precio del barril Brent cotice en el *International Petroleum Exchange* (IPE) de Londres provee al índice de un régimen legal vigoroso y le dota de un entorno libre de cualquier obstáculo logístico, legal o político (Fattouh, 2011). De esta forma, la robustez del índice Brent ha quedado demostrada ya que su utilización aumenta significativamente en periodos de inestabilidad política en países de Oriente Medio o de grandes fluctuaciones en la oferta de otras regiones petrolíferas (Montepeque, 2012). En cuanto a sus

características físicas, el Brent es un crudo ligero y dulce con bajo contenido en azufre, aunque cabe destacar que la mayoría de la producción de este índice recoge actualmente una cesta de crudos similares provenientes de otros yacimientos cercanos a Brent como Fories, Oseberg, Ekofisk o Statfjord.

En segundo lugar, Estados Unidos es otra de las grandes zonas productoras de hidrocarburos a nivel mundial. De hecho, se espera que, a partir del año 2020, el país norteamericano se convierta en un exportador neto de petróleo y sus derivados, así como de carbón y de gas natural por primera vez desde 1953 (U.S. Energy Information Administration [EIA], 2019). Entre todos los índices de referencia de Estados Unidos, el más utilizado es el *West Texas Intermediate* (WTI), cuyo origen geográfico se encuentra en las cuencas petrolíferas de Texas, Nuevo Méjico, Kansas y Oklahoma desde donde se transporta a las plantas de almacenamiento en Cushing, Oklahoma. Este índice, de referencia para la mayor parte del continente americano, cotiza en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX). En el pasado, este índice era el más negociado a nivel global ya que presenta alguna ventaja frente al Brent. En relación con el intercambio en el mercado físico, el WTI tiene un menor número de barreras de entrada y menores restricciones en cuanto al tamaño mínimo de los lotes de compra que el Brent, y, por lo tanto, atrae a una mayor variedad de agentes al mercado. En segundo lugar, el WTI goza de una mayor calidad para el proceso de refinación al ser un crudo más ligero que el Brent y con un menor contenido de azufre. Sin embargo, también presenta algún inconveniente frente a otros índices. El precio del WTI tiene una mayor volatilidad que otros índices por la limitación de las infraestructuras que sirven para el transporte del crudo desde su lugar de extracción hasta el centro principal de almacenamiento y desde ahí a las refinerías en el Golfo de Méjico. Por lo tanto, la cotización del WTI no siempre refleja la relación entre la oferta y la demanda en el país (Fattouh, 2011). Esto ha llevado a que, en los últimos años, índices que reflejan el nivel general de las materias primas a través de una cesta representativa de las mismas como el *Goldman Sachs Commodity Index* (GSCI) o el *UBS/DJ* hayan incrementado su exposición al Brent en detrimento del WTI (Montepeque, 2012).

Por último, la producción procedente de Oriente Medio agrupa su cotización independiente propia en el índice de Dubái. Este tipo de crudo es de una calidad inferior

frente a los anteriormente explicados WTI y Brent ya que es un crudo pesado y con un mayor contenido de azufre. El crecimiento de este índice fue especialmente significativo a partir del año 1988 cuando los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidieron desvincularse del sistema de fijación de precios y empezar a referenciar sus ventas de crudo a Asia en base al Dubái (Fattouh, 2011). Este índice cotiza tanto en el *Singapore International Monetary Exchange* (SIMEX) como en el NYMEX.

En definitiva, desde el punto de vista geográfico, el Brent agrupa las transacciones de petróleo que se realizan en Europa, la región mediterránea, África y Rusia; el WTI se centra en las ventas de crudo que se producen en Norte y Sudamérica; y el Dubái se utiliza para las exportaciones desde Oriente Medio hacia Asia (Montepeque, 2012).

II.1.2. Estudio de la literatura: variables que influyen en el mercado del crudo

El petróleo, al igual que el resto de materias primas, no genera ninguna rentabilidad futura por lo que no se puede calcular su valor intrínseco en función del descuento de los flujos de caja futuros como en otros activos financieros. Mientras que, al comprar una acción o un bono, el propietario del mismo se asegura el cobro de un dividendo o un cupón, el poseedor de un barril de petróleo no obtendrá dicha rentabilidad. Por ello, la literatura ha dedicado gran atención a las posibles variables que influyen de manera significativa en las fluctuaciones de la cotización del crudo.

En la literatura previa, podemos apreciar por lo menos tres posturas principales que analizan las variables más significativas que influyen en los cambios en el precio del petróleo y su tipología. La primera de estas posturas sugiere que las variaciones en el precio del crudo se deben principalmente a cambios en la oferta y en la demanda del mercado. Hamilton (2009) concluye tras su estudio del shock en el mercado del petróleo entre el año 2007 y 2008, que el principal factor que influyó en dicha disrupción fue el cambio drástico en los aspectos fundamentales del mercado. De igual manera, realiza un estudio de otros shocks previos en el mercado, especialmente en las décadas de los 70 y 80, a partir de los cuales sostiene igualmente la influencia del cambio en la oferta y la demanda como razón explicativa de la variación en el precio del crudo.

La segunda postura presente en la literatura sugiere, en cambio, que las fluctuaciones en el precio del petróleo se deben principalmente al aumento de las transacciones especulativas en el mercado de futuros del crudo. Esta postura empezó a ser estudiada en mayor profundidad tras el inicio de la crisis económica y financiera del año 2008. En este sentido, Masters (2008) explicó en una comisión de investigación ante el Senado americano que en los años anteriores se había producido una disociación entre el mercado físico y el mercado de derivados debido a la entrada de nuevos agentes en el mercado de derivados que no perseguían una cobertura de riesgos sino fines meramente especulativos. Por otro lado, Upadhyay (2016) sostiene que existe una relación directa entre las fluctuaciones recientes en el precio del petróleo y los cambios en las posiciones que mantienen los fondos de cobertura.

Existe igualmente una tercera postura que sintetiza las dos propuestas expuestas anteriormente. La literatura previa sugiere en este caso que, si bien la variación de los precios en el mercado se debe a cambios en la oferta y la demanda, la existencia de agentes especuladores en el mercado amplifica este efecto. De esta forma, Juvenal y Petrella (2014) concluyen, tras analizar los movimientos especulativos en el mercado del crudo, que tanto las variables fundamentales del mercado como los factores especulativos permiten explicar las variaciones en el precio del petróleo entre los años 2004 y 2012. Por otro lado, un informe de la *Commodity Futures Trading Commission* [CFTC] (2008) ha estudiado también las variables que influyen en la evolución del precio del petróleo, concluyendo igualmente que tanto los cambios en la oferta y la demanda, por un lado, como las actividades especulativas y financieras por otro, tienen un efecto directo en las fluctuaciones en la cotización del crudo.

Por lo tanto, debemos analizar de una forma más detallada cuáles son los principales indicadores en cada una de estas dos categorías. En cuanto a los aspectos fundamentales del mercado, podemos diferenciar aquellas variables relacionadas con la oferta y aquellas que lo están con la demanda. De esta forma, en el lado de la oferta uno de los factores principales a analizar es la producción a nivel global, en especial de los países con mayor nivel de extracción de crudo tanto de la OPEP como ajenos a la organización. Sin embargo, para valorar el nivel de oferta de una forma precisa también resulta necesario el análisis de los niveles de inventario tanto de crudo como de

productos refinados. Finalmente, el análisis de los niveles de capacidad de producción excedente permite estimar la tendencia de la oferta de crudo en el futuro. En este sentido, Pierru, Axel y Smith (2018) establecieron una relación inversa entre la capacidad disponible en los principales países de la OPEP y la volatilidad en el mercado del crudo.

La demanda de petróleo es afectada principalmente por el nivel de la actividad económica. Un aumento de la actividad económica genera de forma habitual un incremento en los flujos comerciales que provocan una mayor demanda de crudo para el transporte marítimo. De igual manera, es necesario observar la existencia de subvenciones a los precios de los productos derivados del petróleo, en especial en los países de Oriente Medio, pues esta situación incrementa el consumo de crudo de forma artificial. Desde el punto de vista de la demanda, resulta fundamental igualmente analizar la capacidad de las refinerías. Una disminución de la capacidad de refino disponible indica expectativas de una demanda alta a la vez que señala la posibilidad de que no haya suficiente capacidad para absorber nuevos aumentos de demanda en caso de producirse.

Por otro lado, el mercado del crudo también está afectado por factores financieros o especulativos. Existen diversos indicadores que tienen influencia en el precio del petróleo. En primer lugar, el porcentaje del interés abierto en el mercado de futuros que depende de agentes no comerciales, es decir, que no están utilizando estos contratos para cubrir riesgos de la compraventa de barriles físicos. Así, cuanto mayor sea dicho porcentaje, mayor será la disociación entre un análisis fundamental del mercado y del precio.

Finalmente, un sector de la literatura ha desarrollado igualmente la relación entre el precio del crudo y el tipo de cambio de las principales divisas. En este sentido, Bloomberg y Harris (1995) concluyeron que, en el caso de las materias primas intercambiadas a nivel mundial como el petróleo, las variaciones en el tipo de cambio influyen en el precio de las mismas. Así, si el precio del dólar estadounidense se debilita frente a otras divisas, *caeteris paribus*, los compradores internacionales de crudo estarán dispuestos a pagar más dólares por la misma cantidad de petróleo. Otros

autores han concluido igualmente que las fluctuaciones en los tipos de cambios impactan en el precio del crudo (Pindyck y Rotemberg, 1990; Sadorsky, 2000). No obstante, artículos como Zhang et al. (2008) demuestran que mientras el impacto del tipo de cambio del dólar tiene una influencia significativa en el precio internacional del crudo a largo plazo, su impacto en el corto plazo es limitado.

En resumen, el estudio de la literatura permite establecer tres tipos de variables que influyen de manera significativa en el precio del crudo. En primer lugar, desde el punto de vista del análisis fundamental del mercado, tanto la oferta como la demanda de crudo tienen influencia en el precio del mismo. En segundo lugar, a nivel financiero, estas variaciones en el precio del crudo se amplifican con la existencia de grandes posiciones especulativas en el mercado. En último lugar, desde una perspectiva de comercio internacional, las variaciones en el tipo de cambio también influyen de una forma significativa en el precio del petróleo.

2. Evolución del precio del petróleo y principales eventos

II.2.1. Surgimiento del sistema de precios actual

Hasta el inicio de la década de 1970, el precio del petróleo en Estados Unidos se encontraba regulado por agencias gubernamentales. De esta forma se conseguía un valor estable del crudo a lo largo de los años que limitaba el impacto negativo de una fluctuación grande de esta materia prima en la actividad económica (Baumeister y Kilian, 2016).

Sin embargo, cuando se empezó a reducir la capacidad de extracción disponible americana y Estados Unidos comenzó a depender de las importaciones de crudo procedentes de Oriente Medio para satisfacer una demanda doméstica creciente, el precio de esta materia prima dejó de estar regulado internamente (Yergin, 1992). Así, en el año 1974, empieza la cotización del crudo WTI similar a la actual ya que no será hasta la década de 1980, cuando se abandone finalmente cualquier tipo de intervención del Estado Federal Americano en la fijación de precios del crudo.

II.2.2. Crisis del petróleo de 1973/74

Entre los años 1950 y 1972, el consumo de energía aumentó un 179% en el mundo, doblando el consumo de energía per cápita a nivel global. De entre todas las fuentes de energía, el petróleo, en particular, pasó de representar un 29% del consumo energético mundial a más de un 46% (Painter, 2014). En este periodo de aumento sostenido de la demanda de energía en general, y de crudo en especial, la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (OAPEC por sus siglas en inglés) – y no la OPEP como se cree falsamente – decidió reducir sus niveles de producción de crudo como respuesta al inicio del enfrentamiento bélico entre una coalición de países árabes e Israel. A los diez días, la guerra finalizó. Sin embargo, las tensiones geopolíticas entre los países occidentales y Oriente Medio continuaron.

De esta forma, en la literatura consultada, se han defendido posiciones diferentes para intentar explicar el factor principal que llevó al barril de crudo a costar más de 45 dólares en el segundo trimestre de 1974 tras valer apenas 15 dólares al comienzo de 1973 (Gráfico 1). Hamilton (2003) sostiene que la explicación central de esta subida de los precios del crudo es el embargo de petróleo que los países de la OAPEC realizaron a los países occidentales como respuesta a su apoyo a Israel. Por otro lado, Barsky y Kilian (2002) relacionan la subida de precios al hecho de que los países productores de petróleo estaban operando casi a plena capacidad al principio de la década por lo que, tras la aceleración del consumo de crudo a principios de la década, les resultó difícil responder de manera rápida a este aumento del consumo.

II.2.3. Crisis del petróleo de 1979/80

Tras la superación de la crisis de 1973 y 1974 con el final del embargo de la OAPEC a los países occidentales, una segunda disrupción llegó los mercados a mediados de 1978 cuando el barril de crudo WTI pasó de cotizar a apenas 40 dólares a principios de 1978 a más de 75 dólares al comienzo de 1980 (Gráfico 1). Esta segunda gran crisis del petróleo fue causada por una reducción abrupta de la producción en Irán como consecuencia del estallido de la Revolución en dicho país (Hamilton, 2003). El proceso de la revolución comenzó de una manera gradual al final de 1978, pero culminó a principios de 1979 con la salida del Shah de Irán en enero y con la llegada del Ayatollah

Khomeini en febrero. Sin embargo, la rápida respuesta de Arabia Saudí aumentando su producción ante la inestabilidad en la región absorbió gran parte del efecto en los niveles de extracción de la OPEP, que solo se redujeron en un 8% (Baumeister y Kilian, 2016).

De esta forma, el significativo aumento en el precio del crudo de esos años fue principalmente debido a un cambio en las expectativas del mercado acerca de la producción y en menor medida a la reducción real de los volúmenes de barriles extraídos que se produjo en la OPEP durante la revolución en Irán (Kilian y Murphy, 2014).

II.2.4. Décadas de 1980 y 1990

La cotización del crudo siguió una tendencia descendente en el comienzo de la década de 1980 tras alcanzar un precio máximo de 82 dólares en el primer trimestre de 1981 (Gráfico 1). A pesar de que el enfrentamiento entre Irak e Irán hubiera destruido gran parte de las instalaciones iraníes de la industria petrolífera, el aumento sostenido de la oferta de crudo del resto de países absorbió el efecto de esta disrupción en Irán.

Sin embargo, en agosto de 1990, la invasión de Kuwait, que desencadenó el inicio de la guerra del Golfo Pérsico, cambió la tendencia en el mercado y la cotización del crudo volvió a aumentar de forma drástica. Al mismo tiempo, la demanda de petróleo se incrementó porque los países empezaron a acumular mayores niveles de inventario ante el temor de un ataque a los yacimientos petrolíferos de Arabia Saudí (Kilian y Murphy, 2014). Finalmente, las expectativas acerca de la caída esperada en la producción se moderaron y los precios volvieron a sus niveles anteriores en 1991 (Kilian, 2008). Desde entonces, los precios continuaron descendiendo hasta llegar a un precio mínimo de 16 dólares por barril a finales de 1998.

II.2.5. Crecimiento del mercado desde 2002 hasta la crisis económica de 2008

Tras caer a finales de 1998, el precio del crudo se mantuvo moderadamente constante, salvando una severa caída a finales de 2001 tras los atentados de septiembre. A partir del año 2002, el valor del petróleo comenzó a aumentar de forma continuada desde 25 dólares por barril hasta los 125 dólares por barril previos al inicio de la crisis económica y financiera de 2008 (Gráfico 1). El precio mantuvo esta tendencia alcista durante un

periodo de más de cinco años gracias a pequeños aumentos independientes de la demanda de crudo a nivel global pero especialmente en los países emergentes del sudeste asiático (Hamilton, 2009). Sin embargo, aunque esta subida de precios también pudo ser causada por el aumento de posiciones especulativas de los gestores de fondos de cobertura, Kilian y Murphy (2014) han estudiado este periodo y no han encontrado suficientes datos para apoyar la existencia de una relación causal entre la actividad especulativa y el aumento de precios.

Posteriormente, la ralentización de la actividad económica que se produjo tras el inicio de la crisis económica, y, en especial, la menor producción industrial y la caída en el comercio global, impactaron de forma negativa en la demanda de crudo, reduciendo su precio. La cotización del barril WTI disminuyó de 125 dólares a mediados de 2008, a apenas 43 dólares a principios de 2009 (Gráfico 1). A continuación, la demanda de crudo se recuperó ligeramente y los precios finalmente se estabilizaron alrededor de los 90 dólares por barril.

II.2.6. Evolución reciente

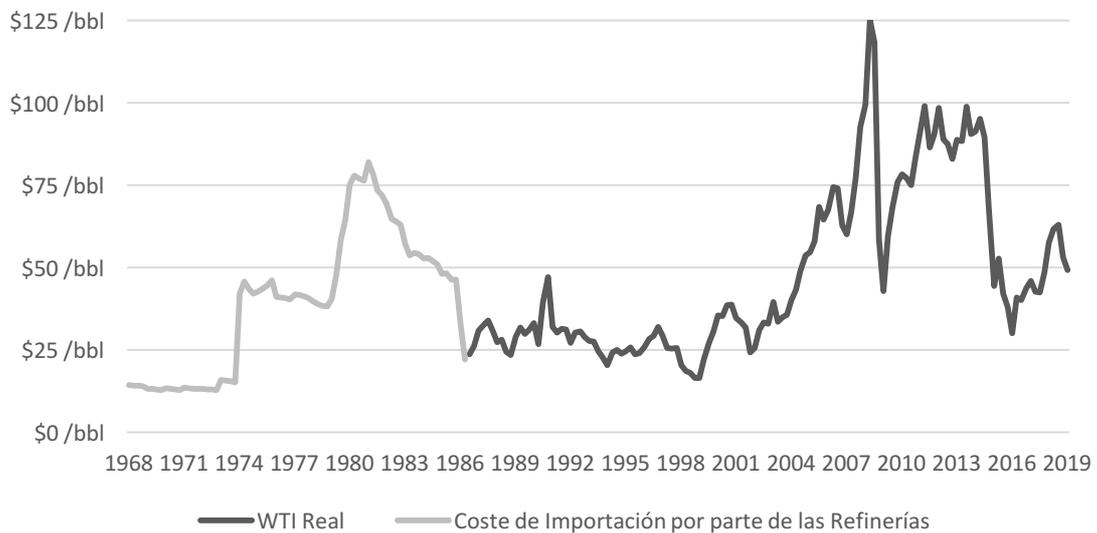
A partir del año 2010, ha habido algunos cambios significativos tanto en la oferta como en la demanda de crudo que han tenido un impacto reseñable en el mercado. En este sentido, Kilian y Lee (2014) han estimado que la crisis en Libia en 2011 provocó una subida de entre 3 y 13 dólares del barril WTI por la contracción de la oferta, mientras que las tensiones en Irán en 2012 son responsables de un aumento de hasta 9 dólares del precio del barril. Con respecto a la diferencia entre índices, el WTI ha dejado de ser la referencia en el intercambio a nivel global puesto que el aumento de la producción en Estados Unidos ha provocado que el índice cotice con un descuento frente al Brent (Baumeister y Kilian, 2016).

Tras un largo periodo de estabilidad de precios en el mercado del crudo, el precio del barril Brent descendió de manera significativa desde los 112 dólares en junio de 2014 hasta los 47 dólares a los que cotizaba en enero de 2015. Esta gran disrupción en el mercado tiene orígenes diversos. Canadá, Estados Unidos y Rusia aumentaron significativamente sus volúmenes de producción al mismo tiempo que se contraía la

demanda de crudo para su almacenaje y que la actividad económica global se ralentizaba (Baumeister y Kilian, 2016).

A finales del año 2018, el enfrentamiento comercial entre Estados Unidos y China provocó que el país asiático suspendiera la importación de petróleo americano – promediaba 500 mil barriles de crudo al día – generando un aumento de los volúmenes de crudo en los almacenes americanos. Al mismo tiempo, la amenaza de que este enfrentamiento comercial empeorara y por lo tanto debilitara la actividad económica global, redujo drásticamente las expectativas de demanda de crudo. Sin embargo, las decisiones recientes de la OPEP y Rusia de reducir su oferta de petróleo para absorber esa caída de la demanda contribuyeron a suavizar la caída de la cotización y a estabilizar el mercado (Rapier, 2018). Así, el precio del barril Brent alcanzó en octubre de 2018 su precio máximo en casi 4 años (86 dólares por barril), para después descender abruptamente hasta los 50 dólares por barril a finales de diciembre y estabilizarse finalmente alrededor de los 65 dólares.

Gráfico 1: Precios trimestrales del petróleo ajustados al nivel real del dólar en 2010



Fuente: *U.S. Energy Information Administration, Thomson Reuters, Elaboración propia*

3. Las fuentes de energía: Definición, tipos y situación actual

II.3.1. Definición y diferenciación entre las fuentes de energía renovables y las fuentes de energía no renovables

La Real Academia Española (2018) define la energía desde el punto de vista de la física como la “capacidad para realizar un trabajo”. Por lo tanto, a partir de esta definición abstracta, podemos inferir que la energía puede ser utilizada con objetivos diversos desde la generación de movimiento hasta la generación de calor. En este sentido, el consumo energético se divide en la actualidad en tres áreas principales. En el año 2015, un 48% de la demanda de energía a nivel global iba destinada a la calefacción, un 32% se consumía para el transporte y un 20% iba destinado a la generación de electricidad (REN21, 2018).

La energía renovable es aquella que proviene de fuentes que no se agotan de forma natural pero que están limitadas en la cantidad de energía que pueden generar en una determinada unidad de tiempo (EIA, 2018b). Dentro de esta primera categoría se agrupan diversas fuentes como la biomasa, la energía hidroeléctrica, la energía geotermal, la energía eólica o la energía solar.

Por otro lado, la energía considerada no renovable se obtiene de fuentes que no se van a formar de nuevo en un periodo de tiempo corto (EIA, 2018a). No se debe confundir las energías no renovables y los combustibles fósiles. Si bien todos los combustibles fósiles son energías no renovables, no todas las fuentes de energía no renovable son combustibles fósiles. Así, los combustibles fósiles suponen un tipo de fuente de energía no renovable caracterizada por los restos fosilizados de animales y plantas de hace varios millones de años. Son ejemplos de combustibles fósiles, el carbón, el gas natural o el petróleo. De igual manera, el uranio es otra fuente de energía no renovable que se transforma en energía en las plantas nucleares. Esta división en las fuentes de energía no renovable será de interés al analizar el proceso de descarbonización de la obtención de energía.

II.3.2. Situación actual del mercado energético

Tras reconocer el desafío que plantea el cambio climático para nuestra sociedad en el futuro, los países y las organizaciones internacionales han colocado al desarrollo de las energías renovables en un papel central. En las economías más desarrolladas, la apuesta por limitar las emisiones de gases de efecto invernadero tiene un efecto directo en políticas de apoyo a las energías renovables. De esta forma, se han podido apreciar en los últimos años diferentes opciones normativas para regular el uso de los combustibles fósiles y fomentar, por lo tanto, el desarrollo de las energías renovables.

Por un lado, la Unión Europea junto con Islandia, Noruega y Liechtenstein han puesto en marcha un régimen de comercio de derechos de emisión de la UE. Mediante este sistema instaurado en el año 2005, a 11.000 instalaciones energéticas y compañías aéreas se les asigna un número máximo de derechos de emisión para un determinado año – y decreciente en los ejercicios posteriores – pero se les proporciona la oportunidad de comprar o intercambiar los derechos en función de sus necesidades (Comisión Europea, 2019). Esta nueva regulación ha creado el mayor mercado de carbono del mundo, tanto en importancia como en tamaño, y ha generado una herramienta que permite cumplir los límites de emisión de la UE de una forma rentable. Otras potencias industriales del mundo, en especial del continente asiático, como China, Corea del Sur o Kazajistán también han adoptado sistemas similares de intercambio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero mientras que Méjico o Chile, junto con países de la UE han establecido impuestos sobre las emisiones de carbono (REN21, 2018).

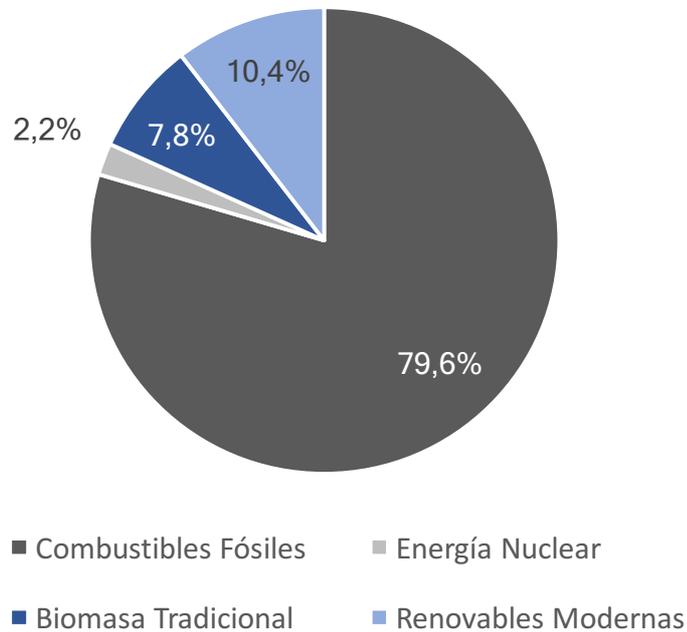
Por otro lado, Estados Unidos adoptó en 2005 el *Renewable Fuel Standard* (RFS) que establece que cualquier combustible derivado del petróleo que se utilice en el transporte debe contener un porcentaje mínimo de combustible procedente de la biomasa o ser completamente renovable. Tras la introducción de esta legislación, se ha incrementado la producción y consumo de biocombustibles de forma exponencial (Melichar y Atems, 2018). En la actualidad, debido al abandono de políticas de energía sostenible por parte del gobierno federal con la llegada de un nuevo presidente, son los

gobiernos a nivel estatal los encargados de fomentar el uso de energías limpias (Ben Samoun, Follette, Goydan, y Webster, 2018)

Por consiguiente, la imposición de medidas para regular y limitar las emisiones de CO₂ tanto a nivel regional, como nacional y supranacional ha fomentado un crecimiento medio de un 5.4% en el uso de fuentes modernas de energía renovable – excluyendo biomasa – y un crecimiento de 2.3% para la totalidad de las energías renovables durante la última década (2007-2017) (REN21, 2018).

A pesar de este crecimiento sostenido del consumo de energía generada por fuentes renovables, en el año 2016, el 79,6% del consumo total de energía seguía proviniendo de los combustibles fósiles (Gráfico 2). Esto se debe principalmente al hecho de que los combustibles fósiles recibieron al menos 360 mil millones de dólares en subvenciones en el año 2016 a nivel global, mientras que la generación de energía renovables recibió menos de la mitad de esa cantidad, 140 mil millones de dólares (REN21, 2018).

Gráfico 2: División del consumo total de energía en el año 2016 por tipo de fuente



Fuente: REN21. (2018). *Renewable 2018. Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat., Elaboración propia

III. Modelo de regresión

1. Introducción al modelo y pregunta de investigación

La creciente concienciación de la población mundial de los riesgos y desafíos que plantea el cambio climático, junto con la introducción de nuevas regulaciones que promueven la descarbonización del consumo energético están llevando a las energías renovables a adoptar una posición central en el *mix* energético actual. De esta forma, mediante el análisis del caso de Estados Unidos y tras el análisis de la literatura, vamos a intentar explicar las variaciones del precio del crudo a partir de tres tipos de variables. En primer lugar, vamos a medir el impacto de las variables de análisis fundamental del mercado, es decir, la producción y el consumo de crudo, así como el estado de los inventarios. En segundo lugar, valoraremos la influencia de variables financieras y de comercio global a partir de la cotización del dólar frente a una cesta de divisas. Finalmente, introduciremos el impacto de las energías renovables en el mercado del petróleo a partir del análisis del consumo de energía procedente de fuentes limpias.

Por lo tanto, el modelo que se planteará a continuación pretende responder a la siguiente pregunta de investigación: ¿Cómo impactan los aspectos fundamentales y financieros del mercado del petróleo, así como el consumo de energías renovables en el precio del crudo en Estados Unidos? Para responder a esta pregunta, partimos de las siguientes hipótesis de investigación:

- H1: Cuánto más alta es la producción de crudo en Estados Unidos, menor es el precio del barril WTI.

$$H1: \beta_{\text{prod_crudo}} < 0$$

- H2: El aumento de la demanda de crudo genera un incremento en la cotización del WTI.

$$H2: \beta_{\text{cons_derivados}} > 0$$

- H3: El consumo de energías renovables en Estados Unidos tiene una influencia significativa en el precio del barril WTI.

$$H3: \beta_{\text{cons_ren}} \neq 0$$

- H4: A mayor cotización del dólar, menor es el precio del barril WTI.

$$H4: \beta_{\text{tipo_cambio}} < 0$$

Mientras las dos primeras hipótesis de investigación están basadas en la teoría de la oferta y la demanda y por lo tanto deberían comprobarse para el mercado del crudo, la tercera hipótesis permite analizar si el creciente consumo de energías renovables tiene un impacto significativo en el precio del crudo. En este sentido, si la beta del consumo de renovables es negativa ($\beta_{\text{cons_ren}} < 0$), podríamos inferir que el aumento en la generación de energías limpias está reduciendo el precio del crudo, probablemente debido a una reducción en el consumo del mismo. Por otro lado, si la beta es positiva ($\beta_{\text{cons_ren}} > 0$), significaría que no se está produciendo dicha disminución del precio del crudo ante el aumento del consumo de energía renovables. Este hecho significaría que no se aprecia una sustitución de energías obtenidas de fuentes renovables en detrimento de los combustibles fósiles y que el aumento del consumo de renovables está relacionado con un incremento general de la demanda de energía.

Finalmente, la última hipótesis plantea que el fortalecimiento de la divisa estadounidense provocaría un descenso del precio del crudo. Esta relación tiene sentido económico puesto que el incremento en el valor del dólar provocaría un encarecimiento en términos reales del crudo para los países extranjeros, lo que desembocaría en una reducción del precio del barril WTI. Como hemos visto en el marco teórico, esta relación ha sido apoyada repetidamente en la literatura por diversos autores.

2. Definición de las variables del modelo, fuente de los datos y su forma de medida

A partir de una muestra de 337 observaciones mensuales en una serie temporal entre enero de 1991 hasta enero de 2019, vamos a plantear un modelo de regresión lineal estimando las betas que afectan a cada una de las variables mediante el método de los mínimos cuadrados ordinarios. Según la literatura consultada y la disponibilidad de datos en la *U.S. Energy Information Administration* (EIA) y en la base de datos de la Reserva Federal de San Luis, podemos plantear el siguiente modelo empírico en el que las betas estimadas sirven para valorar el impacto de las distintas variables en el precio del crudo.

$$\text{precio_WTI} = \beta_1 + \beta_2 \text{ cons_ren} + \beta_3 \text{ inv_crudo} + \beta_4 \text{ prod_crudo} + \beta_5 \text{ cons_derivados} + \beta_6 \text{ tipo_cambio} + u$$

Las variables utilizadas para estimar este modelo son las siguientes:

- Precio del barril WTI (precio_WTI): Es la variable dependiente y endógena del modelo. Representa el precio *spot* mensual en dólares de un barril WTI para cada uno de los meses del periodo analizado. Para obtener la cotización mensual del barril de crudo, la EIA de la que provienen los datos realiza una media aritmética del precio del barril al cierre de la sesión en cada uno de los días del periodo.
- Consumo de energía renovables (cons_ren): Esta variable dependiente del modelo es la que nos permite analizar si existe una relación de causalidad entre la variación en el consumo de energías renovables y la fluctuación en el precio del crudo. Los datos han sido obtenidos igualmente de la EIA y miden el consumo mensual de energías renovables en Estados Unidos. Esta variable incluye, por lo tanto, la demanda de energía geotérmica, solar, eólica, hidroeléctrica, así como la biomasa. La unidad de medida del consumo de energía renovable es el billón de unidades térmicas británicas. Esta forma de medida es una unidad energética utilizada principalmente en los países anglosajones y mide la cantidad de energía necesaria para aumentar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua.
- Producción de crudo (prod_crudo): Por otro lado, debemos introducir en el modelo, igualmente, variables explicativas clásicas, es decir, aquellas que han sido relacionadas causalmente con el precio del crudo con anterioridad en la literatura. De esta forma, con el fin de establecer variables de análisis fundamental del mercado del crudo, obtenemos de la base de datos de la EIA la cantidad de petróleo producida por Estados Unidos mensualmente. Para medir la oferta mensual de crudo, la agencia estatal americana provee los datos en millones de barriles de petróleo a partir de la información recogida de cada uno de los estados productores. A modo explicativo, un barril de petróleo contiene 42 galones de crudo, lo que equivale a aproximadamente 159 litros.
- Consumo de productos derivados del crudo (cons_derivados): Debido a que la mayor parte de crudo que se demanda es utilizada para su posterior refinado, el consumo de productos derivados del petróleo es una variable independiente idónea para analizar la demanda final en el mercado de crudo. De esta forma, hemos obtenido de la EIA el consumo semanal de gasolina, queroseno, gasóleo, propano, propileno

y otros productos refinados en millones de barriles equivalentes de petróleo. Posteriormente, hemos agregado los datos semanales provistos por la agencia de información en meses para que fueran comparables con el resto de variables.

- Inventario de petróleo y productos derivados (inv_crudo): Además de las dos variables anteriores, el volumen de crudo y productos refinados almacenados en Estados Unidos permite obtener información más completa acerca de las tendencias del mercado. Al igual que en la variable anterior, las observaciones obtenidas de la base de datos de la EIA son semanales y no mensuales. De esta forma, como la información de los inventarios representan un nivel en un determinado momento, vamos a tomar el nivel de los inventarios en la primera semana de cada mes medido en millones de barriles. Los datos de esta variable reflejan los inventarios totales tanto de crudo como de productos derivados del mismo e incluyen las Reservas Estratégicas de Petróleo que mantiene Estados Unidos con el fin de estabilizar el mercado en el caso de una catástrofe natural o en menor medida, como herramienta para absorber descensos en la producción de países claves de la OPEP. Por lo tanto, en todas las observaciones mensuales de las que se compone la muestra, existe un nivel mínimo de inventario constante del que no va a descender.
- Tipo de cambio del dólar estadounidense frente a otras divisas (tipo_cambio): Como el petróleo WTI se intercambia a nivel global en dólares estadounidenses, la fluctuación financiera de esta divisa influye en el cambio en el precio del crudo. Por lo tanto, esta variable independiente captura el impacto del valor de la divisa americana en la cotización del crudo. Los datos de este índice han sido obtenidos de la base de datos de la Reserva Federal de San Luis y representa la media ponderada del valor del dólar comparado con una amplia cesta de divisas de los principales aliados comerciales de Estados Unidos incluyendo, entre otros, a Europa, Canadá, Japón, Méjico y China (Comité de Gobernadores de la Reserva Federal, 2019). Los datos se ofrecen con una frecuencia mensual tras realizar la media del cierre diario de la cotización del índice. De igual manera, para la evolución del índice, la Reserva Federal de San Luis considera marzo de 1973 como el mes de base y le asigna un valor de referencia de 100.

3. Análisis descriptivo y gráfico de las variables del modelo

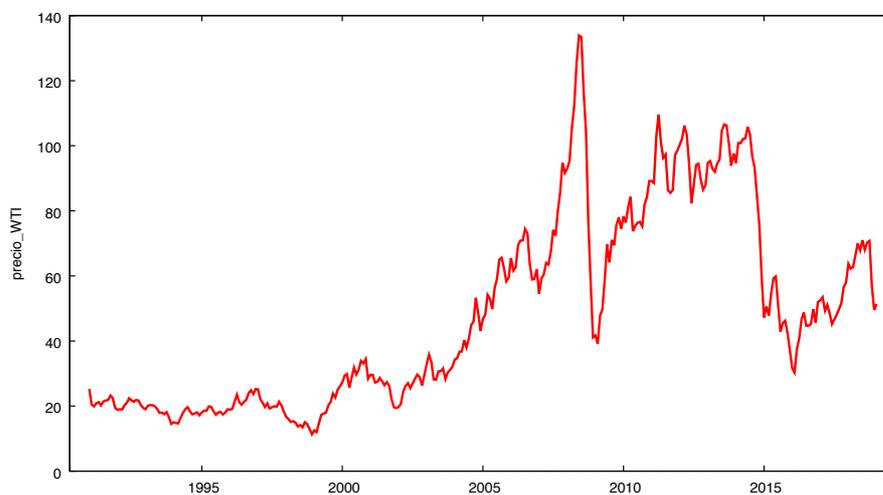
La tabla número 1 presenta los estadísticos principales de las variables del modelo. Podemos realizar ciertas observaciones acerca de la distribución de estas variables. En primer lugar, el precio medio del barril WTI en el periodo observado es de 48,25 dólares, con un precio máximo de 133,88 dólares en junio de 2008. Tras este pico, el precio descendió de forma brusca debido a la ralentización de la actividad económica producida por la crisis financiera. Con relación a la variabilidad de los datos observados, mientras que el precio del barril WTI es aquel que tiene una mayor variación si nos basamos en el coeficiente de variación (definido como el ratio entre la desviación típica y el valor absoluto de la media), la fluctuación de los inventarios de crudo y el valor del dólar en el periodo es mucho menor. En cuanto a la asimetría, la distribución de las observaciones de todas las variables a excepción del consumo de productos derivados del petróleo presenta una ligera asimetría a la derecha por la existencia de ciertos valores extremos. Solo la variable de la producción de crudo en Estados Unidos presenta una asimetría a la derecha que recomendaría la transformación de esta variable en logarítmica para solucionar este problema de no simetría.

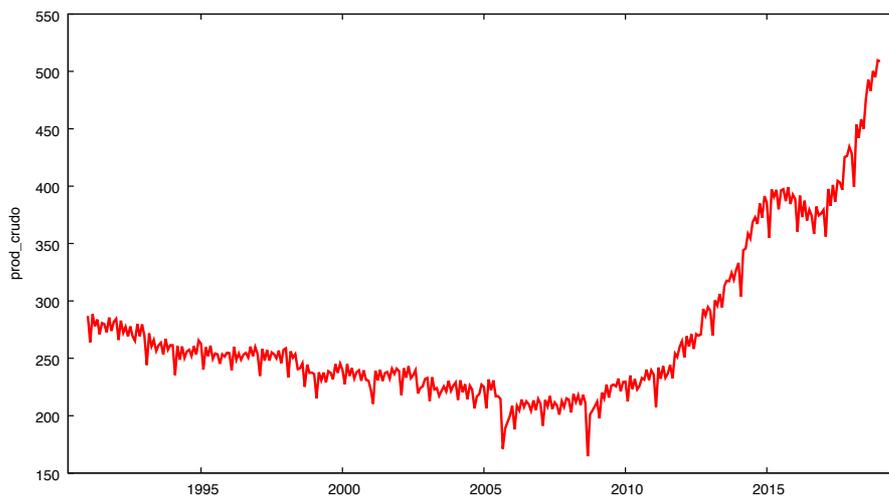
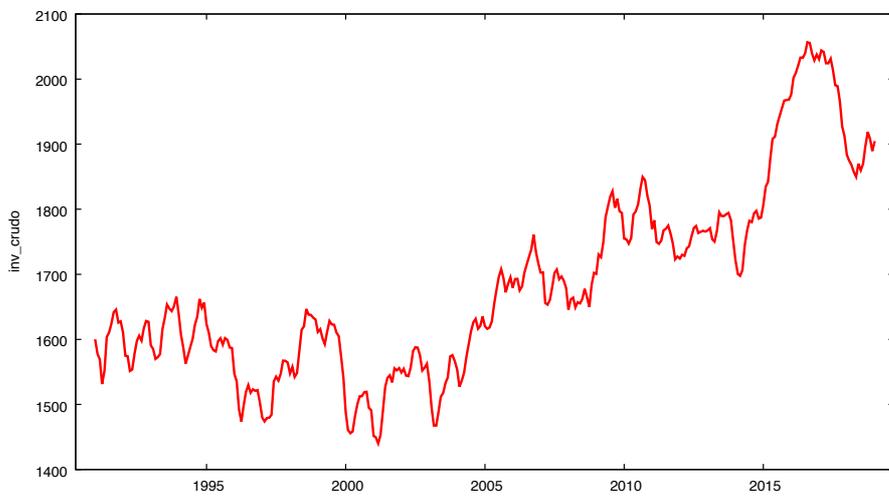
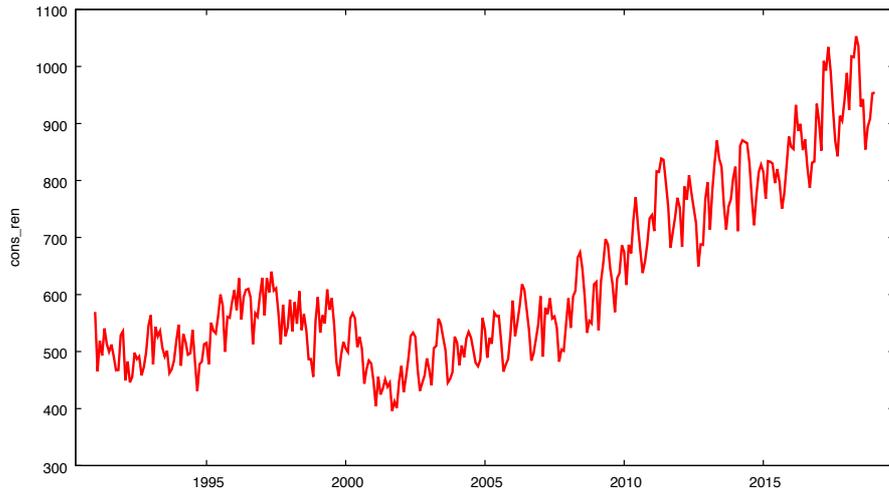
Los gráficos 3 a 9 nos permiten apreciar las tendencias temporales existentes en las variables durante el periodo observado. En primer lugar, observamos que, tras el año 2000, tanto el consumo de energías renovables como la demanda de productos derivados del petróleo han seguido una tendencia ascendente sostenida. Por otro lado, resulta significativa la relación inversa entre el precio del barril WTI y el valor del dólar. Así, en el periodo estudiado, cuando el tipo de cambio ha tenido una tendencia descendente, la cotización del crudo WTI ha aumentado y viceversa.

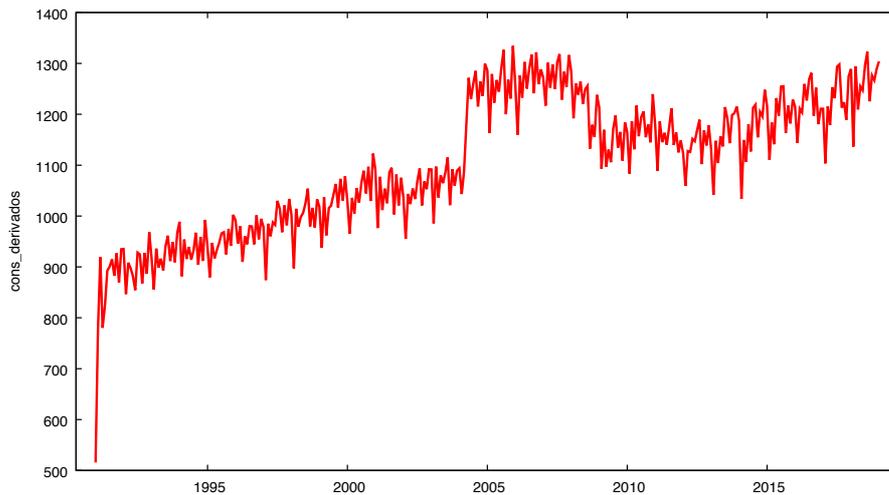
Tabla 1: Estadísticos principales. Enero de 1991 a enero de 2019

Estadísticos	precio_WTI	cons_ren	prod_crudo	cons_derivados	inv_crudo	tipo_cambio
Media	48,251	623,10	270,04	1100,8	1882,5	94,101
Mediana	40,780	563,87	247,97	1106,2	1649	93,454
Mínimo	11,350	395,83	164,63	515,49	1440	80,521
Máximo	133,88	1053,3	509,69	1334,4	2056,7	112,81
Desv. Típica	29,802	154,26	68,256	133,88	146,64	78,105
C.V.	0,61764	0,24757	0,25276	0,12162	0,087157	0,083002
Asimetría	0,68402	0,85441	15,245	-0,38131	0,75842	0,45327
Exc. de curtosis	-0,70129	-0,32860	16,507	-0,17798	-0,062966	-0,68889
Perc. 5%	15,327	446,96	206,29	892,99	1488	83,925
Perc. 95%	102,27	926,99	403,36	1293,8	2010,1	109,57
Rango IQ	49,595	241,91	53,163	226,48	195,30	12,153

Gráficos 3-9: Gráficos de serie temporal de las variables del modelo







4. Modificación de las variables exógenas y endógena del modelo

Una vez que las variables del modelo, su distribución y su forma de medida han sido explicadas en profundidad, debemos analizar si resulta necesario realizar alguna modificación de esas variables para poder realizar una interpretación más precisa de los coeficientes (β_i) estimados. De igual manera, dichas transformaciones permitirán también resolver problemas de no estacionariedad de las variables puesto que los datos son una serie temporal.

En primer lugar, vamos a realizar el contraste aumentado de Dickey-Fuller (ADF) sobre cada una de las variables tanto exógenas como endógena de nuestro modelo con el objetivo de evaluar si son estacionarias o no. Se define un proceso de series temporales

estacionarios como el proceso cuyas “distribuciones de probabilidad se mantienen estables con el paso del tiempo en el siguiente sentido: si se toma cualquier colección de variables aleatorias de la secuencia y se las desplaza h periodos, la distribución de probabilidad conjunta debe permanecer inalterada” (Wooldridge, 2010, p.378). El contraste ADF nos permite valorar la estacionariedad de la variable siendo la hipótesis nula que la variable es no estacionaria (H_0 : no estacionaria) y la hipótesis alternativa, que la variable es estacionaria (H_1 : estacionaria). A partir de los resultados de este contraste, plantearemos posibles transformaciones de las variables no estacionarias para evitar la aparición de regresiones espurias en el modelo.

Tras realizar este contraste sobre las seis variables del modelo de regresión, no rechazamos la hipótesis nula de no estacionariedad de las variables para ninguna de las seis variables puesto que el p-valor de este contraste no es significativo al 10% (Tabla 2).

Tabla 2: Contraste aumentado de Dickey – Fuller. P-valor del contraste ADF con constante y con constante y tendencia

Variables	ADF con constante	ADF con constante y tendencia
precio_WTI	0,2029	0,1054
cons_ren	0,9781	0,8962
inv_crudo	0,7566	0,1792
prod_crudo	0,9993	0,9998
cons_derivados	0,7165	0,7528
tipo_cambio	0,4966	0,8081

Nota: El número de retardos para realizar el contraste ADF ha sido seleccionado mediante el criterio AIC. El número máximo de retardos permitidos es de 24.

Por lo tanto, como las variables son no estacionarias, tenemos que proceder a una transformación de las mismas para que tengan una varianza finita. Para conseguir ese objetivo, vamos a tomar como variables de nuestro modelo las primeras diferencias proporcionales para cada una de las variables. De esta forma, las nuevas variables se obtienen de la siguiente forma:

$$dp_precio_WTI = \frac{precio_WTI_1 - precio_WTI_0}{precio_WTI_0}$$

Una vez que realizamos esta transformación en las seis variables, la nueva ecuación del modelo relaciona el aumento proporcional del precio del barril WTI con las diferencias proporcionales de las cinco variables exógenas. Al realizar esta modificación en las variables, el número de observaciones sobre las que estimamos finalmente el coeficiente de las betas es 336, lo que comprende el periodo entre febrero de 1991 y enero de 2019.

$$dp_precio_WTI = \beta_1 + \beta_2 dp_cons_ren + \beta_3 dp_inv_crudo + \beta_4 dp_prod_crudo + \beta_5 dp_cons_derivados + \beta_6 dp_tipo_cambio + u$$

Finalmente, a partir de la matriz de correlación de las variables exógenas del modelo, analizaremos si existe alguna relación lineal fuerte entre alguna de las variables estudiadas tras su transformación (Tabla 3). En este sentido, podemos observar como no encontramos ninguna relación lineal significativa ni positiva ni negativa entre las variables independientes del modelo ($|\text{coeficiente de correlación}| > 0,75$). No obstante, se aprecia una cierta relación lineal positiva entre el cambio proporcional en la producción de crudo mes a mes y la variación en el consumo de productos derivados del petróleo en el mismo periodo. Esta tendencia resulta interesante puesto que demuestra como la producción y el consumo de petróleo siguen una misma tendencia periodo a periodo para equilibrar el mercado del crudo y no crear grandes excesos de oferta o de demanda. Por otro lado, existe otra relación apreciable entre el cambio en la producción de petróleo y la fluctuación en el consumo de energías renovables. No existe una explicación económica para esta relación.

Tabla 3: Matriz de correlación de las variables exógenas del modelo

dp_cons_ren	dp_inv_crudo	dp_prod_crudo	dp_cons_derivados	dp_tipo_cambio	
1	-0,0602	0,06341	0,4941	-0,0367	dp_cons_ren
	1	-0,0372	0,1016	-0,0498	dp_inv_crudo
		1	0,6840	0,0142	dp_prod_crudo
			1	-0,0254	dp_cons_derivados
				1	dp_tipo_cambio

5. Desarrollo del modelo y análisis de los resultados

Una vez que las variables han sido transformadas para poder realizar inferencia estadística de sus resultados, estimamos el modelo que hemos planteado anteriormente por mínimos cuadrados ordinarios (MCO). La tabla 4 recoge los resultados de este primer análisis y cómo podemos apreciar, cuatro de las cinco variables exógenas del modelo son significativas al 1%, al igual que el modelo en su conjunto, que también resulta explicativo a un nivel de significación del 1%.

Tabla 4: Modelo estimado por MCO

	Coeficiente (β_i)	Desv. Típica	Estadístico t	valor p
const	0,755368	0,411798	1,834	0,0675 *
dp_cons_ren	-0,0748639	0,0731243	-1,024	0,3067
dp_inv_crudo	-1,11793	0,386048	-2,896	0,004 ***
dp_prod_crudo	0,309959	0,118977	2,605	0,0096 ***
dp_cons_derivados	-0,251971	0,0934991	-2,695	0,0074 ***
dp_tipo_cambio	-2,02244	0,344948	-5,863	1,10E-08 ***

Nota: * variable significativa al 10%; ** variable significativa al 5%; *** variable significativa al 1%

Media de la vble. dep.	0,54009	D.T. de la vble. dep.	8,013243
Suma de cuad. residuos	18602,11	D.T. de la regresión	7,507997
R-cuadrado	0,13523	R-cuadrado corregido	0,122127
F(5, 330)	10,32085	Valor p (de F)	3,29E-09
Log-verosimilitud	-1151,102	Criterio de Akaike	2314,203
Criterio de Schwarz	2337,106	Crit. de Hannan-Quinn	2323,333
rho	0,203532	Durbin-Watson	1,587816

No obstante, debemos realizar algún contraste en el modelo para poder concluir que los resultados obtenidos son válidos. De esta forma, vamos a llevar a cabo el contraste de White en este modelo con el objetivo de evaluar si presenta heterocedasticidad. Este problema surge en los modelos en los que la varianza de los residuos no es constante e

igual para todas las observaciones (Martinez de Ibarreta Zorita, Alvarez Fernandez, Budria Rodriguez, Curto Gonzalez, y Escobar Torres, 2017). Este contraste permite evaluar si se produce heterocedasticidad mediante las siguientes hipótesis: la hipótesis nula plantea que hay homocedasticidad en el modelo (H_0 : homocedasticidad) mientras que la hipótesis alternativa señala que hay heterocedasticidad genérica (H_1 : heterocedasticidad genérica). En el caso de este primer modelo, el p-valor de este contraste es 0,005546 por lo que podemos rechazar la hipótesis nula de homocedasticidad. Por consiguiente, para solucionar este problema, procederemos a volver a estimar el modelo planteado, pero esta vez utilizando desviaciones típicas robustas a la heterocedasticidad.

Tabla 5: Modelo estimado por MCO, utilizando desviaciones típicas robustas a la heterocedasticidad

	Coeficiente (β_i)	Desv. Típica	Estadístico t	valor p
const	0,755368	0,434383	1,739	0,083 *
dp_cons_ren	-0,0748639	0,0785076	-0,9536	0,341
dp_inv_crudo	-1,11793	0,380412	-2,939	0,0035 ***
dp_prod_crudo	0,309959	0,139873	2,216	0,0274 **
dp_cons_derivados	-0,251971	0,102036	-2,469	0,014 **
dp_tipo_cambio	-2,02244	0,456624	-4,429	1,29E-05 ***

Nota: * variable significativa al 10%; ** variable significativa al 5%; *** variable significativa al 1%

Media de la vble. dep.	0,54009	D.T. de la vble. dep.	8,013243
Suma de cuad. residuos	18602,11	D.T. de la regresión	7,507997
R-cuadrado	0,13523	R-cuadrado corregido	0,122127
F (5, 330)	10,22479	Valor p (de F)	4,01E-09
Log-verosimilitud	-1151,102	Criterio de Akaike	2314,203
Criterio de Schwarz	2337,106	Crit. de Hannan-Quinn	2323,333
rho	0,203532	Durbin-Watson	1,587816

Tras haber resuelto el problema de heterocedasticidad que planteaba nuestro modelo, debemos analizar si existe autocorrelación entre las perturbaciones aleatorias de las distintas observaciones. Para ello, analizamos el resultado del contraste de Durbin-Watson. Este contraste plantea las siguientes hipótesis: la hipótesis nula considera que no existe autocorrelación, mientras que la hipótesis alternativa considera que existe autocorrelación positiva o negativa. El valor de referencia de este contraste es 2, por lo que, si el resultado se acerca a dicha cantidad, consideraremos que no existe autocorrelación. Por otro lado, si el resultado del contraste se aproxima a 0 o a 4, determinaremos que existe autocorrelación negativa y positiva, respectivamente. En el caso de este modelo, al obtener de este contraste un resultado de 1,5878, no rechazamos la hipótesis nula y, por consiguiente, no tenemos que hacer ninguna modificación al modelo para obtener resultados válidos.

De esta forma, tras analizar los posibles problemas de heterocedasticidad y autocorrelación que podían aparecer en el modelo, podemos realizar una interpretación precisa de las variables significativas a partir de los resultados obtenidos en el segundo modelo, resumido en la tabla 5. En este modelo, cuatro de las cinco variables exógenas resultan significativas. Sin embargo, el objetivo principal de este modelo es analizar el posible impacto del consumo de energías renovables en el precio del crudo. Por consiguiente, puesto que la variable que mide el aumento en la demanda de energías limpias (*dp_cons_ren*) no resulta significativa al 10%, vamos a proceder a una transformación más del modelo con el objetivo de verificar que esta relación entre las dos variables no existe.

A pesar de que nuestro periodo observado comprenda los meses entre febrero de 1991 y enero de 2019, resulta innegable que las energías renovables han adoptado una posición significativamente más relevante en Estados Unidos a partir de la aprobación del programa *Renewable Fuel Standard* (RFS) en el año 2005 y de su posterior expansión con el *Energy Independence and Security Act* del año 2007. El incremento en el uso de las energías limpias a partir de la promulgación de esa ley presenta una posibilidad de que la relación entre el consumo de energías renovables y el precio del petróleo haya cambiado tras este momento.

De esta forma, siguiendo el modelo planteado por Melichar y Atems (2018), vamos a dividir nuestra muestra en dos submuestras. El primer periodo estará comprendido entre febrero de 1991 y agosto de 2005, fecha en la que el *Renewable Fuel Standard* entra en vigor. El segundo periodo submuestreal agrupará los meses desde septiembre de 2005 hasta enero de 2019. Para estudiar si la división de las observaciones en dos submuestras es significativa, realizaremos el contraste de cambio estructural de Chow para determinar si los coeficientes estimados son constantes para la totalidad de la muestra o cambian tras la fecha señalada. Este contraste plantea las siguientes hipótesis: la hipótesis nula determina que los coeficientes permanecen constantes durante todo el periodo ($H_0: \beta^{(1)} = \beta^{(2)}$), mientras que la hipótesis alternativa señala que las betas son distintas para cada uno de los dos periodos en los que hemos dividido la muestra ($H_1: \beta^{(1)} \neq \beta^{(2)}$).

Tabla 6: Contraste de Chow de cambio estructural en la observación de septiembre de 2005, sobre el modelo estimado por MCO, con desviaciones típicas robustas a la heterocedasticidad

	Coeficiente (β_i)	Desv. Típica	Estadístico t	valor p
const	1,19951	0,570869	2,101	0,0364 **
dp_cons_ren	-0,211367	0,0957548	-2,207	0,028 **
dp_inv_crudo	-0,979055	0,371684	-2,634	0,0088 ***
dp_prod_crudo	0,602879	0,161065	3,743	0,0002 ***
dp_cons_derivados	-0,313906	0,0770469	-4,074	0,0000581 ***
dp_tipo_cambio	-0,479474	0,388459	-1,234	0,218
splitdum	-0,846024	0,829971	-1,019	0,3088
sd_dp_cons_ren	0,272058	0,158656	1,715	0,0873 *
sd_dp_inv_crudo	-0,112232	0,849596	-0,1321	0,895
sd_dp_prod_crudo	-0,479623	0,221198	-2,168	0,0309 **
sd_dp_cons_derivados	0,0846353	0,171267	0,4942	0,6215
sd_dp_tipo_cambio	-2,96321	0,678976	-4,364	1,72E-05 ***

Nota: * variable significativa al 10%; ** variable significativa al 5%; *** variable significativa al 1%

Media de la vble. dep.	0,54009	D.T. de la vble. dep.	8,013243
Suma de cuad. residuos	17121,49	D.T. de la regresión	7,269396
R-cuadrado	0,20406	R-cuadrado corregido	0,177037
F (5, 330)	8,505061	Valor p (de F)	3,38E-13
Log-verosimilitud	-1137,168	Criterio de Akaike	2298,336
Criterio de Schwarz	2344,141	Crit. de Hannan-Quinn	2316,595
rho	0,179372	Durbin-Watson	1,639788

Resumen del contraste de Chow de cambio estructural en la observación de septiembre de 2005:

Chi-cuadrado(6) = 23.7055 con valor p: 0.0006

forma F: F(6, 324) = 3.95091 con valor p: 0.0008

Como podemos ver en el resumen del contraste de Chow, el cambio estructural en la observación de septiembre de 2005 tras la entrada en vigor del *Renewable Fuel Standard* (RFS) resulta significativo al 1%. Por lo tanto, vamos a analizar los diferentes coeficientes de las variables significativas en los dos periodos en los que se divide la muestra.

En primer lugar, en el periodo comprendido entre febrero de 1991 y agosto de 2005, las variables exógenas que representan los aspectos fundamentales del mercado son significativas al 1%, mientras que el consumo de energías renovables explica los cambios en el precio del barril WTI con un nivel de significación del 5%. A continuación, interpretaremos el significado de los coeficientes de dichas variables. Con relación a los aspectos fundamentales del mercado, observamos como al aumentar la producción de crudo, aumenta también el precio del crudo. Por otro lado, al incrementarse la demanda de productos derivados del petróleo, disminuye el precio del crudo. Estos resultados no tienen sentido desde un punto de vista económico de equilibrio de los mercados. No obstante, el hecho de que el consumo de productos derivados de petróleo y la producción de crudo en Estados Unidos no representen la totalidad de la oferta y la demanda en el mercado puede generar este resultado. En este sentido, resulta más

concluyente analizar el coeficiente de la variación en los niveles de crudo y sus derivados almacenados. Siendo el coeficiente de esta variable igual a 0,9795, podemos inferir que, si los inventarios de crudo aumentan en un 1%, se reducirá el precio del barril WTI en un 0,98% de media siendo el resto de variables *caeteris paribus*. Desde la perspectiva del planteamiento del modelo, esta conclusión tiene sentido puesto que el cambio de los niveles de crudo almacenados representa el equilibrio del mercado ($\Delta \text{inv_crudo} = \text{oferta} - \text{demanda}$). Por lo tanto, al aumentar la oferta por encima de la demanda, se produce un exceso de oferta y el precio del barril WTI disminuye. En cuanto a la variable del consumo de energías renovables, en base a los resultados obtenidos en este primer periodo de la muestra, un aumento del 1% en la demanda estadounidense de energías renovables, produce una reducción del 0,22% en la cotización del barril WTI de media y siendo el resto de variables *caeteris paribus*. La explicación económica de este resultado es que un mayor consumo de energías renovables, conlleva una menor demanda de crudo y por lo tanto una reducción del precio del petróleo.

En el segundo periodo en la que hemos dividido la muestra, entre septiembre de 2005 y enero de 2019, obtenemos tres variables significativas. Además, la significación de estas tres variables permite comprobar tres de las cuatro hipótesis de investigación planteadas al inicio del estudio. En primer lugar, el precio del crudo queda explicado desde un punto de vista del análisis fundamental por la variable producción de crudo. Como desarrolla la teoría económica y se comprueba en este modelo, al aumentar la producción de petróleo en Estados Unidos en un 1%, disminuye el precio del barril WTI en un 0,48% de media, permaneciendo el resto de variables constantes. La diferencia estructural del coeficiente de esta variable puede explicarse puesto que, a partir del año 2008, Estados Unidos ha aumentado significativamente la producción de crudo mediante el método del *fracking* lo que le permite ser casi independiente energéticamente del exterior. Por consiguiente, tras esta nueva tendencia en la producción de petróleo en Estados Unidos, se puede considerar que la producción en el país se aproxima más a los verdaderos niveles de oferta total en el mercado, al contrario de lo que pasaba en el periodo anterior cuando Estados Unidos dependía de las importaciones. De igual manera, la variable macroeconómica y financiera del modelo también es significativa. De este modo, como estaba expuesto en la literatura, un

aumento del valor del dólar en un 1%, encarece el precio real del barril WTI para las potencias extranjeras y, por lo tanto, disminuye la cotización del crudo 2,96% de media, siendo el resto de variables *caeteris paribus*. En este sentido, se comprueba la cuarta hipótesis de investigación de este estudio. Por último, resulta significativo el cambio de signo del coeficiente de la variable de consumo de energías renovables en esta segunda parte de la muestra. Desde la entrada en vigor del *Renewable Fuel Standard*, al incrementarse el consumo de energías renovables en un 1%, aumenta igualmente el precio del barril WTI en un 0,27% de media, permaneciendo constantes el resto de variables. Desde una perspectiva económica, esta relación entre los precios del crudo y la demanda de energías limpias tiene sentido, ya que, a pesar del aumento continuado de consumo de energías alternativas, el porcentaje de uso de combustibles fósiles para la generación de energía continúa siendo elevado. Por consiguiente, no se está produciendo una sustitución efectiva de las fuentes de energía renovable por combustibles fósiles, sino que se complementan estas dos fuentes y al aumentar la demanda de energía total, crece el consumo de ambas fuentes de energía para absorber el incremento en la demanda.

En definitiva, tras realizar el cambio estructural en nuestro modelo, tres de las cuatro hipótesis de investigación planteadas se comprueban. De igual manera, nos permite establecer dos relaciones diferenciadas entre el consumo de energías renovables y el precio del crudo en los dos periodos analizados. Finalmente, podemos concluir que las energías limpias tienen un impacto significativo en el mercado del petróleo en Estados Unidos, si bien esta relación entre ambas fuentes de energía no es sustitutiva en la actualidad sino más bien complementaria para absorber el aumento continuado en la demanda de energía.

IV. Futuro de las fuentes de energía renovable

Si el desarrollo inicial de las energías renovables surgió de la iniciativa gubernamental y de los acuerdos al amparo de las organizaciones internacionales, en los últimos años, empresas de diferentes industrias han identificado una oportunidad determinante de crecimiento sostenible en el sector de las energías limpias. En este sentido, el sector privado está empezando a jugar un rol central en la adopción de energías renovables mediante nuevos contratos energéticos y a través de decisiones de inversión (REN21, 2018).

Existen diferentes factores que han contribuido a esta apuesta decidida de las compañías por las fuentes renovables. En primer lugar, principalmente en las economías más desarrolladas, ha crecido la concienciación social acerca de la importancia de controlar las emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, la demanda de energía, automóviles, electrodomésticos y otros productos se ha sofisticado y exige unos mayores estándares energéticos a las empresas. En segundo lugar, el fuerte descenso en los costes de la infraestructura para generar energía renovable ha permitido abaratar la producción de la misma, permitiendo a las compañías generar energía renovable a un coste competitivo frente a los tradicionales combustibles fósiles. De igual manera, se han desarrollado nuevos sistemas de almacenamiento de la energía que permite superar el problema de la intermitencia en la generación de energías renovables. Por último, la transformación digital y las nuevas tecnologías están permitiendo a las nuevas compañías de energía limpia conseguir una ventaja competitiva frente a las grandes corporaciones tradicionales.

En los siguientes epígrafes, se analizarán las principales decisiones estratégicas adoptadas en las grandes compañías de la industria energética, financiera y automovilística que son un reflejo de esa apuesta privada por las energías renovables. Por otro lado, se presentarán las principales tendencias con relación a las energías limpias en esos sectores de actividad.

1. Industria energética: Las compañías petrolíferas entran en la industria de las renovables

El crecimiento de la importancia de las energías renovables, así como la existencia de nuevas políticas que sancionan las altas emisiones de gases de efecto invernadero de las compañías energéticas son actualmente un hecho. Para enfrentarse a esta realidad, las estrategias corporativas tienen una doble vertiente. Por un lado, las compañías intentan proteger aquellas unidades de negocio que tienen mayores probabilidades de ser sostenibles a largo plazo y por lo tanto aumentan su producción de productos petroquímicos y de combustible para aviones (Ben Samoun, Follette, Goydan, y Webster, 2018). Por otro lado, al mismo tiempo que protegen el núcleo de su negocio actual, las compañías petrolíferas están aumentando significativamente su interés en el mercado de las energías renovables. Ante la reducción de los costes de las energías limpias, la importancia creciente de la responsabilidad social corporativa para el consumidor final y el objetivo de tener una oferta de productos más diversificada ha llevado a las compañías de hidrocarburos más relevantes del panorama global a invertir de forma decidida en fuentes de energía alternativas (Motyka, 2019).

De esta forma, las nuevas acciones para reducir los efectos del cambio climático suponen una amenaza para el resultado neto de las empresas energéticas, en especial de las de hidrocarburos, puesto que estas políticas tienen la capacidad de suavizar la demanda de combustibles fósiles a largo plazo además de dañar la imagen de las compañías y aumentar sus costes a través de impuestos a las emisiones (Zhong y Bazilian, 2018). Por consiguiente, empresas del sector a nivel mundial y también en España han realizado importantes inversiones y adquisiciones de compañías centradas en la generación de energía de bajas emisiones para reposicionar su estrategia de negocio a partir de su tamaño, su red de distribución y su amplio conocimiento de las operaciones energéticas y de la industria.

En primer lugar, la empresa francesa *Total S.A.* adquirió en el año 2011 una participación del 60% en la compañía americana de producción de paneles solares *SunPower Corp.* Mediante esta transacción, *Total* entraba en el negocio de paneles solares mientras *SunPower* conseguía capacidad de apalancamiento y una amplia red de distribución a

nivel global para crecer más rápido y llegar más lejos (Gold, 2011). En los años posteriores a esta compra, *Total* planteó a sus accionistas un compromiso firme con una inversión anual de 500 millones de dólares en proyectos de energía solar y biocombustibles para aprovechar el crecimiento de este sector para afianzarse como un negocio rentable (Blas, 2015).

En este mismo sentido, en julio de 2017, la compañía holandesa *Royal Dutch Shell* creó una división de *New Energy* (Energía Nueva) a través de la cual se comprometía a invertir 1.000 millones de dólares en energía limpia todos los años. Sin embargo, tan solo unos meses más tarde, *Shell* ya había duplicado este compromiso y tenía la intención de aumentar esa inversión a 2.000 millones anuales hasta 2020 mientras que también planteaba una reducción de las emisiones de gases contaminantes en un 50% (Brown, 2017).

British Petroleum (BP), por otra parte, está utilizando su infraestructura actual en materia de transporte de combustibles líquidos desde su refino hasta su distribución al cliente final para la producción de combustibles renovables junto con la empresa química americana *DuPont* (Chatsko, 2018). Al igual que otras compañías europeas, *BP* adquirió en el año 2017 una participación del 43% en la empresa británica de proyectos de energía solar *Lightsource*, mediante el que entraba en el negocio de la gestión de huertas solares ya que según la propia compañía resulta más rentable y tiene unos márgenes más atractivos que la producción de paneles (Ward y Thomas, 2017).

La empresa estatal de hidrocarburos de Noruega *Equinor* (anteriormente conocida como *Statoil*) destinó 200 millones de dólares en 2016 a la apertura de un fondo de capital riesgo – *Statoil Energy Ventures* – con el objetivo de invertir en compañías atractivas y ambiciosas con oportunidades de crecimiento en la industria de las energías renovables (Equinor, 2016). Este fue el primer movimiento de la nueva división de *New Energy Solutions* (Nuevas Soluciones Energéticas) que pretende compaginar la inversión en petróleo y gas con oportunidades energéticas renovables incluyendo energía solar, eólica terrestre y marina, así como proyectos de almacenamiento, transporte y distribución de energía.

Con respecto a las compañías españolas, Repsol estableció en su plan estratégico 2018-2020 la apuesta por la generación de electricidad de bajas emisiones en una estrategia más grande de transición a ser una compañía multienergía que tenga el 5% de cuota de mercado de la electricidad en España para el año 2025 (Expansion, 2019). Este proceso se inició en noviembre de 2018 con la compra de los activos de generación de energía de bajas emisiones de Viesgo (Repsol, 2018). Tras esta primera adquisición, Repsol ha comprado posteriormente Valdesolar Hive (una de las mayores plantas solares de España) y ha cerrado un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo con Solaria.

Por otro lado, esta tendencia de las grandes corporaciones de hidrocarburos de invertir en investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, así como en adquisiciones también se produce en el continente norteamericano. Por ejemplo, *Exxon Mobil* destina 1.000 millones de dólares al año para investigar tecnologías para reducir las emisiones de carbono, así como para desarrollar junto con *Renewable Energy Group* – el mayor productor de biodiesel en Estados Unidos – un biocombustible que se obtenga del uso de la biomasa residual (Chatsko, 2018).

En resumen, tras el análisis y síntesis de un gran número de operaciones e inversiones como las mencionadas anteriormente, Zhong y Bazilian (2018) han identificado las cuatro estrategias mayoritarias que adoptan las compañías petrolíferas para establecer una posición relevante en el mercado de las energías renovables. La primera de ellas trata de incorporar las energías limpias a las operaciones de petróleo y gas. En este sentido, algunas empresas han sustituido el gas natural por energía solar térmica en el proceso que persigue la reducción de la viscosidad del crudo para aumentar la producción de productos refinados. La segunda estrategia se basa en el apalancamiento del conocimiento de las operaciones energéticas para desarrollar refinerías de biocombustible. De igual manera, ciertas empresas optan por utilizar sus infraestructuras marinas para establecer centrales eólicas marítimas. En tercer lugar, otras empresas optan por proveer capital riesgo y actuar como aceleradoras de *start-ups* con tecnología novedosa para las energías limpias. Finalmente, existen ciertas compañías que apuestan por una transición desde el negocio del petróleo al negocio de la electricidad. Estas empresas juegan un papel fundamental en las grandes inversiones en nueva capacidad de energía renovable.

2. Industria financiera: Los bancos crean fondos de energías renovables y emiten bonos verdes

Por primera vez en el desarrollo reciente de la energía sostenible, los proyectos de construcción de infraestructura y generación de energías están empezando a financiarse sin necesidad de subvenciones del sector público (Warren y Shaw, 2019). Por lo tanto, este hecho demuestra que las principales instituciones financieras observan auténtico potencial en estas nuevas fuentes de energía para generar rentabilidad en el largo plazo. En este sentido, los gestores de carteras y las firmas de capital riesgo están creando carteras para invertir en una diversidad de proyectos sostenibles, desde empresas generadoras de energía solar o eólica hasta compañías centradas en la producción de baterías o de bombillas de bajo consumo. Gracias a esta inversión, se reducen significativamente los costes de transacción de los proyectos de energías renovables, al adoptar una escala mayor, permitiendo alcanzar tamaños de inversión significativamente mayores (Motyka, 2019).

Por otra parte, los inversores institucionales como los fondos de pensiones o las compañías de seguros también juegan un rol fundamental en la inversión en proyectos de energías limpias. Debido a su perfil de riesgo, este tipo de inversores prefieren proyectos con flujos de caja predecibles y, por lo tanto, se limitan a invertir en proyectos ya operativos. No obstante, esta tendencia podría estar cambiando. En el año 2017, los inversores institucionales en Europa dedicaron 10 mil millones de dólares a la financiación de proyectos de nueva creación y, por consiguiente, mucho más arriesgados (REN21, 2018).

Ante el crecimiento de las instituciones financieras de todo tipo que invierten en proyectos sostenibles, se ha generado un debate acerca del verdadero impacto de estas decisiones de inversión en el desarrollo de las energías renovables. Mientras ciertos inversores afirman que solo el consumo de energías renovables influye en su desarrollo, otros inversores consideran que el crecimiento de la inversión en proyectos de energías renovables favorecerá, en el largo plazo, a este tipo de energía frente a los combustibles fósiles (Gray, 2018). En cualquier caso, el aumento en el interés en las energías renovables tanto por parte de las instituciones financieras como de los inversores

individuales está canalizando un fuerte flujo de capital a proyectos sostenibles lo que permite un desarrollo acelerado de los mismos, a la vez que reduce su dependencia de las subvenciones públicas.

De igual manera, las instituciones financieras han creado un nuevo instrumento de financiación denominado bono verde, a través del cual se financian o refinancian en exclusiva proyectos verdes, sostenibles y socialmente responsables (BBVA, 2017). Este instrumento empezó a utilizarse en el año 2007 con una emisión conjunta realizada por el Banco Mundial y el Banco Europeo de Inversiones, pero ha visto un desarrollo mucho mayor en los últimos años. Muestra de ello es que la emisión de bonos verdes aumentó un 67% en el año 2017 hasta los 163 mil millones de dólares (UNEP y BNEF, 2018).

En el comienzo de la segunda década de desarrollo de los bonos verdes, hay un gran número de factores tanto desde el punto de vista de los inversores como del sector público que están originando este incremento exponencial en las emisiones de bonos verdes. Por un lado, el interés creciente en este tipo de productos permite a los emisores de deuda ampliar el espectro de inversores a los que acceden. Por otro lado, las instituciones gubernamentales y supranacionales están dotando a este sistema de bonos de una normativa específica que permite definir las diferencias con otras emisiones y otorga a los participantes del mercado de una mayor seguridad jurídica (Katugampola, 2018).

Siguiendo esta tendencia de financiación a proyectos empresariales con un impacto medioambiental positivo, la publicación de los *Green Loan Principles* en marzo de 2018 está permitiendo una transición desde el uso exclusivo de bonos verdes hacia una oferta de productos más amplia que incluye un gran número de fuentes de financiación. En este sentido, Becker (2019) espera que los bancos empiecen a ofrecer hipotecas verdes para la compra de viviendas eficientes energéticamente.

3. Industria automovilística: El desarrollo del vehículo eléctrico y de las baterías de litio contribuye al crecimiento de las energías renovables

En el año 2015, el 32% de la energía final que se consumió a nivel global tuvo el transporte como su destino final. Sin embargo, solo el 3% de esa energía fue generada por fuentes renovables. Este dato contrasta con la calefacción y la electricidad, segmentos de consumo en los que un 27% y un 25%, respectivamente, provienen de fuentes limpias (REN21, 2018). De esta forma, resulta innegable que las energías renovables tienen un gran espacio de crecimiento en el sector del transporte.

En los últimos años, el cambio climático y las consiguientes políticas medioambientales por parte de las diferentes administraciones locales y estatales ha originado un aumento en la presión a la industria automovilística para que acelerara la descarbonización tanto en las plantas de producción de coches como en el producto final que lanzaban al mercado. De igual manera, las economías desarrolladas sin recursos petrolíferos, persiguen opciones que le permitan ser menos dependientes de una materia prima con fecha de caducidad y al mismo tiempo, no depender de potencias extranjeras. Finalmente, la mayor concienciación social acerca de la importancia de reducir las emisiones de CO₂ está cambiando las preferencias de los consumidores que empiezan a valorar aspectos medioambientales en sus compras. Los tres factores explicados anteriormente han provocado que, desde los comienzos de esta década, las compañías productoras de automóviles estén compitiendo de una forma decidida por diseñar y lanzar al mercado coches híbridos o eléctricos con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, en el año 2017, el mercado de vehículos eléctricos ascendió a 1,23 millones de coches, lo que supone un aumento del 58% respecto con el año anterior. Así, existen actualmente más de 3 millones de vehículos eléctricos en uso a nivel global siendo China, Europa y Estados Unidos los principales mercados para coches de esta índole (REN21, 2018).

Sin embargo, mientras que las principales empresas de la industria automovilística compiten por cuota en un mercado centrado en la autonomía, velocidad de carga y aceleración del vehículo, ninguna compañía se enfrenta al verdadero desafío: los vehículos eléctricos son solo tan limpios como las fuentes utilizadas para generar la

electricidad con la que se recargan (Isac y Badshah, 2019). Como resulta imposible lograr un control eficiente de la energía utilizada para su carga, están surgiendo nuevas opciones que pueden usarse como combustibles de los vehículos y que aseguran que la energía se ha conseguido de una forma completamente limpia. En este escenario de búsqueda de alternativas sostenibles, la compañía japonesa *Toyota* ha diseñado un nuevo modelo, el *Mirai*, un coche impulsado exclusivamente por hidrógeno y cuya única emisión es de agua (Toyota, 2018). Aunque resulte sorprendente, un vehículo impulsado por hidrógeno presenta más similitudes en sus prestaciones de conducción y experiencia de usuario con los coches tradicionales que con los eléctricos. Así, un coche alimentado con hidrógeno goza de una mayor autonomía y necesita recargarse en estaciones como las gasolineras actuales.

No obstante, algunos informes han concluido que con la electrificación del transporte se puede alcanzar una reducción del 60% en las emisiones de gases de efecto invernadero sin importar el porcentaje exacto del *mix* eléctrico que proviene del carbón, el gas natural o las energías renovables. Por ejemplo, en Estados Unidos, más del 20% de las emisiones de CO₂ provienen de los vehículos ligeros de combustión interna, por lo que promover el uso de los vehículos eléctricos podría contribuir significativamente a la mejora de la situación medioambiental (Guille, Herger, y Scalise, 2018).

Como ha sido analizado previamente, los avances de la industria automovilística con relación al vehículo eléctrico contribuyen al desarrollo de las energías renovables y a la sostenibilidad en una doble vertiente. En primer lugar, el proceso de electrificación del transporte urbano genera un mayor consumo eléctrico por lo que las fuentes de energía limpias adoptan una posición central para absorber la mayor demanda de energía eléctrica. De igual manera, el incremento en el uso de los coches eléctricos ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un porcentaje significativo.

Sin embargo, las contribuciones del sector del automóvil al desarrollo de las energías renovables no se limitan a estos dos puntos. Tanto las compañías que diseñan vehículos eléctricos como aquellas que generan energía eléctrica por fuentes renovables, encuentran un desafío similar: el almacenamiento de energía. Desde su creación, los coches eléctricos se han enfrentado al problema de la autonomía y la velocidad de carga

para atraer a un número de clientes más altos. Por otro lado, las energías renovables, en especial la energía solar y la energía eólica, hacen frente a un desafío similar. El hecho de que su fuente de energía – la luz solar o el viento – sea intermitente dificulta la posibilidad de ofrecer un servicio constante de electricidad si no existe un sistema de almacenamiento de la energía efectivo.

En este sentido, según las tendencias recientes en ambos sectores, la solución para los dos problemas son las baterías de litio. En la industria del automóvil, aunque la mayoría de los coches híbridos y eléctricos utilicen actualmente baterías de níquel metal hidruro, el incipiente uso de baterías de litio está demostrando mejor prestaciones y un resultado más cercano a las expectativas del consumidor. Por lo tanto, las empresas más innovadoras en el sector del automóvil se están centrando en desarrollar este tipo de baterías. El crecimiento en el uso y el interés de este tipo de almacenamiento de energía tanto en el sector de la movilidad eléctrica como en el de la electrónica de consumo está propiciando una reducción significativa en el coste de las baterías (260 dólares por kilovatio-hora en 2016 frente a más de 1.000 dólares en 2010), lo que fomenta la demanda de esta tecnología para otras aplicaciones como el almacenamiento de energía en grandes huertos solares o centros de generación de energía eólica (Frankel y Wagner, 2017).

El uso de esta tecnología de almacenamiento de energía va a moldear el futuro de las energías renovables puesto que permite reducir la intermitencia de las fuentes, asegurar su fiabilidad, ayuda a digitalizar el entorno, regular el voltaje y la frecuencia, creando, en definitiva, un sistema de distribución y transmisión de la energía más flexible (Critchlow y Denman, 2018). En definitiva, el desarrollo de las baterías de litio está promoviendo una relación estrecha de transferencia de conocimiento y de tecnología entre el sector del automóvil (en especial de los vehículos eléctricos) y la industria de las energías renovables (particularmente la generación de energía solar y eólica).

V. Conclusiones

Tras un análisis profundo de la literatura previa, se observa la selección de una amplia cantidad de variables que influyen en el precio del petróleo. Estos factores incluyen desde aspectos fundamentales del mercado como la oferta y la demanda del mismo hasta variables macroeconómicas o financieras. Sin embargo, no se ha realizado previamente un análisis empírico del impacto que tienen las energías renovables en el precio del petróleo y como esta influencia ha cambiado con el tiempo.

De esta forma, el estudio de este impacto ha tenido una triple vertiente. En primer lugar, se ha repasado la literatura previa para describir el marco teórico sobre el que desarrollar el estudio posterior y para identificar todas las variables influyentes en el precio del petróleo y su relación con el mismo. A continuación, se ha planteado un modelo de regresión lineal introduciendo el consumo de energías renovables como nueva variable para evaluar su impacto sobre la cotización del barril WTI en el caso de Estados Unidos. Finalmente, se ha realizado un estudio de la situación actual y expectativas futuras de la industria de las energías renovables a través del análisis de tres sectores fundamentales para el futuro de las mismas: los sectores energético, financiero y automovilístico.

Tras este estudio cuantitativo y cualitativo de la situación histórica y actual de las energías renovables, se pueden extraer las siguientes conclusiones. En primer lugar, tanto antes como después de la entrada en vigor de legislación para promover el uso de energías renovables, las energías limpias influyen en el precio del petróleo, pero de una forma diferente. Antes de la promulgación del *Renewable Fuel Standard* en 2005, al aumentar el consumo de energías renovables, disminuía el precio del barril WTI. Sin embargo, a partir de septiembre de 2005, esta relación se ha invertido y el incremento en la demanda de energías limpias, genera un incremento en la cotización del crudo. Por otro lado, se aprecia una tendencia clara de las principales compañías del sector energético tradicional, en especial de las empresas de hidrocarburos, hacia un aumento de la importancia de las energías renovables en su gama de productos. De igual manera, la posibilidad de que los proyectos de energías renovables sean rentables sin necesidad de subvenciones públicas ha atraído a un gran número de inversores tanto

institucionales como individuales con el consiguiente aumento del flujo de capital entrante. Por último, el desarrollo de la movilidad eléctrica y de nuevas formas de almacenamiento de energía permite reducir las emisiones de gases, así como transferir estas nuevas tecnologías a la industria de las energías renovables para superar problemas fundamentales como la intermitencia de sus fuentes o la irregularidad de su voltaje.

En definitiva, las transformaciones en los hábitos de generación y consumo de energía originadas por la concienciación social y empresarial con el cambio climático tienen un impacto significativo en el mercado del petróleo. Mientras que, desde un punto de vista cuantitativo, se observa una relación clara entre el consumo de energías renovables y el precio del barril WTI en Estados Unidos, se aprecia igualmente una tendencia en diferentes industrias hacia el aumento de la inversión en fuentes de energía limpia en detrimento de los combustibles fósiles.

VI. Referencias

- Barksy, R. B., y Kilian, L. (2002). Do We Really Know that Oil Caused the Great Stagflation? A Monetary Alternative. *NBER Macroeconomics Annual 2001*, 16, 137-183.
- Baumeister, C., y Kilian, L. (2016). Forty Years of Oil Price Fluctuations: Why the Price of Oil May Still Surprise Us. *Journal of Economic Perspectives*, 30(1), 139-160.
- BBVA. (6 de Octubre de 2017). *Bonos verdes: qué son y cómo funcionan*. Obtenido de BBVA: <https://www.bbva.com/es/bonos-verdes-que-son-que-financian/>
- Becker, J. (8 de Enero de 2019). *Green finance trends in 2019*. Obtenido de Luxembourg Stock Exchange: <http://news.bourse.lu/48068-green-finance-trends-in-2019>
- Ben Samoun, M.-H., Follette, C., Goydan, P., y Webster, J. (26 de Febrero de 2018). *Are Oil Companies Ready for the Next Energy Transition in the US?* Recuperado el 20 de Mayo de 2019, de BCG: <https://www.bcg.com/publications/2018/are-oil-companies-ready-for-next-energy-transition-us.aspx>
- Blas, J. (23 de Septiembre de 2015). Total Plans \$500 Million Annual Investment in Renewable Energy. *Bloomberg*.
- Bloomberg, B., y Harris, E. (Octubre de 1995). The commodity-consumer price connection: fact or fable? *Federal Reserve Bank of New York Economic Policy Review*, 21-38.
- Brown, T. R. (17 de Diciembre de 2017). *Shell's Energy Transition Speeds Up*. Obtenido de Seeking Alpha: <https://seekingalpha.com/article/4132498-shells-energy-transition-speeds>
- Chatsko, M. (4 de Junio de 2018). *Big Oil Is Investing Billions in Renewable Energy. Here's Where and How*. Obtenido de The Motley Fool: <https://www.fool.com/investing/2018/06/04/big-oil-is-investing-billions-in-renewable-energy.aspx>
- Comisión Europea. (2019). *Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE)*. Obtenido de Comisión Europea: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es
- Comité de Gobernadores de la Reserva Federal. (1 de Mayo de 2019). *Real Trade Weighted U.S. Dollar Index: Broad, Goods*. Obtenido de FRED, Federal Reserve Bank of Saint Louis: <https://fred.stlouisfed.org/series/TWEXOMTH>
- Commodity Futures Trading Commission. (2008). *Interim Report on Crude Oil*. Washington D.C.
- Critchlow, J., y Denman, A. (1 de Febrero de 2018). *The Energy Revolution Of 2018: Electricity Storage*. Recuperado el 26 de Mayo de 2019, de Bain & Company: <https://www.bain.com/insights/the-energy-revolution-of-2018-forbes/>

- Equinor. (16 de Febrero de 2016). *Statoil launches USD 200m new energy investment fund*. Recuperado el 23 de Mayo de 2019, de Equinor:
<https://www.equinor.com/en/news/launches-usd200m-new-energy-investment-fund.html>
- Expansion. (4 de Febrero de 2019). *Repsol estudia la compra de X-Elio para seguir creciendo en energías renovables*. Recuperado el 23 de Mayo de 2019, de Expansion:
<http://www.expansion.com/empresas/energia/2019/02/04/5c58520b468aeb4088b45d9.html>
- Fattouh, B. (Enero de 2011). An Anatomy of the Crude Oil Pricing System. *The Oxford Institute for Energy Studies*.
- Frankel, D., y Wagner, A. (Junio de 2017). *Battery storage: The next disruptive technology in the power sector*. Obtenido de McKinsey & Company:
<https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector>
- Gold, R. (30 de Abril de 2011). Total Buys Stake in Solar Firm. *Wall Street Journal*.
- Gray, T. (12 de Octubre de 2018). These Funds Aim to Power Their Returns With Clean Energy. *The New York Times*.
- Guille, C., Herger, J., y Scalise, J. (13 de Abril de 2018). *Electric Cars Could Recharge Growth for Utilities*. Recuperado el 25 de Mayo de 2019, de Bain & Company:
<https://www.bain.com/insights/electric-cars-could-recharge-growth-for-utilities/>
- Hamilton, J. (2009). Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–08. *Brookings Papers on Economic Activity*, 215-261.
- Hamilton, J. D. (2003). What Is an Oil Shock? *Journal of Econometrics*, 113(2), 363-398.
- Isac, N., y Badshah, W. (2019). Sustainable Development in Renewable Energy: The New Strategy Direction for the Automotive Industry. *Ecoforum*, 8(1).
- Juvenal, L., y Petrella, I. (2014). Speculation in the Oil Market. *Journal of Applied Economics*(30), 621-649.
- Katugampola, N. (25 de Septiembre de 2018). *Ten Years In, the Green Bond Market Is Poised for Growth*. Obtenido de Morgan Stanley:
<https://www.morganstanley.com/ideas/green-corporate-bonds>
- Kilian, L. (2008). Exogenous Oil Supply Shocks: How Big Are They and How Much Do They Matter for the U.S. Economy? *Review of Economics and Statistics*, 90(2), 216-140.
- Kilian, L., y Lee, T. K. (2014). Quantifying the Speculative Component in the Real Price of Oil: The Role of Global Oil Inventories. *Journal of International Money and Finance*, 42, 71-87.
- Kilian, L., y Murphy, D. P. (2014). The Role of Inventories and Speculative Trading in the Global Market for Crude Oil. *Journal of Applied Econometrics*, 29(3), 454-478.

- Liu, W.-M., Schultz, E., y Swieringa, J. (2014). Price Dynamics in Global Crude Oil Markets. *Journal of Futures Markets*.
- Martinez de Ibarreta Zorita, C., Alvarez Fernandez, C., Budria Rodriguez, S., Curto Gonzalez, T., y Escobar Torres, L. S. (2017). *Modelos cuantitativos para la Economía y la Empresa en 101 ejemplos*. Madrid: EV Services.
- Masters, M. W. (2009). *The 2008 Commodities Bubble: Assessing the Damage to the United States and Its Citizens*, 111th Cong. Testimonio ante el “Committee on Homeland Security and Governmental Affairs United States Senate”).
- Melichar, M., y Atems, B. (2018). Global crude oil market shocks and global commodity prices. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*, 92-106.
- Montepeque, J. (Febrero de 2012). Oil Price Benchmarks in International Trade. *Oxford Energy Forum*(87), 3-6.
- Motyka, M. (2019). *2019 Renewable Energy Industry Outlook*. Deloitte.
- Omri, A., Daly, S., y Nguyen, D. K. (2015). A robust analysis of the relationship between renewable energy consumption and its main drivers. *Applied Economics*, 47(28), 2913-2923.
- Painter, D. S. (2014). Oil and Geopolitics: The Oil Crises of the 1970s and the Cold War. *Historical Social Research*, 39(4), 186-208.
- Pierru, A., Smith, J. L., y Zamrik, T. (2018). OPEC’s Impact on Oil Price Volatility: The Role of Spare Capacity. *The Energy Journal*, 39(2), 173-196.
- Pindyck, R. S., y Rotemberg, J. J. (1990). The excess co-movement of commodity prices. *Economic Journal*, 100, 1173-1189.
- Rapier, R. (30 de Diciembre de 2018). *Why Oil Prices Rose And Crashed In 2018*. Recuperado el 14 de May de 2019, de Oilprice: <https://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/Why-Oil-Prices-Rose-And-Crashed-In-2018.html>
- REN21. (2018). *Renewable 2018. Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- Repsol. (2 de Noviembre de 2018). *Repsol completa la compra de los activos de Viesgo y su comercializadora*. Recuperado el 23 de Mayo de 2019, de Repsol: <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/repsol-completa-compra-activos-viesgo-comercializadora.cshtml>
- Sadorsky, P. (2000). The empirical relationship between energy futures prices and exchange rates. *Energy Economics*, 22, 253-266.
- Toyota. (19 de Enero de 2018). *The Toyota Mirai Fuel Cell Electric Vehicle to Go on Sale This Year in Canada Starting in Québec*. Obtenido de Toyota: <https://global.toyota/en/newsroom/toyota/20724107.html>
- U.S. Energy Information Administration. (2018a). *Nonrenewable Energy Explained*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=nonrenewable_home
- U.S. Energy Information Administration. (2018b). *Renewable Energy Explained*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=renewable_home

- U.S. Energy Information Administration. (2019). *Annual Energy Outlook 2019*. U.S. Department of Energy.
- UNEP y BNEF. (2018). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2018*. Frankfurt: Frankfurt School of Finance & Management .
- Upadhyay, R. (28 de Agosto de 2016). *Ignoring Fundamentals: Speculation Has Been Driving Oil Prices*. Recuperado el 12 de Mayo de 2019, de Oil Price: <https://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/Ignoring-Fundamentals-Speculation-Has-Been-Driving-Oil-Prices.html>
- Ward, A., y Thomas, N. (15 de Diciembre de 2017). BP warms to renewables with \$200m stake in solar developer. *Financial Times*.
- Warren, B., y Shaw, L. M. (Mayo de 2019). *Banking on merchant*. Obtenido de EY: <https://www.ey.com/uk/en/industries/power---utilities/ey-recai-may-2019-renewable-energy-banking-on-merchant>
- Wooldridge, J. M. (2010). *Introducción a la econometría. Un enfoque moderno* (4ª edición ed.). México, D.F.: Cengage Learning.
- Yergin, D. (1992). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power*. New York: Simon and Schuster.
- Zhang, Y.-J., Fan, Y., Tsai, H.-T., y Wei, Y.-M. (2008). Spillover effect of US dollar exchange rate on oil prices. *Journal of Policy Modelling*, 30, 973-991.
- Zhong, M., y Bazilian, M. D. (2018). Contours of the energy transition: Investment by international oil and gas companies in renewable energy. *The Electricity Journal*, 31, 82-91.