



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
INDUSTRIAL

**RIESGO DE PRECIO DE LAS MATERIAS
PRIMAS EN LAS ACTIVIDADES
APROVISIONAMIENTO**

Autor: Raúl Serrano Valls

Director: Alberto Muñoz Pérez

Madrid

Junio 2018

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Raúl Serrano Valls

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

RIESGO DE PRECIO DE LAS MATERIAS PRIMAS EN LAS ACTIVIDADES APROVISIONAMIENTO, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 08 de Junio de 2018

ACEPTA



Fdo: Raúl Serrano Valls

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**RIESGO DE PRECIO DE LAS MATERIAS PRIMAS EN LAS ACTIVIDADES
APROVISIONAMIENTO**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2017-2018 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total
ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

A handwritten signature in black ink, consisting of the name 'Serrano' written in a cursive style, enclosed within an oval shape. Below the oval, there are several horizontal strokes that extend across the width of the signature.

Fdo: Raúl Serrano Valls Fecha: 08 / 06 / 2018

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

A handwritten signature in blue ink, consisting of the name 'Alberto Muñoz Pérez' written in a cursive style. The signature is followed by a long, horizontal stroke that extends to the right.

Fdo: Alberto Muñoz Pérez Fecha: 14 / 06 / 2018



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
INDUSTRIAL

**RIESGO DE PRECIO DE LAS MATERIAS
PRIMAS EN LAS ACTIVIDADES
APROVISIONAMIENTO**

Autor: Raúl Serrano Valls

Director: Alberto Muñoz Pérez

Madrid

Junio 2018

Raúl
Serrano
Valls

**Riesgo de precio de las materias primas en las actividades de
aprovisionamiento**



utilizados en los contratos de aprovisionamiento son el Henry Hub (marcador de referencia del gas) y el Brent (marcador de referencia del petróleo en la bolsa de Londres). En cuanto a productos refinados el RBOB es el marcador de referencia de la gasolina.

Será por tanto objetivo de este proyecto estudiar en profundidad el riesgo de precio de dichos marcadores y analizar cómo afecta al margen de las refinerías las fluctuaciones en los precios ya que estas compañías obtienen sus beneficios de la diferencia entre los precios de los refinados y de los materias primas entrantes.

La línea argumental seguida en el proyecto parte de una explicación inicial del negocio del petróleo prestando especial atención a la actividad de refino. Con ello se pretende introducir la relación cuantitativa existente entre el número de barriles de petróleo que entran y la cantidad de gasolina obtenida de cara a una mejor comprensión del *Crack Spread*. En estos primeros compases del trabajo se cuantifican las reservas existentes de petróleo y su distribución geográfica de cara a comprender posteriormente los juegos de fuerza existentes entre los países ofertantes y los demandantes.

Una vez contextualizado el trabajo se pasa a explicar las transacciones entre las partes haciendo hincapié en tres grandes bloques: Principales transacciones, Integrantes del mercado y Tipos de contratos. En el primero de ellos se explican los tipos de coberturas empleados: futuros, opciones y transacciones estructuradas. En el segundo se analiza quienes son los grupos de interés que intervienen en el mercado como por ejemplo, refinerías, consumidores finales, productores, bancos de inversión, etc. Por último se explican algunos de los contratos y estrategias empleados para realizar las coberturas como son los swaps, collar, etc.

Los instrumentos de cobertura descritos son empleados en este sector para proteger el margen de refino o Crack Spread que es la diferencia de precio entre el marcador de la gasolina (Output) y el marcador del petróleo (Input). Una vez se han descrito las posibles configuraciones de esta relación se exponen los riesgos de esta cobertura (Riesgo base, riesgo volumétrico y riesgo de configuración del refino) y se analiza la correlación entre las variaciones de los precios de ambos indicadores.

A continuación y para intentar arrojar luz sobre los motivos que fomentan las fluctuaciones en los precios de las *commodities* se dedica un apartado a la volatilidad de

los precios del crudo. Primero se investiga el comportamiento del precio en el pasado en busca de los factores externos y acontecimientos internacionales que han afectado tradicionalmente a la estabilidad del mercado y posteriormente se exponen los factores que influyen en la configuración de los precios.

Para poder comparar los precios del último siglo con los valores actuales se ha actualizado el valor del dinero concluyéndose que el precio del petróleo siempre ha experimentado fuertes variaciones. Entre los potenciales factores que influyen en la configuración del precio se han destacado la demanda, la oferta (Distinguiendo entre miembros de la OPEP y no miembros), las reservas o aprovisionamiento (como herramienta de protección empleado por los países y compañías para cubrirse las fluctuaciones) y los mercados financieros (como agentes intervinientes en el mercado).

Una vez analizado el sector, el mercado, la volatilidad y las posibles coberturas, se enfoca el proyecto hacia el análisis de los riesgos. Esta nueva parte si bien está estrictamente ligada con la anterior empieza con una descripción más generalista de los tipos de riesgo para después centrarse en el riesgo de mercado.

En este apartado se introducen los conceptos de riesgo de tipo de cambio, riesgo de tipos de interés y riesgo de precio de las *commodities* para después centrarse en las diferentes medidas que se emplean habitualmente para cuantificar los riesgos. De las medidas utilizadas (*VAR*, *Back Testing*, *Stress Testing* y *ES*) la más desarrollada es la primera ya que será la utilizada para medir el riesgo de una cartera propuesta. El motivo por el que se emplean diferentes medidas es el carácter complementario que presentan ya que por ejemplo el VAR no mide el riesgo en las colas.

La cartera objeto de estudio se analiza mediante las tres metodologías del VAR descritas en el trabajo: Simulación Histórica, Paramétrica y de Montecarlo con el fin de comparar la diferencias entre ellas y poner en práctica los conocimientos teóricos descritos.

COMMODITY PRICE RISK MANAGEMENT

ABSTRACT:

The energy consumed nowadays in the industrial, the transportation or the domestic sector is obtained from different sources, outstanding the oil and the gas. In Europe, these two fuels represent more than 60% of the total consumption, figure that increases up to 70% in the case of North America. In addition, the consumption of primary energy (understood as the energy available in the nature before being converted or transformed) worldwide has increased annually during the last 25 years.

Within this context, the oil and the gas have been the sources of energy with the biggest increase in demand last year, overtaking the renewable sources of energy that maintain their growth, increasing its contribution to 52,9 million of tons of oil equivalent.

The importance of this matter makes of its provisions a key activity for energy corporations, principally because the evaluation is subdued to a big uncertainty as a consequence to the variations of the price of the commodities, the variation in the type of change and due to the fluctuations in the types of interest. These volatility in the evaluation of raw materials supposes an important risk to the profitability of the companies of the sector.

The changes in the evaluation of the contracts of supplies are related to the market contributions (from now on indicators), to which are indexed the contracts of supplies.

The indicators most frequently used in the contracts of supplies are the Henry Hub (indicator of reference of gas) and the Brent (indicator of reference of the oil in the London's stock market). With regard to refined products the RBOB is the indicator of reference of the petrol.

As a consequence, the objective of this project is to study in depth the risk of the price of such indicators and analyse how they affect to the margin of the refineries the fluctuations in the prices, as this companies obtain their benefits from the difference in the prices of the incoming refined materials and the raw materials.

or provisions (as a tool of protection used in countries and companies to cover the fluctuations) and the financial markets (as participant agents in the market).

Once analysed the sector, the market, the volatility and the possible covertures, the project is focused in the analysis of risks. This new part is strictly bounded with the previous part and begins with a more generalist description on the types of risks in order to focus afterwards in the market risk.

In this section we introduce concepts of risks of types of change, risk of interest and risk of prices of the commodities to after put the focus in the different measures that are frequently used to quantify the risks. The most frequently measures used (VAR, Back Testing, Stress testing and ES) the most developed one is the first one because it's the one most used to measure the risk of a portfolio proposed. The reason why there are many different measures used is the complementary character that they present, considering that for example the VAR doesn't measure the risk in the queues.

The portfolio object of study is analysed by means of the three methodologies of the VAR described in the project: Historic Simulation, Parametric and the Montecarlo with the objective of comparing the differences in between them and putting in practice the theoretical knowledge described.

ÍNDICE DE LA MEMORIA:

1.	Introducción.....	25
1.1.	El riesgo en el sector empresarial.....	25
1.2.	Coyuntura económica y energética internacional.	26
1.3.	Importancia del riesgo de mercado.	27
2.	Fuentes de energía Primaria. Oil&Gas.....	31
2.1.	Introducción.....	31
2.1.1.	Métodos de extracción.....	31
2.1.2.	Reservas estratégicas de petróleo.....	32
2.1.3.	Reservas probadas de petróleo.....	33
2.1.4.	Reservas probadas de gas	35
2.2.	Refino	37
2.2.1.	Composición del petróleo	37
2.2.2.	Proceso de refino. Etapas y subproductos.	38
2.2.3.	Cantidades de subproductos obtenidas por tonelada de materia prima .	39
2.2.4.	Tipos de refineries e impacto sobre el margen de refino.....	41
3.	Transacciones en el sector del Oil&Gas.	43
3.1.	Principales tipos de transacciones en los mercados de gas y petróleo.	43
3.2.	Grupos de interés e integrantes de los mercados.	44
3.3.	Principales tipos de contrato en los mercados del Oil&Gas.	45
3.3.1.	Collars	45
3.3.2.	Swaps	46
3.3.2.1	Vanilla Swap	46
3.3.2.2	Differential swap	47
3.3.2.3	Variable volumen swap.....	48
3.3.2.4	<i>Double-up swap</i>	48
3.3.2.5	<i>Participating swap</i>	48
3.3.3.	Crack spread 3:2:1	50
4.	Margen de Refino. Crack Spread:	51
4.1.	Margen bruto de venta de productos derivados	51
4.2.	Definición y principales relaciones:	52

4.3.	Principales riesgos de la cobertura 3:2:1	53
4.4.	Correlación entre el precio del petróleo y el precio de la gasolina.....	54
5.	Volatilidad de los precios del petróleo.....	57
5.1.	Introducción.....	57
5.2.	Análisis de la volatilidad de los Precios del petróleo.....	58
5.2.1.	Distribución histórica de los precios del petróleo.....	58
5.2.2.	Análisis de la volatilidad en el periodo 2015-2018.	60
5.3.	Potenciales factores que influyen en las fluctuaciones del mercado.....	62
5.3.1.	Efecto de la producción en los precios del crudo.	65
5.3.1.1	Producción de la OPEP.....	65
5.3.1.2	Producción de los países no integrados en la OPEC.	66
5.3.2.	Aprovisionamiento.	67
5.3.3.	Mercados Financieros	69
5.4.	Bancos comerciales y mercados financieros.	70
6.	Riesgos financieros.....	73
6.1.	Riesgo de mercado	73
6.2.	Riesgo de crédito.	74
6.3.	Riesgo operacional	75
6.4.	Riesgo reputacional.....	80
6.5.	Otros riesgos	80
7.	Riesgo de mercado	83
7.1.	Introducción.....	83
7.2.	Tipos de riesgo de mercado.....	84
7.2.1.	Riesgo de tipo de interés.	84
7.2.2.	Riesgo de tipo de cambio.	84
7.2.3.	Riesgo de precio de la <i>commodities</i>	85
7.3.	Correlación entre activos.....	86
7.4.	Value at Risk (VAR).....	87
7.4.1.	Simulación paramétrica.....	88
7.4.2.	VAR Histórico.....	91
7.4.2.1	Ventajas e inconvenientes de la metodología histórica.....	92
7.4.3.	Simulación de Montecarlo.....	93

7.4.3.1	Ventajas e inconvenientes de la simulación de Montecarlo.....	94
7.5.	Deficiencias del VAR: Medida del riesgo en las colas.....	95
7.6.	Expected shortfall.....	96
7.7.	Medidas coherentes del riesgo.	96
7.8.	Técnicas complementarias al VAR.....	97
7.8.1.	Back-Testing.....	97
7.8.2.	<i>Stress Testing</i>	98
8.	Estudio del VAR en una cartera.....	101
8.1.	Composición de la cartera.....	101
8.2.	Simulación histórica:.....	102
8.3.	Simulación paramétrica.....	105
8.4.	Simulación de Montecarlo.....	109
8.5.	Comparativa del VAR calculado con las diferentes metodologías.....	111
9.	Bibliografía y Referencias.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1: Consumo de energía por tipo de combustible.....	27
Figura 2: Comparación entre el Dólar Americano y el "CRB commodity Index"	28
Figura 3: Comparativa entre la evolución del consumo y la producción el periodo 1990-2016.de petróleo en.....	33
Figura 4: Reservas probadas de petróleo por países en 2016.....	34
Figura 5: Ratio R/P de petróleo calculado a partir de los datos del año 2016.....	35
Figura 6: Reservas probadas de gas natural por países en 2016.....	36
Figura 7: Ratio reservas producción de gas natural calculado a partir de los datos del año 2016	37
Figura 8: Torre de Refino.....	39
Figura 9: Ejemplo de posición collar.....	46
Figura 10: Estructura de precio de la gasolina a enero de 2018.	51
Figura 11: Correlación entre el precio de mercados de dos indicadores de referencia de gasolina y petróleo.	55
Figura 12: Variación anual del precio del barril de RBOB frente al WTI.	56
Figura 13: Evolución del precio de los principales marcadores en los últimos 20 años. 57	
Figura 14: Distribución de frecuencia de los precios medios del petróleo desde 1861. .	58
Figura 15: Distribución de frecuencia de los precios medios del petróleo desde 1971. .	59
Figura 16: Variaciones en la cotización diaria del WTI en % durante el periodo 2015-2018.....	61
Figura 17: Distribución de las fluctuaciones diarias del precio del WTI y del RBOB en el periodo 2015-2018.....	62
Figura 18: Comportamiento del precio del crudo ante acontecimientos geopolíticos y económicos	63
Figura 19: Cotización del WTI frente a las variaciones en la capacidad adicional de la OPEC.....	66
Figura 20: Comparativa entre el precio del barril de WTI, la demanda mundial de petróleo y la variación en los inventarios de aprovisionamiento.....	67
Figura 21: Relación entre el inventario de petróleo y la expectativa a un año vista sobre los precios del petróleo.....	68
Figura 22: Correlación entre los retornos diarios de los futuros del petróleo y otros indicadores financieros.....	70
Figura 23: Cálculo del VAR a partir de una distribución de ganancias.	87

Figura 24: Comparativa entre dos distribuciones con igual VAR pero diferente riesgo	95
Figura 25: Distribución de rendimientos históricos en %.....	103
Figura 26: Análisis Q-Q plot para ambos indicadores	105
Figura 27: Distribución de los rendimientos de los activos que componen la cartera.	106
Figura 28: Volatilidad del precio del RBOB t del WTI.	108
Figura 29: Representación gráfico de los distintos valores del VAR.	111
Figura 30: Comparación P&L para las distintas metodologías.....	112

Índice de tablas:

Tabla 1: Composición del petróleo	37
Tabla 2: Adquisiciones de materia prima en el años 2016 clasificada por países	40
Tabla 3: Resumen de producción por productos en el año 2016.	40
Tabla 4: Flujos de caja de la empresa que realiza la cobertura:	47
Tabla 5: Ejemplo de Participating swap ante dos escenarios de precios.....	50
Tabla 6: Crack Spread 1:1 WTI-RBOB	52
Tabla 7: Ejemplo de cálculo del crack spread para una relación 3:2:1. Datos reales del 29/06/2017.....	53
Tabla 8: Datos estadísticos sobre la distribución de retornos.	62
Tabla 9: Clasificación de los tipos de eventos de pérdida en Basilea II.	77
Tabla 10: Composición de la cartera en estudio.....	102
Tabla 11: Rendimientos de la de la serie histórica.	103
Tabla 12: Predicciones de precio empleando los rendimientos diarios.....	104
Tabla 13: Mark to Market para cada escenario.....	104
Tabla 14: Pérdida esperada a un nivel de confianza del 99%.	105
Tabla 15: Media y desviación empleadas para el cálculo de la normal.....	106
Tabla 16: Coeficientes de curtosis y asimetría.....	107
Tabla 17: Composición de la cartera en estudio.....	107
Tabla 18: Volatilidad diaria.....	107
Tabla 19: Valores empleados para el cálculo del VAR de la cartera.	108
Tabla 20: Valor en riesgo de la cartera calculado con la metodología paramétrica.	108
Tabla 21: Coeficientes de correlación y volatilidades de los indicadores.....	109
Tabla 22: Muestra de 9 escenarios generados para la obtención del VAR.	110
Tabla 23: Muestra de las rentabilidades simuladas para 9 escenarios de los 500 analizados.....	110
Tabla 24: VAR obtenido mediante la metodología de Montecarlo.	110
Tabla 25: Resumen de valores obtenidos para el VAR con las diferentes metodologías y a distintos niveles de confianza.....	111

1. Introducción

1.1. El riesgo en el sector empresarial

Toda corporación está expuesta a una serie de riesgos por el mero hecho de desarrollar una actividad económica, entendiendo éstos como la probabilidad de que ocurra un evento que perjudique los intereses de la empresa. Los cambios en la economía y en el entorno próximo de las corporaciones, así como la evolución propia de los negocios enfrentan a las empresas a nuevos riesgos.

En este contexto, la capacidad de las compañías para medir el riesgo determinará en gran medida el éxito de sus estrategias. Para poder realizar una valoración adecuada existen multitud de modelos y técnicas que permiten a las compañías cuantificar el impacto de sus decisiones bajo diferentes escenarios.

Para poder realizar las mediciones y gestionar los diferentes riesgos es necesario acotar cuales son las principales amenazas y oportunidades que rodean a cada negocio, identificando las actividades a las que se encuentran ligadas y determinando las herramientas con que se cuenta para poder mitigarlos.

La gestión de dichos riesgos y la correcta toma de decisiones (identificación de los tipos de riesgos, grado de exposición, posible impacto, cobertura, medidas de mitigación, etc.) son fundamentales para garantizar la rentabilidad de las corporaciones.

La importancia de determinados sectores económicos como el financiero o el energético ha dado lugar un aumento de la regulación. En el ámbito financiero se han tomado medidas como la exigencia de niveles mínimos de capital que garanticen la solvencia de las compañías ante coyunturas desfavorables.

El sector energético tiene un marcado carácter internacional, lo que introduce múltiples factores que pueden influir en el margen de las compañías, ejemplos de ello son las fluctuaciones en los tipos de cambio, la conflictividad en los países exportadores o el precio de las commodities. Además, al tratarse de un sector muy intensivo en capital, las compañías se ven obligadas a asumir elevadas tasas de endeudamiento.

1.2. Coyuntura económica y energética internacional.

Los últimos 10 años han estado salpicados por varias crisis económicas a nivel mundial que comenzaron en 2008- 2009 con la crisis financiera, a la que siguió la crisis de deuda soberana europea de los años 2010-2012 y el reajuste en los precios de las *commodities* del periodo 2014-2016.

En los últimos años la economía ha mostrado síntomas de recuperación, lo que se ha reflejado en la tasa de crecimiento del PIB a nivel mundial que en el año 2016 fue de 2,4% y que en 2017 se espera que se cierre entorno al 3%. Este último año se ha caracterizado además por el alza en el precio de las acciones y por la reducción de la volatilidad en las bolsas y en los mercados de bonos¹.

En este contexto de estabilización, el sistema financiero sigue presentando vulnerabilidades como consecuencia del largo periodo de abundancia de liquidez vivido en los últimos años y de los bajos costes de financiación. Esto ha dado lugar un aumento de las tasas de endeudamiento y a la aparición de desequilibrios financieros.

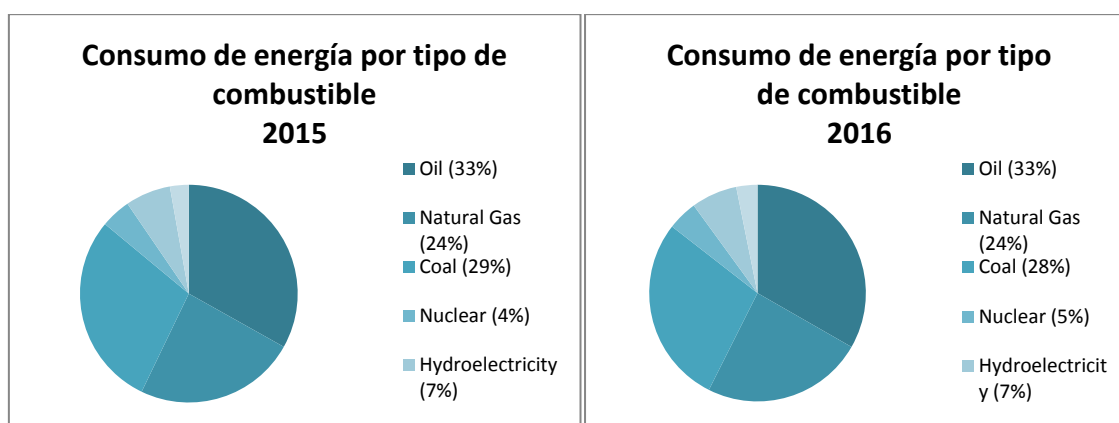
En este periodo de crisis económica el consumo de energía primaria ha continuado su crecimiento a nivel mundial, aumentando a una tasa anual media del 1,8% hasta 2015 y de un 1% en 2016. Este crecimiento varía en función de las regiones, destacando la diferencia existente entre los países desarrollados de Europa y América del norte que registraron tasas negativas (-0,2% y -0,4%) frente al aumento del 3,8% experimentado por los países asiáticos en el mismo periodo².

En el plano energético, la cobertura de la demanda se realiza con diferentes tecnologías (Petróleo, carbón, gas natural, hidroeléctrico, nuclear y renovable) que han ido variando su peso relativo en el último periodo. Estos años han estado caracterizados por el desarrollo y la implantación de las tecnologías renovables y por el fuerte crecimiento del Shale Oil en EE.UU. A pesar de todos los cambios, el petróleo sigue siendo la fuente de energía más utilizada, si bien ha experimentado 15 años consecutivos de caída desde 1999 hasta 2014, año a partir del cual el consumo repuntó empujado por la recuperación económica.

¹ Datos obtenidos del World economic situation prospect

² Datos obtenidos de informe BP Statical Review of World Energy

Figura 1: Consumo de energía por tipo de combustible.



Fuente: BP Statical Review of World Energy

Si bien los gobiernos occidentales están apostando por el desarrollo de las tecnologías renovables, lo que puede llevar a un cambio a largo plazo en las cuotas de mercado, la realidad actualmente es que los combustibles fósiles (Petróleo, gas y carbón) cubren el 86% del consumo mundial.

1.3. Importancia del riesgo de mercado.

El riesgo de mercado se puede definir como la posibilidad de que una corporación pierda recursos propios como consecuencia de movimientos adversos en las variables de mercado (Riesgo de commodities, tipo de cambio y tipos de interés). El sector petrolero y gasista, debido a sus propias características: carácter internacional, intensidad en capital y elevadas necesidades de financiación se ven especialmente afectados por este tipo de riesgo.

La mayoría de las empresas e instituciones experimentan de una u otra manera las fluctuaciones en el precio de las commodities (Trigo, Maíz, Hierro, petróleo, etc.). Las empresas que emplean estos recursos como inputs verán reducidos sus márgenes en caso de aumento del precio y podrán tener problemas con sus entregas en caso de escasez de los mismos. Por otro lado, las empresas y países que se encuentran en el lado vendedor pueden verse asfixiados en caso de precios bajos.

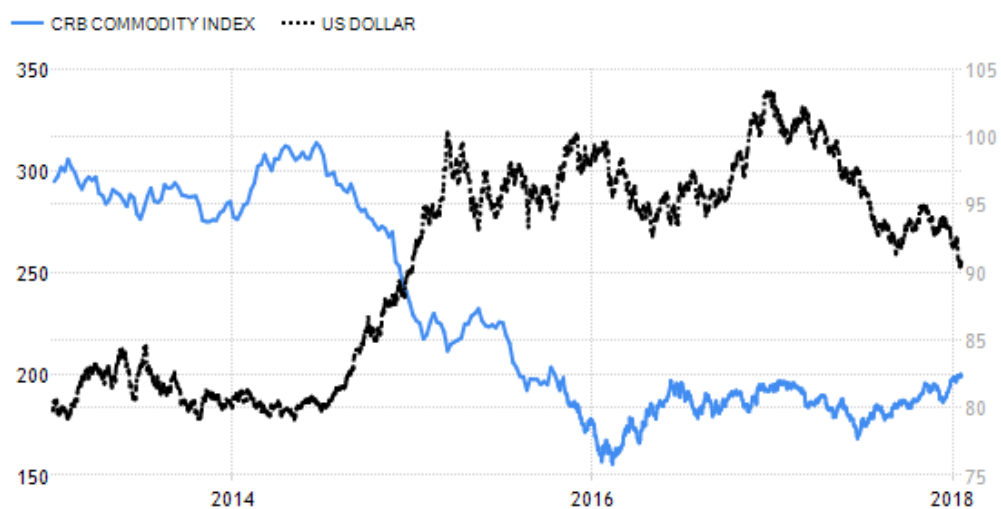
En aquellas empresas con un elevado endeudamiento otro factor a tener en cuenta debe ser las fluctuaciones en los tipos de interés, ya que subidas no previstas pueden ocasionar situaciones comprometidas en las cuentas de las empresas.

El tercer riesgo a tener en cuenta dentro de los riesgos de mercado es el tipo de cambio. Las transacciones internacionales tienen lugar entre regiones que emplean diferentes divisas para comerciar. Cuanto mayor sean las fluctuaciones de una moneda, mayor será la incertidumbre asociada a su tipo de cambio, lo que afecta a las empresas que realizan transacciones internacionales. Con el objetivo de reducir esta incertidumbre las empresas buscan realizar las operaciones en monedas estables como pueden ser el dólar americano o el euro. La confianza que generan estas monedas por su estabilidad hace de ellas un instrumento de reserva empleado por instituciones públicas y privadas.

A nivel mundial, la moneda más utilizada como reserva es el dólar americano, siendo además el instrumento empleado como mecanismo de fijación del precio de las commodities. La confianza en el dólar como divisa para el comercio internacional está basada en la fortaleza y estabilidad de la economía americana.

La fortaleza del tipo de cambio entre el dólar y el resto de monedas afecta directamente al precio de petróleo y del gas. Esto es debido a que ante un fortalecimiento del dólar el resto de monedas pierden poder adquisitivo lo que habitualmente redundaría en una reducción de la demanda. Por el contrario, cuando el dólar se devalúa el resultado habitual suele ser un aumento en el precio de esta commodity.

Figura 2: Comparación entre el Dólar Americano y el "CRB commodity Index"



Fuente: Trading Economics

Se deduce por tanto que la relación entre el dólar y el precio de las *commodities* se comporta en general de forma inversa. Prueba de ella es el comportamiento del índice CRB frente al dólar que se muestra en la figura.

La firma de contratos de adquisición de Oil&Gas se realiza habitualmente a largo plazo (alrededor de 30 años) mientras que los contratos de venta se liquidan en el corto plazo, es por ello que las empresas energéticas en las que el aprovisionamiento de petróleo y gas tiene un peso importante deben prestar especial atención al precio del dólar ya que las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un elevado impacto sobre sus previsiones.

2. Fuentes de energía Primaria. Oil&Gas

2.1. Introducción

El petróleo comenzó a ser utilizado por civilizaciones como la persa y la romana como combustible para lámparas y en la construcción de edificios. Se obtenía en excavaciones mineras de las que brotaba de forma natural y de algunos ríos en cuyas orillas se acumulaba, no siendo hasta 1859 cuando Edwin Drake construyó el primer pozo de petróleo en Pennsylvania. Con el paso de los años se fueron encontrando nuevas utilidades a esta materia prima lo que incentivó la búsqueda de nuevos yacimientos.

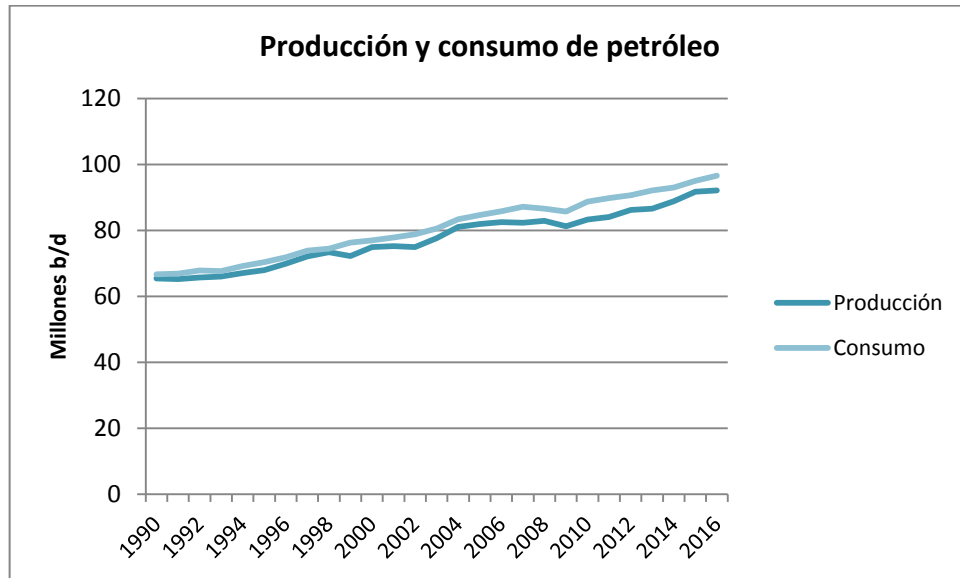
2.1.1. Métodos de extracción

El proceso de formación del petróleo tiene lugar en el interior de la tierra como consecuencia de la transformación de materia orgánica acumulada en capas profundas de la corteza terrestre. Los métodos de extracción se pueden clasificar en *convencionales* y *no convencionales* y su utilización varía en función del tipo de yacimiento y de su ubicación. Los métodos convencionales más habituales son:

- **Perforación por percusión:** La perforación se realiza empleando un trépano y una pesada barra acoplada. El sistema se acciona a través de un cable de acero conectado a un balancín cuyo movimiento oscilante eleva el trépano para luego dejarlo caer sobre el fondo. Para extraer las rocas y sedimentos que el trépano deja a su paso se debe parar la perforación e introducir una cuchara. Este sistema tiene el inconveniente de ser muy lento por lo que se está sustituyendo por nuevas técnicas más eficientes.
- **Perforación por rotación:** El sistema de perforación está formado por un conjunto de tubos acoplados entre sí y por una broca colocada en el extremo, a medida que se aumenta la profundidad del pozo se van acoplando nuevas barras. Para asegurar la estabilidad del pozo las paredes se recubren mediante camisas de acero y cemento. Esta metodología es más empleada en la actualidad.
- **Perforación submarina:** Este método permite el aprovechamiento de yacimientos submarinos. La perforación se realiza empleando plataformas que pueden ser flotantes o ancladas al terreno, a partir de las cuales se suspenden

El gráfico de abajo muestra una comparativa entre la evolución del consumo y de la producción en el periodo 1990-2016. El desajuste existente entre ambas curvas es cubierto a través de las reservas estratégicas, las cuales son aprovechadas en momentos en los que se producen picos de precios.

Figura 3: Comparativa entre la evolución del consumo y la producción el periodo 1990-2016.de petróleo en



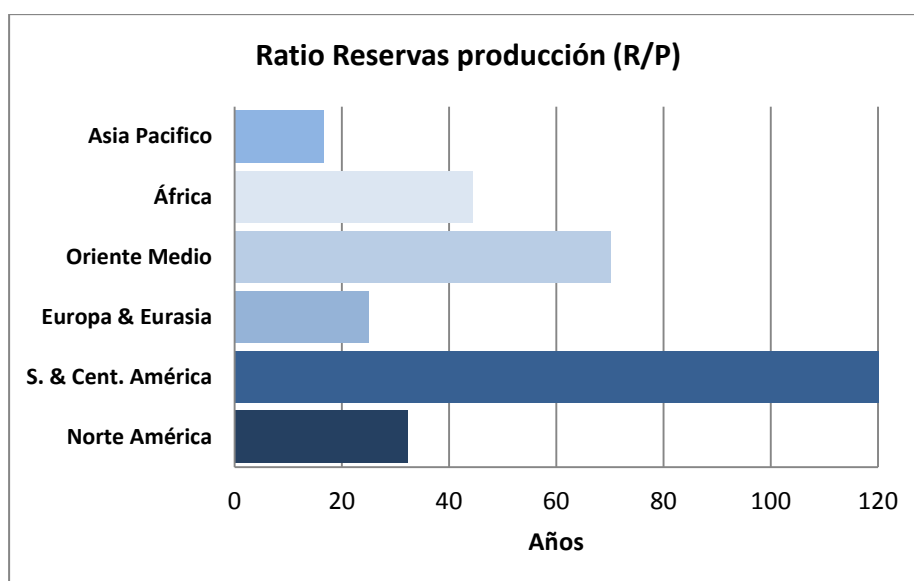
Fuente: BP Statical Review of World Energy

2.1.3. Reservas probadas de petróleo.

Otro concepto distinto son las Reservas Probadas de Petróleo que son aquellas cantidades de crudo que con una certeza razonable y con la información técnica y geológica actual pueden extraerse con los medios existentes y en las condiciones económicas actuales.

Esta definición deja de manifiesto que las cifras asociadas a este parámetro no son fijas sino que varían en función de los avances en las exploraciones y del desarrollo de nuevas técnicas de extracción. Es por ello que las reservas probadas de petróleo no han dejado de aumentar pasando de 683.400 millones de barriles en 1980 a 1.706.700 millones a finales de 2016.

Figura 5: Ratio R/P de petróleo calculado a partir de los datos del año 2016



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

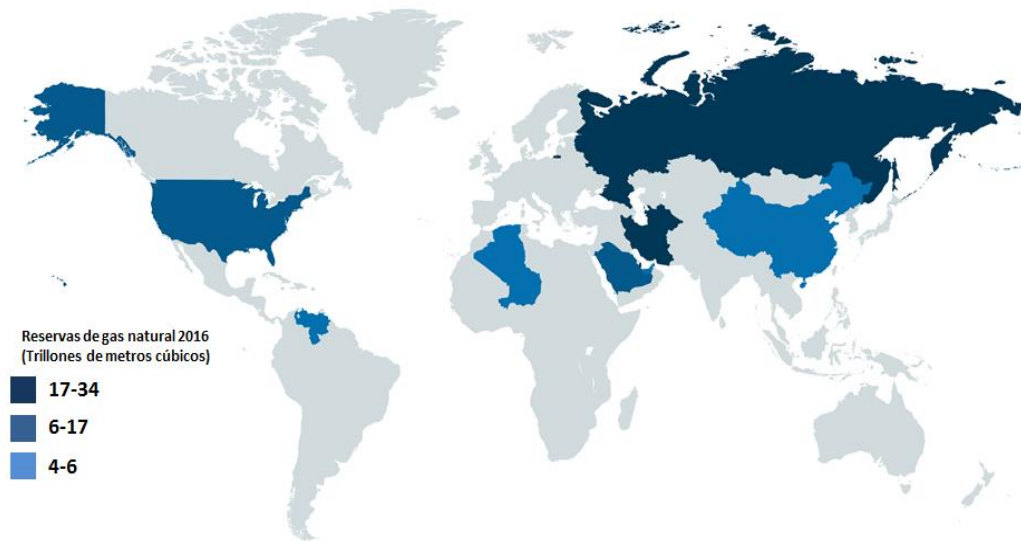
Actualmente EE.UU. es el mayor productor de petróleo del mundo con 12,354 millones de barriles diarios, posición que alcanzó en el año 2014 al superar a Arabia Saudí gracias al fracking. En ese año el aumento en la producción fue de 1,6 millones de barriles diarios, mientras que la producción en los países de la OPEP se mantuvo prácticamente plana. Gracias a esta nueva técnica EE.UU. ha logrado casi duplicar las reservas probadas de petróleo que tenía en el año 2009.

2.1.4. Reservas probadas de gas

Al igual que ocurría con las reservas de petróleo, las reservas de gas varían en función de los avances en las exploraciones y del desarrollo de nuevas técnicas de extracción. Ejemplo de ello es el aumento de las reservas probadas en EE.UU que han registrado un incremento medio anual del 4,2% en el periodo 2005-2015 gracias al fracking.

Las reservas de gas natural estimadas en el mundo son de 186,6 trillones de metros cúbicos de los cuales el 45,9 por ciento se concentran en Oriente Medio, el 27 por ciento en Europa y Eurasia (Principalmente Rusia). La Región Asia Pacífico contiene el 8,4 por ciento de las reservas, África el 9,1 por ciento y América el 9,7 por ciento (5,1 en Norte América y el 4,6 por ciento en el centro y sur)

Figura 6: Reservas probadas de gas natural por países en 2016

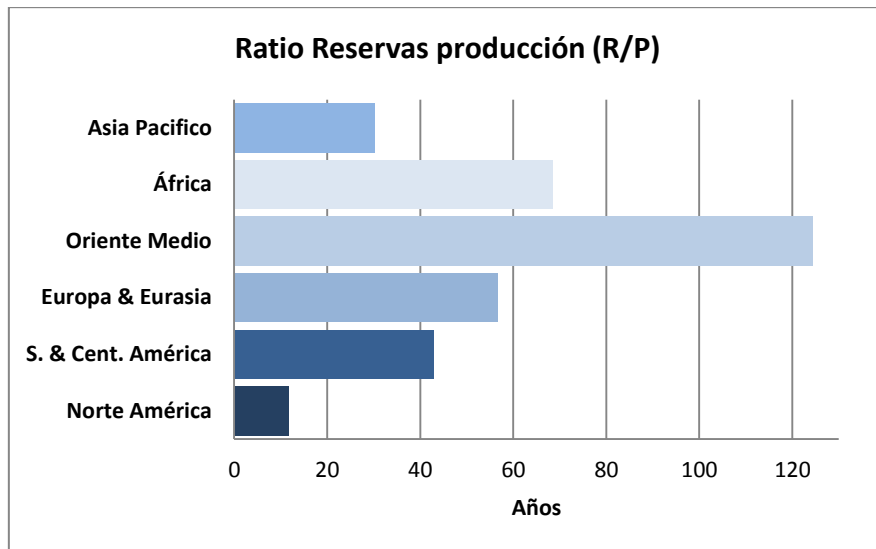


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de BP Statistical Review of World Energy.

Por países las reservas de gas natural se concentran en Irán (33,5 trillones m³), Rusia (32,3 trillones m³), Qatar (24,3 trillones m³), Turkmenistán (17,5 trillones m³), EE.UU. (8,7 trillones m³), Arabia Saudí (8,4 trillones m³), Emiratos Árabes (6,1 trillones m³), Venezuela (5,7 trillones m³), China (5,4 trillones m³), Nigeria (4,5 trillones m³).

Las reservas están garantizadas para los próximos 300 años con los niveles de producción actuales, al igual que ocurría con el petróleo. Las regiones de Norte América y de Eurasia son los mayores productores en la actualidad, si bien las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, que multiplica por ocho las reservas existentes en América del norte. EE.UU. ha aumentado su producción hasta los 749,2 billones de metros cúbicos anuales superando al conjunto de países de Oriente Medio que suman 637,8 billones anuales.

Figura 7: Ratio reservas producción de gas natural calculado a partir de los datos del año 2016



Fuente: BP Statical Review of World Energy.

2.2. Refino

2.2.1. Composición del petróleo

El petróleo se define como un aceite mineral de color acre oscuro de menor densidad que el agua cuya composición está formada mayoritariamente por una mezcla de hidrocarburos y de otros compuestos como azufre, oxígeno y nitrógeno en cantidades variables. Los hidrocarburos que forman el petróleo van desde el metano (CH₄) hasta especies con cuarenta átomos. La composición en peso de los hidrocarburos se encuentra habitualmente en los siguientes rangos:

Tabla 1: Composición del petróleo

Elemento	Peso %
Carbono	84-87
Hidrógeno	11-14
Nitrógeno	0-2
Azufre	0-2

La composición cambia según el origen del petróleo, el cual se puede clasificar en función de los hidrocarburos predominantes:

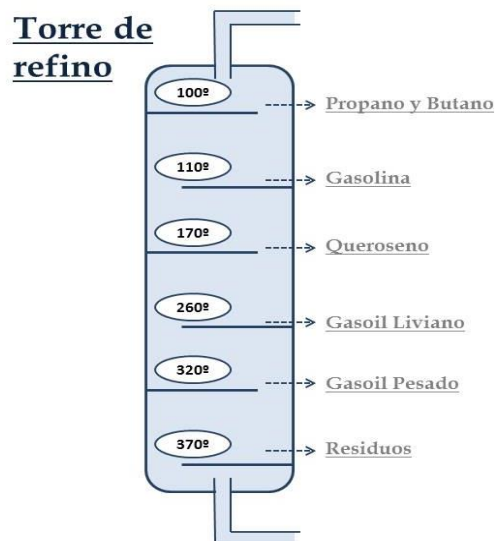
- **Petróleo a base parafínica:** Presenta un bajo peso específico (0,85 kg/l) y es muy fluido, en su destilación produce elevadas cantidades de parafina y escaso asfalto. Se componen mayoritariamente de hidrocarburos saturados.

En la tercera etapa conocida como craqueo térmico se logra romper estas cadenas. Para ello los residuos se calientan a 500°C como paso previo a su introducción en las cámaras de reacción donde se separan los componentes gaseosos que serán introducidos nuevamente en una cámara de fraccionamiento para obtener otros gases, gasolina, gasoil liviano y gasoil pesado.

De las tres etapas descritas se obtuvo como subproducto gasoil pesado. Para poder romper las largas cadenas que lo forman y obtener un mayor rendimiento, este compuesto se introduce en la unidad de craqueo catalítico de la que se obtiene metano, etano, propano, butano, gasolina, gasoil liviano y fueloil, utilizado como combustible para barcos y en las centrales eléctricas.

La gasolina obtenida en los procesos anteriores se introduce en la unidad de hidrotratamiento para eliminar los metales, azufre, oxígeno y nitrógeno. A continuación se pasan a los depósitos de blending en la que se modifican las cadenas de moléculas dejando las naftas listas para la comercialización.

Figura 8: Torre de Refino



Fuente: Elaboración propia

2.2.3. Cantidades de subproductos obtenidas por tonelada de materia prima

Una vez explicado el proceso de refino al que se somete el crudo y conocidos ya los outputs generados se va a cuantificar las cantidades habituales obtenidas de cada producto. Estas cifras se emplearán posteriormente en los casos que se realizarán para ver cómo afecta al margen de refino los diferentes escenarios simulados.

Se ha tomado como referencia la refinería de Petronor ubicada en la provincia de Bilbao por ser la mayor refinería de España con un potencial productivo de 12 millones de toneladas al año.

Como ya se explicó en la introducción y se desarrollará en el apartado correspondiente a riesgos, el sector petrolero debe gestionar los factores de riesgo que afectan a su cadena de valor. En lo que respecta a las refinerías, esta gestión comienza por diversificar las fuentes de aprovisionamiento de materias primas comprando el crudo en diferentes regiones. Para ello la refinería debe estar preparada para tratar los diferentes tipos de petróleo cuyas composiciones varían según la procedencia, tal y como se expuso en el punto anterior de este apartado. En el año 2016 Petronor introdujo en su refinería 10,1Mt de crudos de los cuales el 34,7% procedían de América, un 31,8% de Rusia y un 8,5% de Oriente Medio. Por países:

Tabla 2: Adquisiciones de materia prima en el años 2016 clasificada por paises

Procedencia	Toneladas	Porcentaje
Rusia	3.412.543	33,84%
México	2.356.621	23,37%
Mar del Norte	1.153.257	11,44%
Colombia	690.420	6,85%
África Occidental	673.338	6,68%
Oriente Medio	891.436	8,84%
Venezuela/Brasil	640.414	6,35%
Norte de África	172.486	1,71%
Canadá	0	0,00%
Otras	94.267	0,93%
Subtotal Crudos	10.084.782	100,00%
Otras Materias Primas	588.074	-
Total General	10.672.856	-

Fuente: Informe anual Petronor 2016.

En lo que respecta a la producción, en 2016 se extrajeron 10 millones de toneladas de productos refinados lo que representó un aumento del 0,93% con respecto al año 2015. El gasóleo fue el producto que se obtuvo en una mayor cantidad (47,86%), seguido de la gasolina (18,76%) y del fuelóleo (9,37%).

Tabla 3: Resumen de producción por productos en el año 2016.

3. Transacciones en el sector del Oil&Gas

3.1. Principales tipos de transacciones en los mercados de gas y petróleo.

Para limitar los riesgos de precio, las refinerías recurren a coberturas que les garanticen el margen. Los futuros, las opciones y las transacciones estructuradas son instrumentos de cobertura empleados para garantizar las inversiones y para especular con los cambios en la valoración del petróleo y de sus derivados.

Un contrato de opciones ya sea de compra o de venta otorga el derecho, que no la obligación, de comprar o vender el subyacente en una fecha preestablecida con un precio preestablecido. Para adquirir una opción el adquiriente debe pagar una prima en función del precio del activo, de la volatilidad del precio y del periodo temporal que se fije para ejercer la opción.

Por otro lado, un contrato a futuros sí que obliga a los contratantes a comprar o vender el subyacente en la fecha acordada y al precio fijado. En el caso del petróleo cada futuro negociado en los mercados organizados está formado por 1000 barriles a entregar en la fecha acordada. Así, un movimiento de 1\$ en el precio del petróleo implica una variación de mil dólares sobre el precio del futuro.

Las transacciones estructuradas empleadas en los mercados de refinados y petróleo combinan diferentes productos derivados diseñados para permitir a las compañías una mayor flexibilidad a la hora de crear sus estrategias para la gestión del riesgo. Para mitigarlos, los productos estructurados se pueden componer de diversas formas:

- Mediante la combinación en un único estructurado de diferentes tipos de productos, lo que permite al comprador realizar la cobertura en un único paso en lugar de tener que crear la cobertura de la cartera elemento a elemento a partir de diferentes instrumentos. Un ejemplo de Estructurado sería el formado por opciones y swaps.
- A través de la combinación en un único estructurado de varios instrumentos del mismo tipo pero vinculados a subyacentes físicos de distinto tipo.
- Empleando diferentes instrumentos así como subyacentes.

Los productos estructurados ofrecen ventajas a sus adquirientes como el ahorro en tiempo y dinero gracias a la capacidad de realizar las transacciones de una vez y gracias también a las capacidades de los proveedores de estos productos para realizar ingeniería financiera. Por otro lado, la complejidad de este tipo de operaciones puede enmascarar grandes beneficios para los proveedores así como encaminar a sus dueños a situaciones de bloqueo difíciles de solucionar. El empleo de este tipo de coberturas o de otras más simples requerirá de una competente gestión del riesgo.

3.2. Grupos de interés e integrantes de los mercados.

El carácter global de los mercados de *commodities* enfrenta al sector a retos como la valoración de complejos intercambios y la gestión de carteras vinculadas a subyacentes físicos y financieros que son negociados de forma continua en todo el mundo. En los mercados hay multitud de *stakeholders* con diferentes objetivos, entre ellos:

- Productores de petróleo.
- Refinerías.
- Consumidores finales de productos refinados.
- Bancos de inversión
- Inversores (Inversores institucionales, *Hedge funds*, etc.)

Los productores de petróleo acuden a los mercados a vender el petróleo extraído y a buscar coberturas que les permitan reducir los riesgos asociados a bajadas de precios. Los productores suelen contratar coberturas de entre dos y tres años vista aunque también son habituales los contratos a muy largo plazo si bien los volúmenes son menores. Esto es debido a la tendencia general de no garantizar los totales negociados.

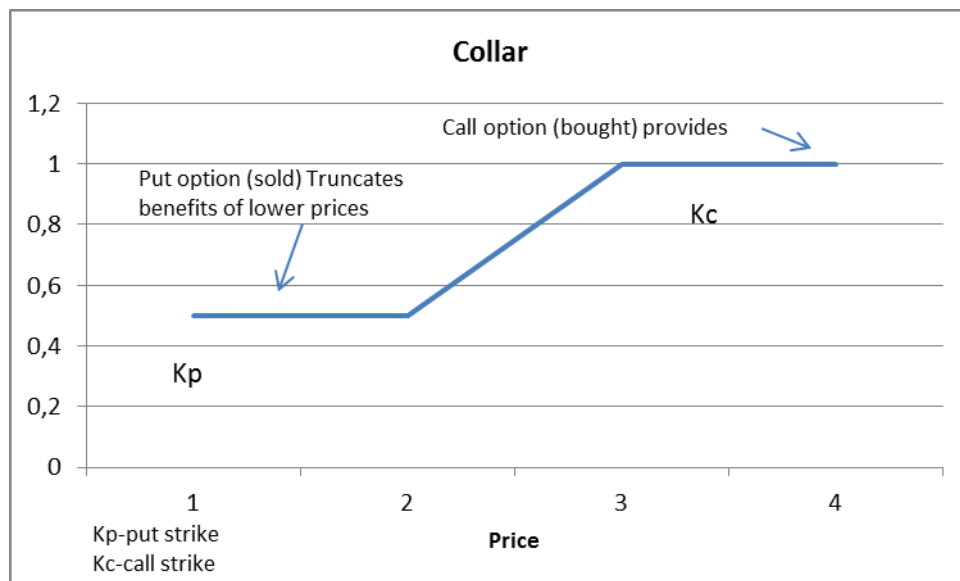
Algunas empresas del sector con una elevada integración vertical renuncian al uso de cobertura y se atienen a los movimientos periódicos del mercado. Entre los motivos destacan:

- La falta de liquidez relativa de este tipo de mercados como para garantizar la totalidad de la producción de algunos de los productores de mayor tamaño.

mediante la compra y venta de opciones con el mismo horizonte temporal, de forma que se logra cubrir los flujos de caja asociados a la cobertura. Así, un productor comprará un *put* o suelo que le garantiza un precio mínimo de venta de su producto en caso de que el precio baje de ese nivel fijado. Para financiar el coste de esta cobertura se realiza la venta de un *call* que representará para el vendedor un precio máximo de venta a cambio de una cantidad acordada con el comprador de dicha opción. Con esta venta el productor limita sus posibles beneficios pero lograr reducir o eliminar el flujo de caja asociado a la cobertura.

Desde el punto de vista de un consumidor final, con el objetivo de garantizarse un precio máximo del combustible este compraría un *call* y para financiar la compra venderá un *put* que reducirá el beneficio en caso de que el precio del combustible que necesita comprar baje de ese nivel.

Figura 9: Ejemplo de posición collar.



3.3.2. Swaps

Los contratos por diferencias (CFD) o swaps son acuerdos en los que se intercambia la diferencia entre un precio fijado para un determinado activo y su precio en el momento del cierre. Existen diferentes tipos de swaps con algunas particularidades concretas:

3.3.2.1 Vanilla Swap

Los Vanilla Swap son un instrumento financiero por el cual dos partes contratantes intercambian durante un periodo de tiempo una serie de flujos de caja.

Aplicándolo al sector energético, un productor de petróleo o gas natural tiene garantizado un precio mínimo de venta y a la vez participa en caso de una subida del precio por encima del precio acordado. Por tanto, si el precio baja por debajo del valor acordado, el mecanismo de funcionamiento del swap sería el habitual, es decir, el productor recibiría el precio fijo y pagaría el precio variable pero en caso de que el precio subiera por encima de lo acordado, el productor pagaría únicamente un porcentaje de la diferencia de precios sobre el volumen teórico acordado.

Este tipo de swaps también son utilizados por los compradores de productos refinados para garantizarse un precio fijo de compra a la vez que les permite beneficiarse parcialmente de una bajada de los precios.

Como ejemplo, un productor de petróleo y un *swap dealer* acuerdan los siguientes términos: La duración del swap se extenderá durante un periodo de un año, con liquidaciones mensuales. El valor teórico de barriles será de 10.000 y se fija un porcentaje de participación de 20%, siendo el precio fijo del swap de 60\$/BBL. Los dos escenarios que se contemplan en el ejemplo son una bajada del precio del barril a 57\$ y una subida a 65\$.

El productor de petróleo ejerce de vendedor del swap por lo que recibirá el precio fijo de 60\$/BBL, a cambio deberá pagar el precio variable. En caso de que este precio variable baje a los 57\$/BBL, el vendedor no verá reducidos sus ingresos gracias a la cobertura realizada. La peculiaridad de este swap aparece cuando el precio variable sube por encima del precio fijado ya que a diferencia de lo que ocurriría con Plain Vanilla swap el vendedor no deberá entregar el total de la diferencia, que en este caso sería de 5\$, si no la participación acordado previamente de un 20%, es decir, 1\$.

Con esta modalidad el vendedor participa de las ganancias obtenidas como consecuencia de una subida del mercado a cambio de que el precio fijo acordado sea ligeramente inferior al que se podría acordar en un Plain Vanilla Swap. Esto es debido a que el coste de la opción call está ya incluida en el precio del swap.

Tabla 5: Ejemplo de Participating swap ante dos escenarios de precios

	Escenario 1:	Escenario 2:
Precio fijo del swap:	60\$/BBL	60\$/BBL
Precio variable:	57\$/BBL	65\$/BBL
Diferencia:	-3\$/BBL	5\$/BBL
Porcentaje participado:		20%
Precio final recibido por el vendedor:	60\$/BBL	61\$

3.3.3. Crack spread 3:2:1

Desde el punto de vista de las transacciones, tema tratado en este punto, el crack spread 3:2:1 consiste en una posición que contiene tres barriles de petróleo, dos de gasolina y un barril de petróleo para calefacción. Desde una visión más amplia, el Margen de Refino o *Crack Spread* hace referencia a la diferencia entre el precio de un barril de petróleo y el precio de los derivados obtenidos de su refino.

Dada la importancia de este punto para el presente proyecto se explica en profundidad dedicándole un apartado completo

4. Margen de Refino. Crack Spread

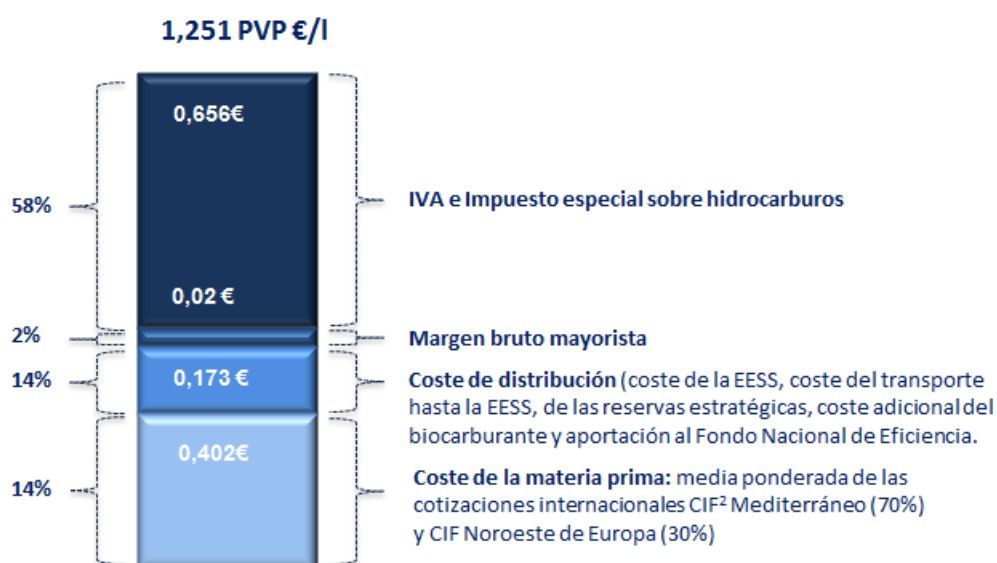
4.1. Margen bruto de venta de productos derivados

A la hora de calcular la rentabilidad de la industria petrolera se deben tener en cuenta factores como la alta intensidad en capital del sector, la elevada volatilidad de los precios del petróleo y el carácter de *commodity* que tiene tanto el petróleo como sus derivados. El primero de estos factores hace que el sector sea especialmente sensible a los cambios en los tipos de interés y a la disponibilidad del crédito. El segundo, la volatilidad de los precios del petróleo, debe ser muy tenido en cuenta al ser el principal *input* y representar el mayor coste del proceso de refino.

El cálculo del margen bruto es de forma simplificada la diferencia obtenida entre el precio de venta de los productos refinados y el precio de adquisición del crudo. A lo que se le restarán otros costes como los costes de operación, la energía consumida o los costes de mantenimiento obteniéndose así el margen neto.

La influencia de la demanda en el precio final de los combustibles, así como otros cargos que se añaden al precio de mercado como son: los impuestos directos y especiales, los costes de distribución y los márgenes de negocio hacen que el precio percibido por el consumidor no sea una función exclusiva del coste del petróleo.

Figura 10: Estructura de precio de la gasolina a enero de 2018.



Fuente: AOP (Estructura precios carburantes auto), enero 2018

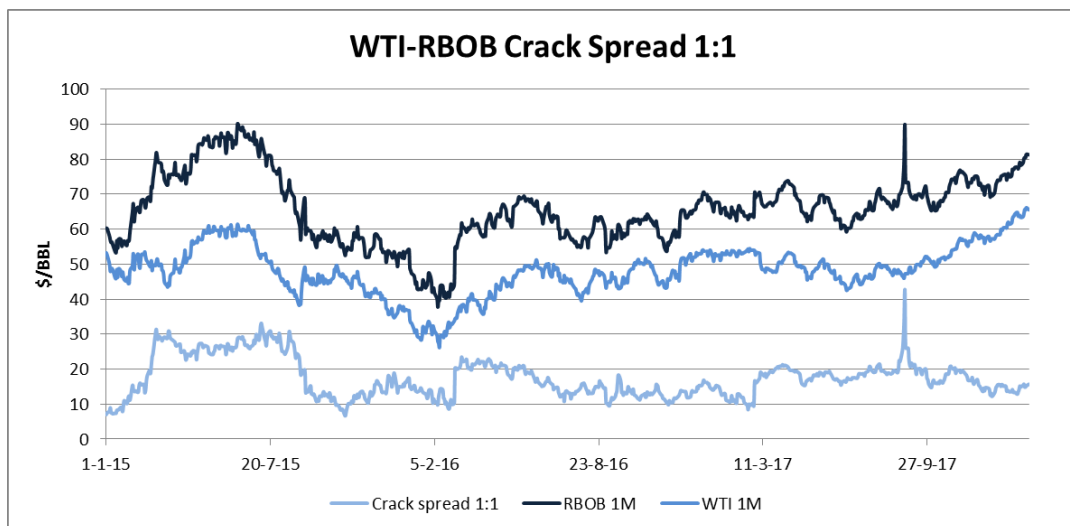
4.2. Definición y principales relaciones:

El Margen de Refino o *Crack Spread* es la diferencia entre el precio de un barril de petróleo y el precio de los derivados obtenidos de su refino. Estos precios no siempre se mueven en paralelo, por lo que una adecuada previsión de las tendencias del mercado así como flexibilidad en la capacidad de producción de los distintos derivados será clave para lograr maximizar los márgenes.

El cálculo del *crack spread* puede realizarse mediante comparación directa de un barril de petróleo con un barril de refinado o mediante comparación múltiple entre el crudo y varios derivados, un margen positivo implica una cotización superior de los refinados con respecto al crudo. Las dos relaciones más habituales son:

Crack spread simple (1:1): Refleja la diferencia de precio entre un barril de un derivado concreto y un barril de petróleo. Por ejemplo: Se toma el precio medio en 2017 del barril de WTI que es de 50,96\$/BBL y se compara con el precio de los futuros RBOB gasolina 68,36\$¹/BBL obteniéndose un margen de refino positivo de 17,4\$/BBL.

Tabla 6: Crack Spread 1:1 WTI-RBOB



Crack spread múltiple (3:2:1): Refleja el margen de refino que se obtiene al comparar el precio de tres barriles de petróleo con dos de gasolina y uno de gasóleo de calefacción. Existen otras relaciones entre barriles pero la 3:2:1 es la más utilizada ya

¹ Precio obtenido como el producto de 1,63\$/Galón por 42 galones por litro.

que la mayoría de las refinerías están configuradas para producir el doble de gasolina que de destilados como pueden ser el gasoil para calefacción o diésel.

Una refinería que quiera que proteger su margen de refino fijará una posición larga de tres barriles de WTI y otra corta formada por dos barriles de gasolina y un barril de gasóleo para calefacción. Cuando se aproxime la fecha de expiración de los contratos, las refinerías cerraran los futuros y realizarán las transacciones en los mercados spot o en los mercados a corto de futuros que más se aproximen a las condiciones de los mercados locales donde operan.

Tabla 7: Ejemplo de cálculo del crack spread para una relación 3:2:1. Datos reales del 29/06/2017

Precio de la gasolina (2 barriles RBOB):	2x62,3\$/BBL	124,6\$
Precio del gasóleo de calefacción (1 barril ULSD):	58,8\$/BBL	+ 58,8\$
Total:		183,4\$
Precio del crudo (3 barril WTI):	3x44,74\$/BBL	- 134,22\$
Margen bruto:		49,18\$
Margen por barril:	49,18\$/3BBL	16,4\$

4.3. Principales riesgos de la cobertura 3:2:1

La cobertura 3:2:1 es generalmente catalogada como *dirty hedge*, con un elevado número de potenciales riesgos que deben ser identificados previamente y controlados de cerca durante toda la vida del contrato. Los principales riesgos que enfrenta son:

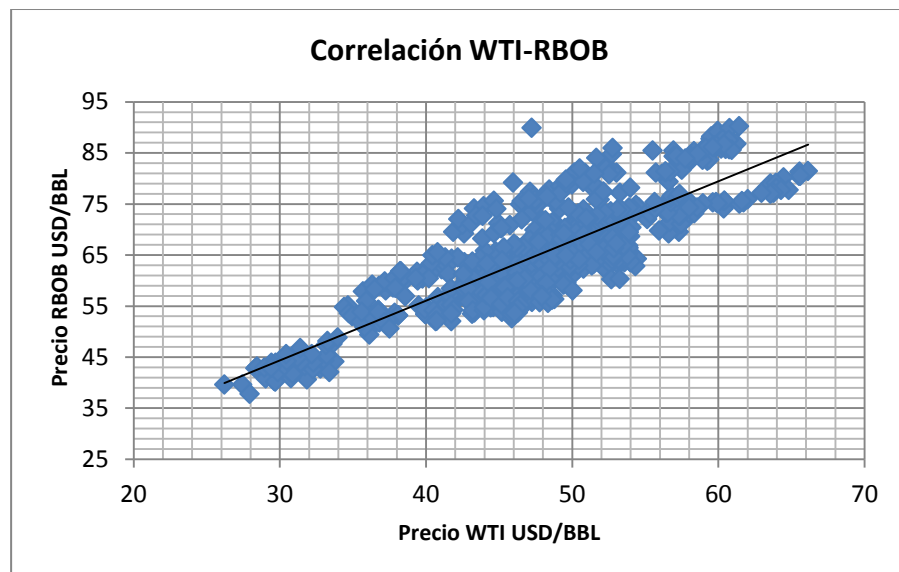
- **Riesgo de base:** Se debe a la posible discrepancia entre los instrumentos de cobertura y la exposición real que enfrenta la refinería. Ejemplo de ello es que los precios de la gasolina vendida en un mercado regional pueden no ser exactamente iguales a los precios negociados en el Nymex debido a factores económicos locales y a particularidades cualitativas de carácter local. Ocurre lo mismo en la pata del crudo ya que una refinería puede optar por emplear como materia prima petróleos de diferente calidad al Brent o al WTI lo que puede ocasionar un desacoplo aún mayor entre los precios reales y los de las coberturas.

Para mitigar este riesgo los gestores de las refinerías tienen dos alternativas principales. La primera consiste es confiar en la experiencia y capacidad de sus gestores para realizar las maniobras de *trading* adecuadas que ajusten

aumentando su producción. Para medir la demanda de combustibles se toman parámetros de referencia como las millas conducidas, el volumen de vuelos y trayectos marítimos o los índices de ventas de vehículos diésel o gasolina.

Para estudiar la influencia del precio del crudo sobre el precio de la gasolina se ha calculado la correlación existente entre las variaciones diarias del precio del barril de RBOB (*Reformulated gasoline Bledstock for Oxygen Blending*, valor de referencia para los contratos de gasolina) y las fluctuaciones del WTI (*West Texas Intermediate*, valor de referencia del petróleo) utilizando un histórico con datos diarios desde el 1 de enero de 2015 hasta el 29 de enero de 2018. El Coeficiente de correlación de Pearson calculado es de 0,67, lo que si bien deja de manifiesto que las variaciones en la cotización del barril de WTI implican cambios en la cotización del RBOB, también implica que al no ser una correlación pura deben existir otros parámetros que expliquen las fluctuaciones y que se tratarán de identificar en el siguiente apartado.

Figura 11: Correlación entre el precio de mercados de dos indicadores de referencia de gasolina y petróleo.



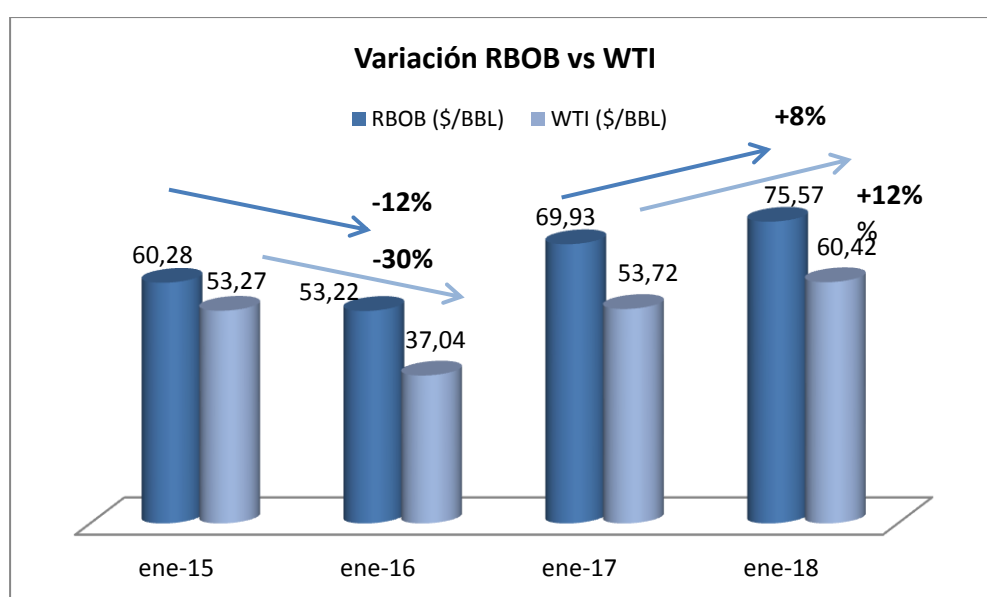
Fuente: Elaboración propia.

El margen de refino fluctuará en función de los movimientos que experimenten los indicadores. Así por ejemplo, si se tiene una relación 3:2:1 y se da un escenario de aumento de la demanda de combustible para calefacción la oferta se focalizaría en este producto reduciendo el stock de gasolina y aumentando su precio lo que no necesariamente tendría porque influir en el precio del crudo si la oferta se mantiene,

esto redundaría en un aumento del margen de refino si el barril de gasolina sube más de la mitad de lo que baje el barril de gasoil para calefacción.

La diferencia entre los precios se ve claramente en el año 2015 en el cual la cotización del barril de WTI cayó un 30% lo que representó un descenso de 16,23 dólares, mientras que la depreciación del RBOB fue sólo de un 12%. En cambio durante el año 2017 el West Texas se apreció un 4% más que el marcador de la gasolina.

Figura 12: Variación anual del precio del barril de RBOB frente al WTI.



Fuente: Elaboración propias

El descenso de la cotización del barril de petróleo durante 2015 afectó también al barril de Brent que descendió un 34%. El descenso de ambos indicadores ha sido muy elevado y las razones se deben buscar tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Esta última se vio reducida debido a la desaceleración de la economía China y a la fortaleza del dólar, moneda en la que se negocia el petróleo, lo que contribuyó a la reducción de la demanda para terceros países debido al encarecimiento en su moneda local. Por otro lado en lo que respecta a la oferta destacó un año más la producción de petróleo en EE.UU. A esto se añade la vuelta de Irán a los mercados tras la reducción de las sanciones internacionales, lo que amenazó con un aumento aún mayor del desequilibrio entre oferta y demanda.

5. Volatilidad de los precios del petróleo

5.1. Introducción

El precio del petróleo, al igual que ocurre con el precio de otras *commodities*, es extremadamente volátil sobre todo si se compara con el precio de servicios o productos manufacturados. Se trata de una característica intrínseca a la industria y a los mercados petroleros que se manifiesta en todas las escalas temporales, desde el muy corto plazo hasta el largo plazo y cuya predicción y gestión es de una elevado complejidad.

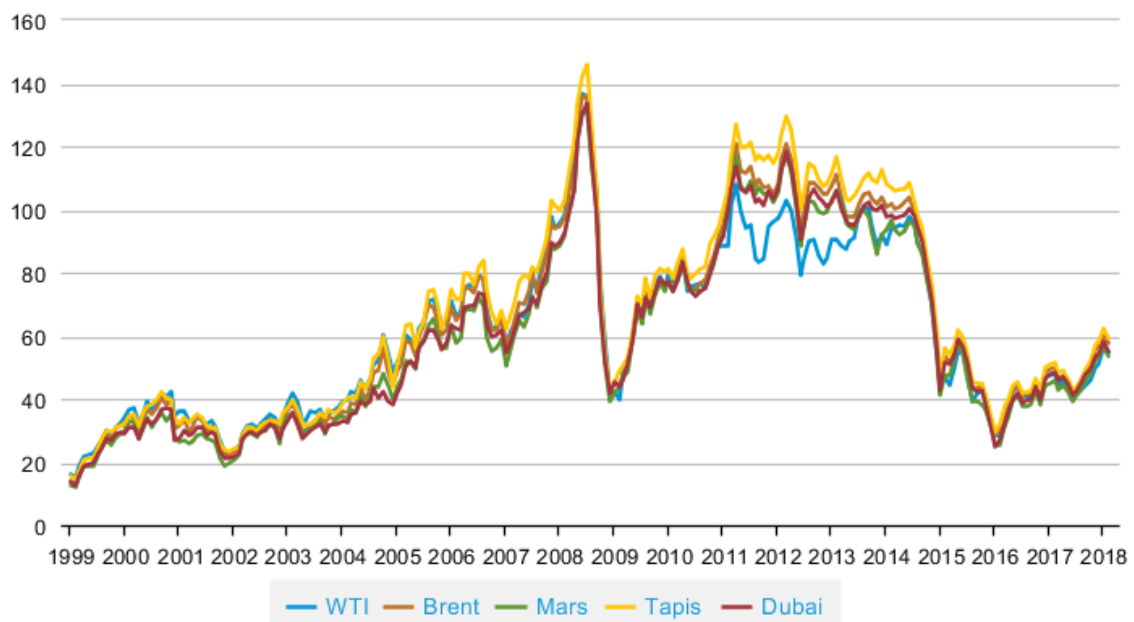
El carácter global del comercio de petróleo hace que haya múltiples marcadores de referencia que clasifican el crudo según las fuentes de origen y de sus características. Las principales propiedades que definen al crudo son la viscosidad, el grado de azufre o su pureza. A pesar de sus diferencias, los precios de los diferentes marcadores siguen tendencias muy similares en sus movimientos en los mercados.

El gráfico de la figura muestra dichas tendencias observándose que a pesar de la diferencia de precios los movimientos de todos los indicadores son prácticamente simultáneos en el tiempo siguiendo además la misma dirección.

Figura 13: Evolución del precio de los principales marcadores en los últimos 20 años.

World crude oil prices

\$/b (real 2010 dollars, monthly average)



Fuente: U.S Energy Information Administration

Debido a la importancia del sector petrolero en la economía mundial existe un gran interés en comprender cuales son los factores que originan estas fluctuaciones con la intención de prever los posibles cambios de ciclos y optimizar las operaciones de compra y aprovisionamiento.

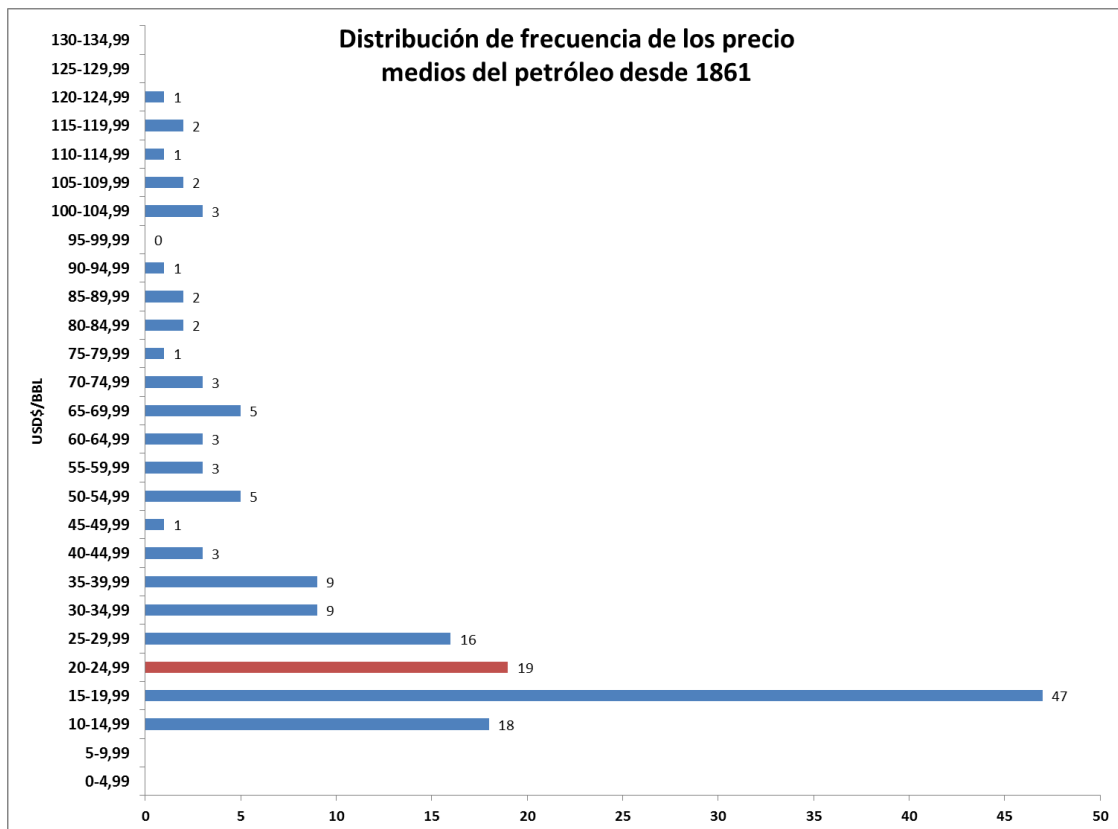
5.2. Análisis de la volatilidad de los Precios del petróleo.

5.2.1. Distribución histórica de los precios del petróleo.

Para analizar la volatilidad de los precios del petróleo se ha comenzado realizando la distribución de dichos precios en dos periodos: desde 1861 hasta la actualidad y desde la primera crisis del petróleo hasta nuestros días. Con ello se pretende tener una visión más amplia del rango de precios en los que se ha movido el petróleo.

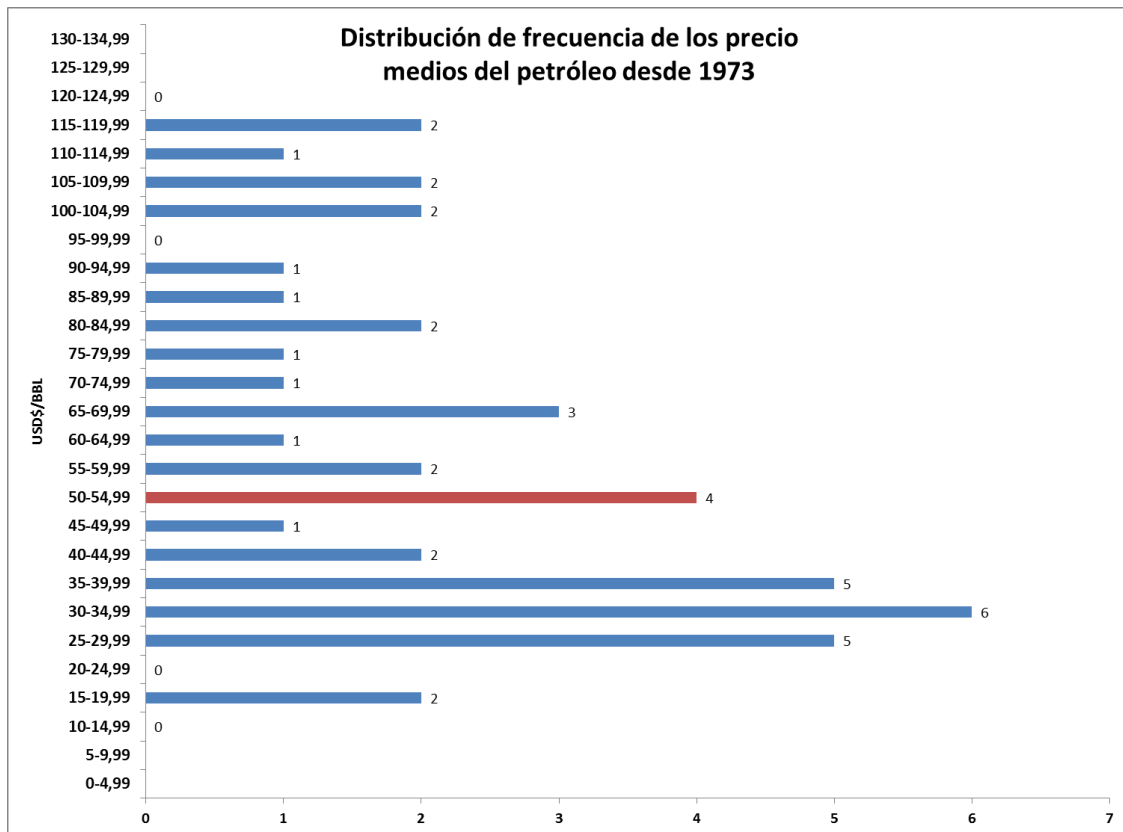
Para que la comparación de los precios tenga sentido y se puedan agrupar en un mismo gráfico se ha tenido en cuenta la actualización temporal del precio del dinero convirtiendo todos los valores a \$ de 2016.

Figura 14: Distribución de frecuencia de los precios medios del petróleo desde 1861.



Fuente: BP Statical Review of World Energy.

Figura 15: Distribución de frecuencia de los precios medios del petróleo desde 1971.



Fuente: BP Statical Review of World Energy.

Atendiendo a las distribuciones obtenidas se observan varias conclusiones. Si se tienen en cuenta los precios desde 1861 se observa que la mayor parte de los años el precio fluctuó entre los 10 y los 30 dólares acumulándose en ese rango de precios el 60% de los valores anuales.

Al tratarse de un periodo muy largo en el que mundo ha experimentado innumerables cambios se considera que tiene más sentido sacar del análisis los datos más antiguos, por lo que en el segundo gráfico únicamente se tienen en cuenta los datos registrados desde 1973 tras la primera crisis del petróleo.

En esta segunda gráfica se aprecia una distribución más equitativa entre los distintos rangos de precios, es decir la dispersión de los datos es mayor. Esto implica que en los últimos 45 años los precios han experimentado una gran variación encontrándose que la mitad de los años el precio ha estado por debajo de los 50 dólares y la otra mitad por encima de dicho valor. El rango de precios más común en este periodo ha sido entre los 30 y los 35 dólares.

logarítmicos se ha optado por la formulación logarítmica ya que es la única que permite la suma temporal:

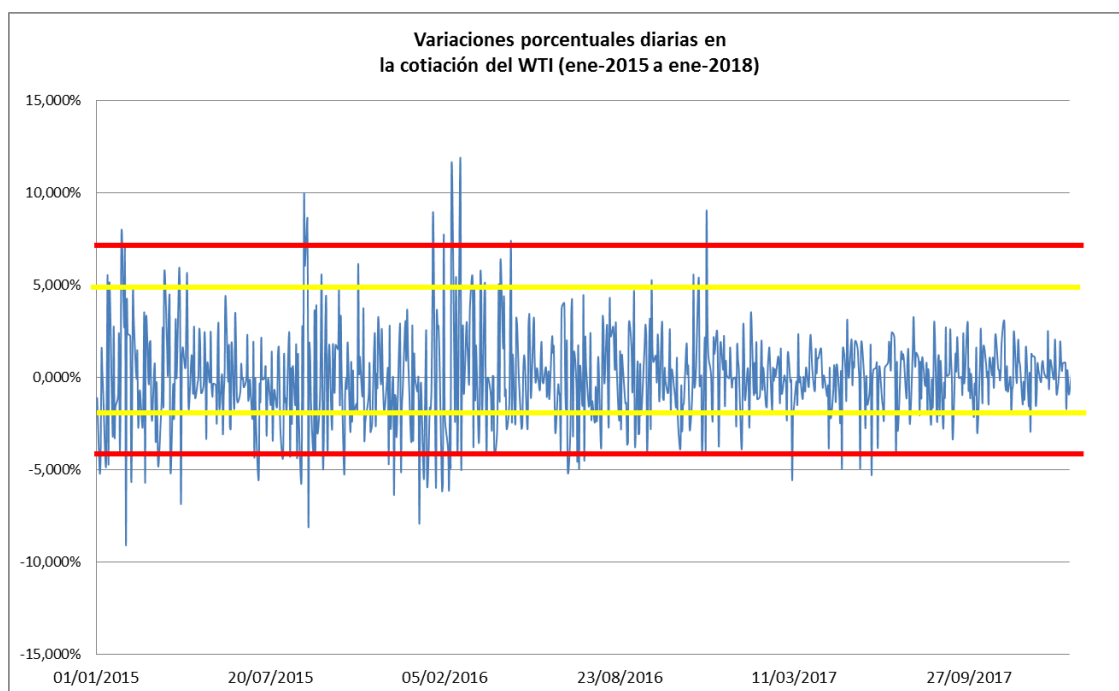
$$R_t = \log\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$$

La razón por la que esta formulación permite la suma temporal es que la suma de variables normales no correladas es también una variable normal, lo que permite una mayor simplicidad en los cálculos debido a las asunciones hechas.

Las dos figuras abajo mostradas representan los retornos obtenidos en el periodo indicado y de ellas se obtienen las siguientes estadísticas:

- El 98% de las fluctuaciones diarias no superan el +/- 6%.
- El 89% de las fluctuaciones no exceden el +/- 4%.
- La desviación estándar de los retornos es del 2,53%

Figura 16: Variaciones en la cotización diaria del WTI en % durante el periodo 2015-2018



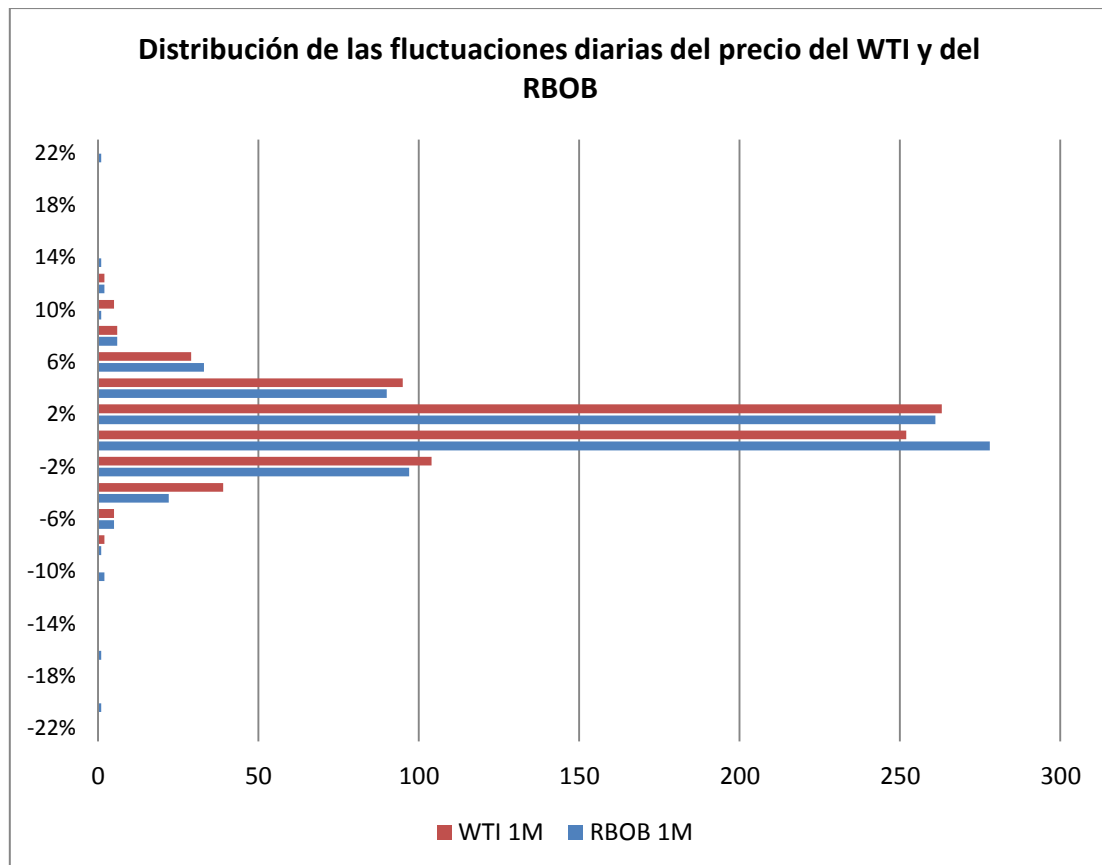
La desviación estándar es una medida de la dispersión promedio con respecto a la media. En este caso se tiene que la desviación media de los retornos es del 2,53% y que solamente el 2% de las fluctuaciones excede el umbral del 6%. Si se comparan estos datos con los de la variabilidad del precio de la gasolina se tiene que la desviación media de esta última es ligeramente superior a la del crudo (2,69%). Los porcentajes

contenidos en las franjas de +/-6% y +/-4% coinciden con los del petróleo y la correlación entre ambos retornos es de un 66,92%.

Tabla 8: Datos estadísticos sobre la distribución de retornos.

Desv.stand	RBOB 1M	2,69%
	WTI 1M	2,53%
MAX	RBOB 1M	21,65%
	WTI 1M	11,91%
MIN	RBOB 1M	-
	WTI 1M	-9,07%
CORRE (R2)		67%

Figura 17: Distribución de las fluctuaciones diarias del precio del WTI y del RBOB en el periodo 2015-2018



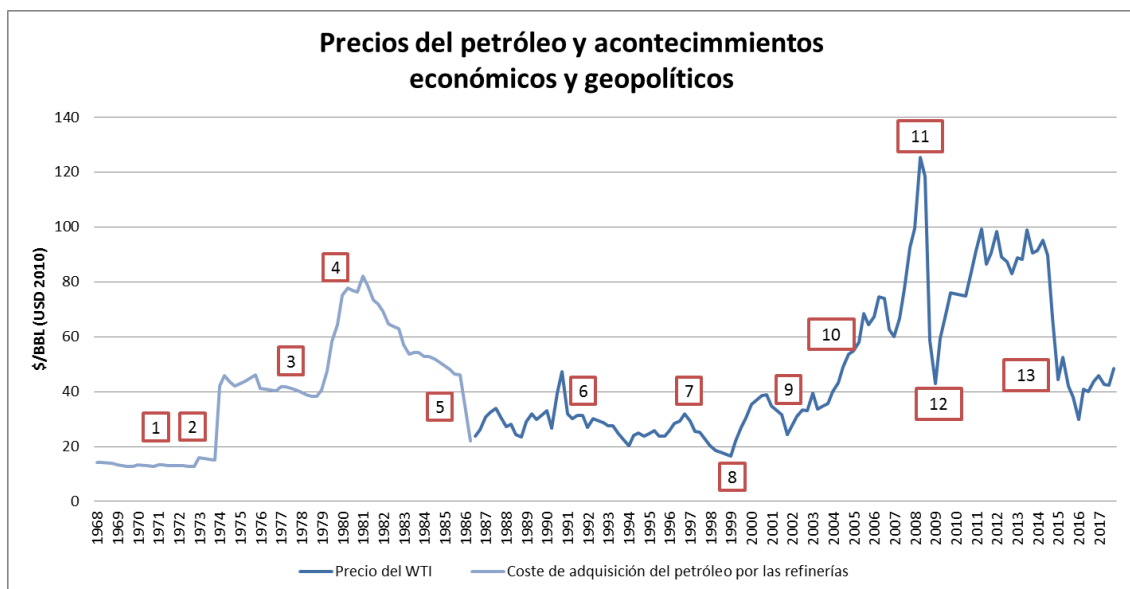
5.3. Potenciales factores que influyen en las fluctuaciones del mercado.

Tanto el precio del petróleo como el precio de los derivados se ven alterados por diferentes acontecimientos que los hacen fluctuar. Por tanto, cualquier incidente que implique una alteración de los flujos de petróleo o refinados al mercado, como pueden

ser problemas geopolíticos o condiciones climatológicas, influirá en la cotización creando además un clima de incertidumbre sobre el suministro que se traduce habitualmente en un aumento de la volatilidad.

En consecuencia, el hecho de que la mayor parte de los yacimientos se encuentren en regiones políticamente inestables en las que se producen cortes en la producción debido a conflictos internos lleva que se produzcan fuertes cambios en los precios ligados a estos acontecimientos. A continuación se ubican temporalmente algunos de estos eventos situándolos junto a la curva de precio del petróleo con la intención de ver el efecto que dichos acontecimientos tuvieron en la cotización.

Figura 18: Comportamiento del precio del crudo ante acontecimientos geopolíticos y económicos.



Fuente: U.S Energy Information Administration

Principales acontecimientos que han afectado históricamente a la cotización del petróleo:

- | | |
|--|---|
| 1. Agotamiento de las reservas de EEUU. | 8- OPEC reduce sus objetivos de producción a 1,7mmbpd |
| 2. Embargo al petróleo de Arabia. | 9- Atentado terrorista del 11-S |
| 3. Revolución Iraní | 10- Baja capacidad de reserva |
| 4. Guerra entre Irán e Irak | 11- Estallido de la crisis financiera mundial |
| 5. Arabia Saudí abandona su papel de principal productor | 12- La OPEC reduce sus objetivos de producción a 4,2mmbpd |
| 6. Invasión Iraquí de Kuwait. | 13- La OPEC mantiene la tasa de producción |
| 7. Crisis financiera asiática | |

Fuente: U.S Energy Information Administration

Atendiendo a la influencia que eventos como los mencionados han tenido en el Mercado cualquier estrategia futura deberá prestar especial atención a la situación geopolítica de los países productores, principalmente Oriente Medio, así como a la evolución de la economía y al estado de las reservas.

Este último punto, el de las reservas de petróleo juega un importante papel cuando se producen cortes en la producción debido a eventos como los previamente listados. Esta capacidad de reserva unida a la capacidad de producción extra de terceros países puede mitigar la interrupción del flujo a los mercados y por tanto el impacto en el precio que tendría.

A los factores geopolíticos y estratégicos previamente citados se debe añadir el efecto que la climatología puede tener sobre los yacimientos y sobre las refinerías. Fenómenos extremos como son los huracanes pueden ocasionar que los precios de los combustibles se disparen al reducirse el suministro de petróleo al mercado. Al igual ocurre como ya se explicó en el apartado anterior cuando olas de frío aumentan el consumo de combustibles para calefacción.

Otro factor inherente a la volatilidad de los precios es la inelasticidad de la oferta y la demanda ante cambios bruscos en el precio de los combustibles y del petróleo. En el lado de la oferta los niveles de producción en el corto plazo tienen poco margen de ajuste ya que el desarrollo de nuevas fuentes de petróleo así como los cambios en la producción llevan largos periodos de tiempo. En cuanto a la demanda, el petróleo es una fuente de energía básica y difícilmente sustituible por otras fuentes de energía en el corto plazo cuando se producen las fluctuaciones. Por todo ello, sólo ante grandes cambios en el precio que se extiendan durante un gran periodo de tiempo puede esperarse un reajuste de los niveles de producción de consumo.

En resumen las causas de la volatilidad de los precios se encuentran a ambos lados de la cadena de valor del negocio del petróleo, tanto en la oferta como en la demanda, ya que ambos extremos se ven periódicamente afectados por acontecimientos que alteran los flujos normales de producción y consumo. Por lo tanto, los factores que se deberán tener en cuenta a la hora de estudiar la volatilidad de los precios son:

- Potenciales conflictos geopolíticos en los países productores.
- Condiciones meteorológicas extremas.

- Coyuntura económica internacional
- Niveles de reservas
- Estrategias adoptados por los países productores con capacidad influir en los niveles de oferta.
- Comportamiento de la demanda

En los siguientes puntos se profundiza en el efecto que tienen sobre los precios tres de los factores citados: Producción, reserva y demanda.

5.3.1. Efecto de la producción en los precios del crudo.

5.3.1.1 Producción de la OPEP.

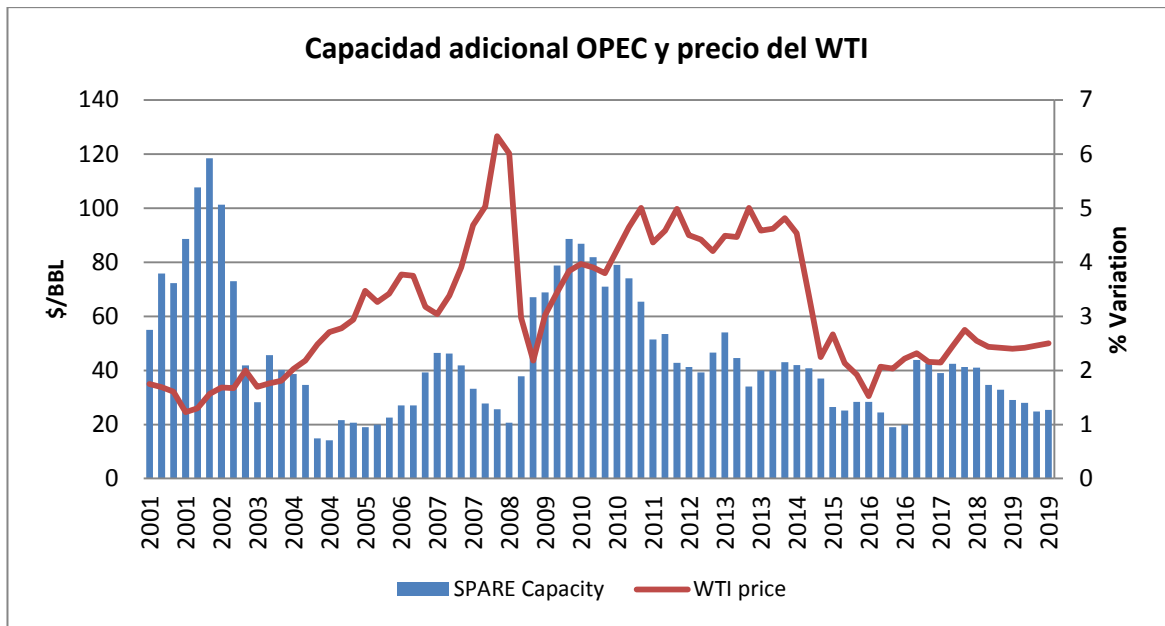
Los países que forman la OPEC (Organización de países productores de petróleo) producen entorno al 40% del petróleo mundial y representan el 60% del petróleo negociado en todos los mercados. Esta elevada cuota de mercado les otorga la capacidad de influir en los mercados internacionales pudiendo variar los precios a través de sus políticas de producción.

Los mercados emplean indicadores basados en los niveles de producción de los miembros de la OPEC para prever el comportamiento futuro de los mercados. En función de la capacidad de producción disponible es posible medir la rigidez de los mercados de crudo así como la capacidad de influencia de la que disponen los miembros del cartel.

La capacidad adicional mide la cantidad extra de petróleo que es posible producir en los 30 días siguientes siendo capaz de mantenerla durante un mínimo de 90 días. Esta capacidad es por tanto un buen indicador para medir el impacto en el suministro mundial que tiene una reducción de la producción como consecuencia de tensiones geopolíticas o de fenómenos meteorológicos extremos. Cuanto menor es la capacidad adicional de la OPEC mayor es la prima de riesgo de los precios del crudo.

Si bien la OPEC intenta controlar los precios del crudo fijando unos objetivos de producción no siempre lo logra ya sea por la falta de compromiso de sus países miembros o debido a problemas de producción que limiten su capacidad exportadora.

Figura 19: Cotización del WTI frente a las variaciones en la capacidad adicional de la OPEC



Fuente: U.S Energy Information Administration

5.3.1.2 Producción de los países no integrados en la OPEC.

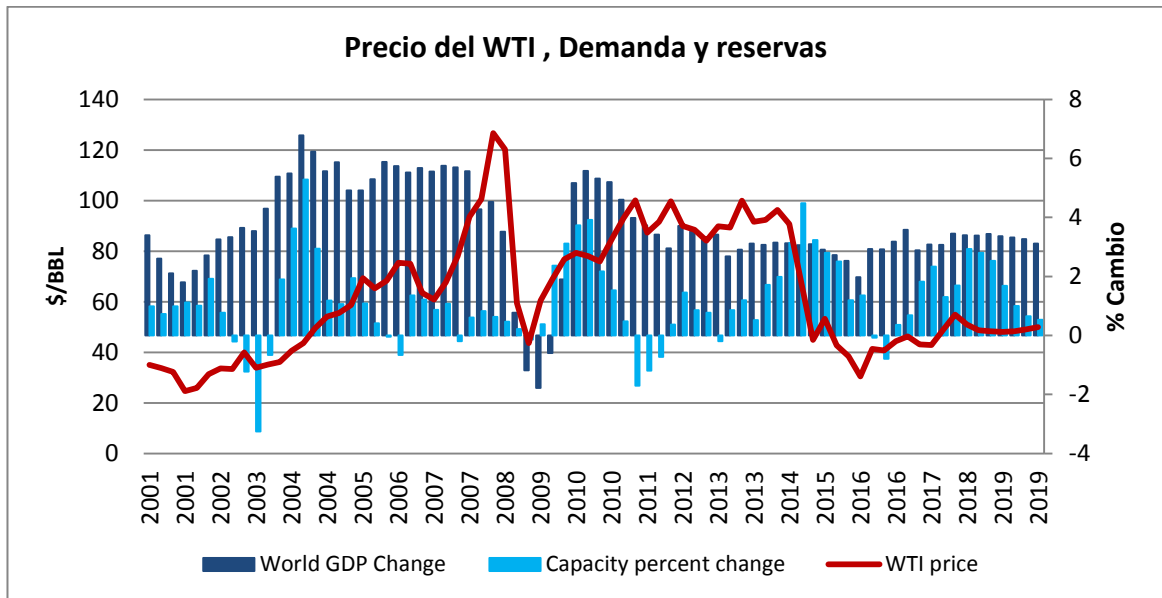
Los países que no forman parte de la OPEC toman decisiones independientes y no coordinadas en relación a los niveles de producción. En la actualidad la producción de los países no integrados en la OPEC representa el 60% del petróleo producido siendo los principales núcleos de producción América del Norte, países del este de Europa y del Mar del Norte.

El hecho de que la producción de petróleo en los países no integrados en la OPEC esté en manos de empresas petroleras internacionales y de fondos de inversión mientras que en los países del cártel la producción está en manos de empresas gubernamentales hace que el comportamiento de ambos ante los movimientos del mercado sea distinto, ya que los primeros pretenden aumentar la rentabilidad de sus diferentes grupos de interés mientras que los segundos tienen además otros objetivos como la generación de infraestructuras y empleo que impacta de forma directa en sus países. En consecuencia la respuesta de las empresas de los países externos a la OPEC es habitualmente más sensible a las señales de los mercados.

A diferencia de lo que ocurre con los países de la OPEC que intentan influir en el mercado mediante la gestión de la producción, el resto de países se comporta como precio aceptantes produciendo siempre cerca de sus capacidades máximas. Esto hace

que la capacidad adicional de estos países, al contrario de lo que ocurría en la OPEC sea prácticamente nula, por lo que no tienen capacidad de reacción para ajustar los precios a la baja mediante un incremento en la producción. Además, cuando la oferta se reduce en estos países la demanda se traslada al petróleo de la OPEC lo que les otorga una mayor capacidad para influir en los mercados.

Figura 20: Comparativa entre el precio del barril de WTI, la demanda mundial de petróleo y la variación en los inventarios de aprovisionamiento



Fuente: U.S Energy Information Administration

Para intentar comprender que factores influyen en el precio se ha representado el precio del WTI frente a la variación en las reservas de petróleo y frente a los cambios en la tasa de crecimiento mundial, tomándose esta último como indicador para medir la demanda a nivel internacional. Otros factores como las expectativas de producción los países externos a la OPEC influyen en los niveles de producción y son difícilmente medibles y predecibles por lo que introducen una componente de incertidumbre a la hora de predecir los precios.

5.3.2. Aprovisionamiento.

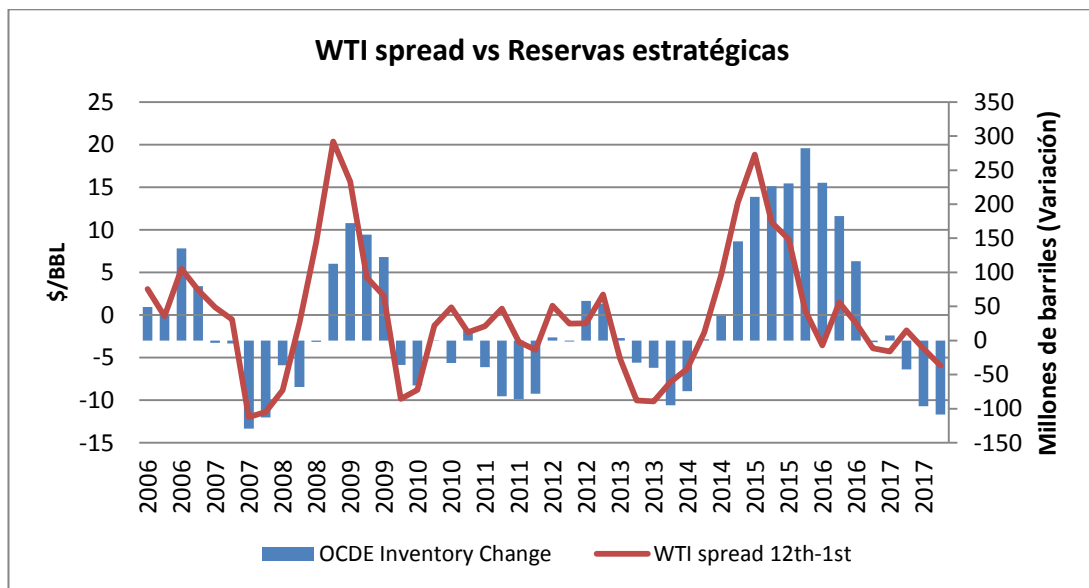
La capacidad de almacenamiento del petróleo y de los derivados permite a las refinerías gestionar sus inventarios en función de los ciclos de precio. Así por ejemplo, en periodos en los que los niveles de consumo son inferiores a los de producción y se produce una bajada de precios, el crudo puede ser almacenado para su posterior

utilización en periodos de precios altos en los que los niveles de producción se encuentran por debajo de los niveles de consumo.

Como ejemplo de la gestión de inventarios se tiene lo ocurrido en los años 2008-2009 como consecuencia de la crisis económica. En este periodo, la fuerte bajada que experimentó la demanda mundial llevo a las reservas mundiales hasta máximos históricos.

Para gestionar los inventarios se suele calcular la diferencia entre el precio de los futuros a doce meses vista y el precio de los futuros del mes venidero. Cuanto mayor sea esta diferencia mayor es el incentivo para comprar reservas cubriéndose así de la subida de precios esperada. Esta diferencia es por tanto una medida de las expectativas del mercado acerca del comportamiento futuro del crudo.

Figura 21: Relación entre el inventario de petróleo y la expectativa a un año vista sobre los precios del petróleo.

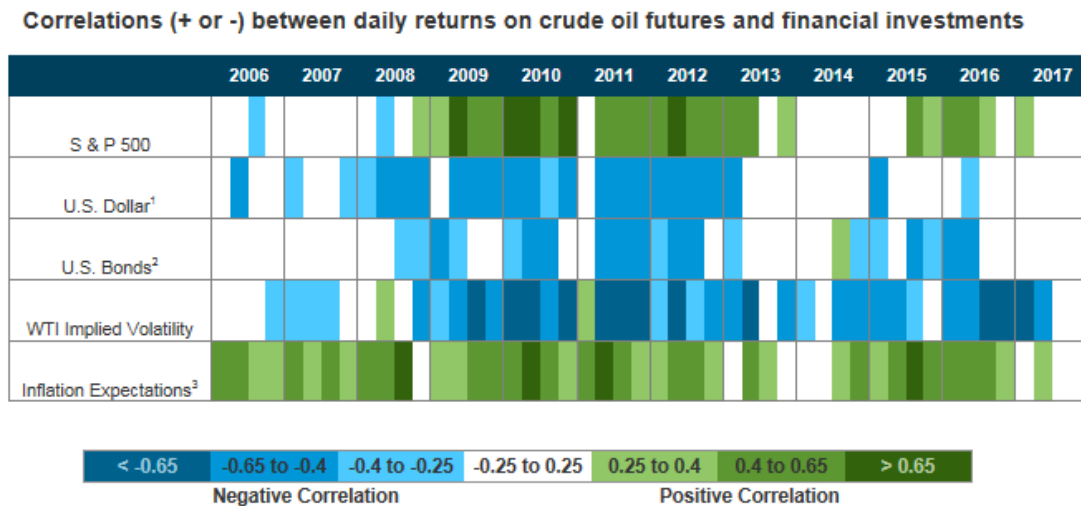


Fuente: U.S Energy Information Administration

Si bien se ha explicado que el precio del crudo influye en los niveles de inventario esta relación puede ser vista en el sentido contrario siendo igualmente válida. Es decir, un nivel alto de los inventarios envía al mercado una señal de que la oferta excede a la demanda lo que afectaría negativamente a los precios.

que se traducirá en un aumento de la demanda y por tanto en un aumento del precio. Por otro lado, los países productores que no emplean el dólar como moneda local verían sus beneficios reducidos al cambiar sus ingresos a su moneda base, por tanto y para evitar este efecto cuando se da esta circunstancia fijan unos objetivos de precios más altos que contrarresten dicho efecto.

Figura 22: Correlación entre los retornos diarios de los futuros del petróleo y otros indicadores financieros



Fuente: U.S Energy Information Administration

5.4. Bancos comerciales y mercados financieros.

La rentabilidad del trading en los mercados de *commodities* atrajo a muchos bancos comerciales que pretendían obtener elevadas rentabilidades de lo que para ellos era una nueva línea de negocio. Para operar en estos mercados es necesario contar con un amplio conocimiento y gran capacidad de gestión del riesgo.

Los cambios legislativos prohibieron la negociación por cuenta propia de valores a corto plazo, así como derivados, futuros de materias primas y opciones para cuentas propias de los bancos. Entre los principales motivos que impulsaron a los bancos a salir de este mercado se pueden destacar los siguientes:

- 1. Disminución de la volatilidad:** La mejora en la eficiencia de los procesos productivos, el desarrollo de tecnologías alternativas reales y el desarrollo tecnológico que ha permitido aumentar las reservas probadas de petróleo han dado lugar una disminución de la volatilidad.

6. Riesgos financieros

Toda corporación está expuesta a una serie de riesgos por el mero hecho de desarrollar una actividad económica, entendiéndose estos como la probabilidad de que ocurra un evento que perjudique los intereses de la empresa. Por este motivo, la gestión de dichos riesgos y la correcta toma de decisiones (tipos de riesgos, grado de exposición, posible impacto, cobertura, medidas de mitigación, etc.) son fundamentales para garantizar la rentabilidad de la corporación. Para poder gestionar estos riesgos, es necesario acotar cuáles son los que rodean al negocio, identificar con qué actividades están ligados y las herramientas con que se cuenta para poder mitigarlo y reducir su impacto sobre la cuenta de resultados.

La medición del riesgo se convierte por tanto en un instrumento de gran utilidad para las empresas. Para llevarla a cabo han surgido multitud de técnicas que permiten relacionar la probabilidad de que ocurra un acontecimiento negativo con el impacto que este tendría, siendo necesario estimar ambas variables.

Para poder identificar los riesgos que pueden afectar a cada corporación es necesario definirlos previamente. A continuación se definen los principales tipos de riesgos que pueden presentarse en cualquier actividad económica:

- Riesgo de mercado (tipo de interés, tipo de cambio, precio, etc)
- Riesgo de crédito
- Riesgo operacional
- Riesgo reputacional
- Otros riesgos (Negocio, Modelo, etc)

6.1. Riesgo de mercado

Se define como el riesgo de pérdida económica al que se expone una firma debido a movimientos adversos en las variables que determinan el precio de los activos. El riesgo de mercado es un riesgo sistemático, es decir, es independiente de la gestión que cada uno realiza de su cartera. Este riesgo incluye otros riesgos como el tipo de cambio, el riesgo de precio y el tipo de interés.

El riesgo de tipo de interés se define como el riesgo de que el valor de una inversión disminuya debido al cambio general en los tipos o a cualquier otro cambio en

las variables que relación el valor de tu activo con el de los nuevos entrantes. Este riesgo afecta habitualmente a los valores de forma de inversa y se mitiga mediante coberturas.

El riesgo de tipo de cambio se define como la posibilidad de que el valor de las inversiones disminuya como consecuencia de variaciones en el tipo de cambio entre divisas. Este riesgo afecta tanto a empresas con negocios internacionales, que reciben flujos de caja de múltiples países, como a los inversores que toman posiciones en valores extranjeros.

El riesgo de precio de *commodities* se define como el riesgo de que cambie la valoración de estas materias primas afectando tanto a los productores como a los usuarios finales. Entre los factores que conforman el riesgo de precio de las *commodities* destacan los cambios regulatorios, fenómenos meteorológicos, desastres naturales, cambios tecnológicos y las condiciones de mercado. Debido a su impacto en los resultados de las compañías los grandes consumidores tienden a cubrir este tipo de riesgo para protegerse de las fluctuaciones del mercado.

6.2. Riesgo de crédito.

Se define como el riesgo de pérdida económica como consecuencia del incumplimiento de las condiciones contractuales por parte del deudor. Este tipo de riesgos es muy habitual en el sector financiero sin embargo, no es un riesgo exclusivo de este sector ya que se extiende a cualquier área en el que una contraparte adquiera un compromiso de pago al realizar un intercambio.

El impacto del riesgo de crédito se cuantifica como el coste de remplazo de los flujos de caja en caso de quiebra de la contraparte y su medición supone un reto enorme que requiere de la elaboración de modelos precisos que determinen las distribuciones de probabilidad de impago, de pérdidas por incumplimiento y de exposición al riesgo. Todos estos parámetros contribuyen de forma efectiva al riesgo de impago y deben ser medidos controlados dentro de cada cartera.

Si bien todas las instituciones financieras están expuestas tanto al riesgo de mercado como al riesgo de crédito, este último es mucho mayor en los bancos comerciales y así se refleja en las reservas de capital que deben tener, siendo mucho mayor para cubrir el riesgo de crédito que el de mercado. En el caso de los bancos de

inversión el riesgo de mercado es mucho mayor al actuar como contrapartida en los productos derivados.

El riesgo de crédito se compone tanto del riesgo previo a la liquidación como del riesgo de liquidación.

El riesgo previo a la liquidación se extiende durante toda la duración de la transacción y se ocasiona al incumplir la contraparte sus obligaciones mientras esté vigente el contrato. Es por tanto un riesgo que está presente durante largos periodos de tiempo. Ejemplos de transacciones en los que hay riesgo de crédito previo a la liquidación son: préstamos, hipotecas o transacciones con derivados.

Por otro lado, el riesgo de liquidación aparece en los intercambios de flujo de efectivo y está vigente desde que la primera entidad realiza un pago hasta que recibe la compensación correspondiente. Este tipo de riesgos se da por tanto en periodos de tiempo menores.

Las pérdidas sufridas por una entidad como consecuencia de su exposición al riesgo de crédito no son una cantidad fija sino que fluctúan continuamente, para obtener un valor que sirva de referencia se calcula estadísticamente un valor medio de pérdida crediticia que se denomina Pérdida Esperada. Este tipo de pérdidas no se consideran en sí mismo un riesgo ya que se dan por descontado y se consideran como un coste más de la actividad.

Por tanto, las pérdidas que si deben ser consideradas como un riesgo son la parte variable no incluida en la Pérdida Esperada y que se denominan Pérdidas Inesperada. Las PE pueden calcularse para cada transacción y su valor dependerá de la calidad crediticia del cliente, del tipo de operación y de los avales o garantías.

6.3. Riesgo operacional

Se define como el riesgo de pérdida económica debido o bien a factores o externos o bien a factores internos como pueden ser faltas de adecuación o fallos del personal, de los procesos o de los sistemas internos. En este tipo de riesgo se incluye el riesgo legal al que se expone una entidad en caso de que los documentos firmados no se documenten adecuadamente o no sean legalmente exigibles..

Según lo establecido en Basilea II se definen los siguientes eventos a tener en cuenta dentro del riesgo Operacional:

- Fraude interno
- Fraude externo
- Relaciones laborales y seguridad en el puesto de trabajo
- Prácticas con los clientes, productos y negocios
- Daños a activos materiales
- Incidencias en el negocio y fallos en los sistemas
- Ejecución, entrega y gestión de procesos

A continuación se define cada uno de los eventos recogidos en Basilea II y se dan ejemplos de cada uno de ellos:

Tabla 9: Clasificación de los tipos de eventos de pérdida en Basilea II.

Clasificación de los tipos de eventos de pérdida		
Tipos de eventos	Definición	Ejemplos de actividades
Fraude interno	Pérdidas derivadas de algún tipo de actuación encaminada a defraudar, apropiarse de bienes indebidamente o soslayar regulaciones, leyes o políticas empresariales (excluidos los eventos de diversidad / discriminación) en las que se encuentra implicada, al menos, una parte interna a la empresa	<p><u>Actividades no autorizadas</u> Operaciones no reveladas (intencionalmente) Operaciones no autorizadas (con pérdidas pecuniarias) Valoración errónea de posiciones (intencional).</p> <p><u>Hurto y fraude.</u> Fraude / fraude crediticio/ depósitos sin valor. Hurto / extorsión / malversación / robo. Apropiación indebida de activos. Destrucción dolosa de activos. Falsificación. Utilización de cheques sin fondos. Contrabando. Apropiación de cuentas, de identidad, etc.</p>
Fraude externo	Pérdidas derivadas de algún tipo de actuación encaminada a defraudar, apropiarse de bienes indebidamente o soslayar la legislación, por parte un tercero	<p><u>Hurto y fraude</u> Hurto/robo, falsificación o utilización de cheques sin fondos.</p> <p><u>Seguridad de los sistemas</u> Daños por ataques informáticos Robo de información (con pérdidas pecuniarias)</p>

Relaciones laborales y seguridad en el puesto de trabajo	Pérdidas derivadas de actuaciones incompatibles con la legislación o acuerdos laborales, sobre higiene o seguridad en el trabajo, sobre el pago de reclamaciones por daños personales, o sobre casos relacionados con la diversidad/discriminación	<p><u>Relaciones laborales</u> Cuestiones relativas a remuneración, prestaciones sociales, extinción de contratos. Organización laboral</p> <p><u>Higiene y seguridad en el trabajo</u> Responsabilidad en general (resbalones, etc.) Casos relacionados con las normas de higiene y seguridad en el trabajo Indemnización a los trabajadores</p> <p><u>Diversidad y discriminación</u> Todo tipo de discriminación</p>
Daños a activos materiales	Pérdidas derivadas de daños o perjuicios a activos materiales como consecuencia de desastres naturales u otros acontecimientos	<p><u>Desastres y otros acontecimientos.</u> Pérdidas por desastres naturales Pérdidas humanas por causas externas (terrorismo, vandalismo)</p>
Incidencias en el negocio y fallos en el sistema	Pérdidas derivadas de incidencias en el negocio y de fallos en los sistemas	<p><u>Sistemas</u> Hardware Software Telecomunicaciones Interrupción / incidencias en el suministro</p>

6.4. Riesgo reputacional

El riesgo reputacional se define como el riesgo de pérdida asociado a los cambios de percepción que los grupos de interés de una empresa (clientes, accionistas, empleados, etc.) tienen sobre la marca.

El comité de Basilea no recoge el riesgo reputacional en el Acuerdo de Capitales por lo que las entidades financieras no están obligadas a guardar reservas relacionadas con las pérdidas que se deriven de este tipo de sucesos, sin embargo el fuerte impacto que el daño reputacional puede tener hace necesario adoptar medidas que cuantifiquen los daños y contengan las pérdidas en caso de producirse un suceso que dañe la imagen de la compañía.

En el entorno financiero la confianza que los clientes tienen en la capacidad del banco para devolver los fondos aportados es básica, ya que permite a los usuarios depositar dinero sabiendo que lo pueden recuperar, si bien, en caso de que la reputación del banco se vea dañada se puede producir una retirada masiva de fondos que llevaría al banco a la quiebra al no disponer de todo el dinero en estado líquido.

En el entorno energético el riesgo reputacional va también tomando importancia y las empresas tratan de tomar medidas que mejoren su imagen de cara al público general. En el sector eléctrico las grandes multinacionales empiezan a apostar de forma clara por energías renovables modificando sus estrategias de negocio hacia el cierre de centrales de carbón o nucleares en favor de otras tecnologías con mejor aceptación social. En el sector petrolero, las principales empresas empiezan a apostar por otros combustibles menos contaminantes como el GLP, lo que contribuye a mejorar la reputación del sector.

6.5. Otros riesgos

A los riesgos arriba mencionados, se deben añadir otros riesgos a los que se expone cualquier entidad:

- **Riesgo de negocio:** Posible pérdida derivada de la toma de decisiones estratégicas o de negocio así como del correcto cumplimiento de dichas decisiones.

- **Riesgo de modelo:** Posible perjuicios, ya sean económicos, reputacionales etc derivados de la toma de decisiones basadas en modelos erróneos o incorrectamente empleados.
- **Riesgo concentración:** Posible perjuicio económico derivado la falta de diversificación ya sea por número y exposición, sectorial o geográfica.

7. Riesgo de mercado

7.1. Introducción.

Una de las principales características que definen a los mercados financieros es la volatilidad, característica que se refleja en las fluctuaciones de precios, tipo de cambio y tipos de interés entre otros parámetros. Esta variabilidad se traduce de forma unívoca en un riesgo que deberá ser medido y controlado por los agentes intervinientes para controlar su impacto y mitigar sus efectos adversos.

Las herramientas empleadas para medir el riesgo han ido evolucionando, inicialmente se empleaban metodologías desarrolladas ad hoc como análisis de sensibilidad o análisis de escenarios. El problema de estos métodos radica en que no tienen en cuenta variables tan importantes como son la relación entre las volatilidades de diferentes mercados, correlaciones entre factores de riesgo o probabilidades de eventos identificados como adversos.

En la actualidad una de las medidas más utilizadas por los gestores de riesgos es el VAR (*Value at risk*) que se complementa con test de estrés los cuales permiten identificar pérdidas potenciales ante eventos extremos. La ventaja del VAR frente a las otras herramientas de medida empleadas previamente es que permite cuantificar a un nivel de confianza dado y en un periodo definido el riesgo total de una cartera teniendo en cuenta tanto su grado de diversificación como su apalancamiento.

Una vez se han definido ya el resto de tipos de riesgos este apartado se centrará en el riesgo de mercado. Se explicará los tipos de riesgo de mercado, las metodologías empleadas en el cálculo del VAR (Metodología Histórica, Paramétrica y simulación de Monte Carlo), los efectos que tienen en esta medida parámetros como la volatilidad y las correlaciones así como técnicas complementarias como el *Backtesting* y el *Stress Test*.

empleada como reserva por países e instituciones y es el instrumento utilizado para fijar el precio de las *commodities*.

En consecuencia, cualquier cambio en la cotización del dólar frente al resto de divisas afecta al precio del petróleo y del gas. Esto se debe a que ante una apreciación del dólar el resto de monedas pierden poder adquisitivo lo que en el medio plazo afecta a la demanda. Cuando el dólar se deprecia, la situación es la contraria y ante un aumento de la demanda habitualmente se produce una subida del precio de estas *commodities*.

7.2.3. Riesgo de precio de la *commodities*.

Se define como el riesgo de pérdida debido directamente a las fluctuaciones de los precios de las *commodities* en el mercado. Este riesgo afecta directamente a las refinerías ya que como se explicó en apartados previos basan su margen de beneficio en la diferencia de precio que existe entre los combustibles (*Output*) y el precio del petróleo (*Input*).

Por tanto, dado que incluso los contratos OTC se firman tomando como referencia la cotización de las *commodities* en los mercados organizados se deberá prestar mucha atención a este tipo de riesgo por sus implicaciones directas en el beneficio de las compañías de Oil&Gas.

7.3. Correlación entre activos.

Los activos financieros se encuentran ligados entre si con diferentes grados de correlación. El riesgo de correlación mide la posibilidad de pérdidas financieras como resultado de cambios adversos en la correlación entre activos, ya sean estos financieros o no financiero.

A la hora de conformar una cartera diversificada resulta de vital importancia tener esto en cuenta para poder garantizar la seguridad de la inversión ya que a medida que aumente la correlación entre los activos el riesgo de la cartera aumenta.

En el caso de las coberturas financieras ocurre lo mismo, si una posición se toma como cobertura de otra ambas deberán estar escasamente relacionadas para que la cobertura sea eficaz.

Como ejemplo se puede citar el efecto que tuvo la correlación positiva existente entre los bonos griegos y mejicanos en la crisis griega de 2012 que dio lugar a fuertes pérdidas para los tenedores mejicanos.

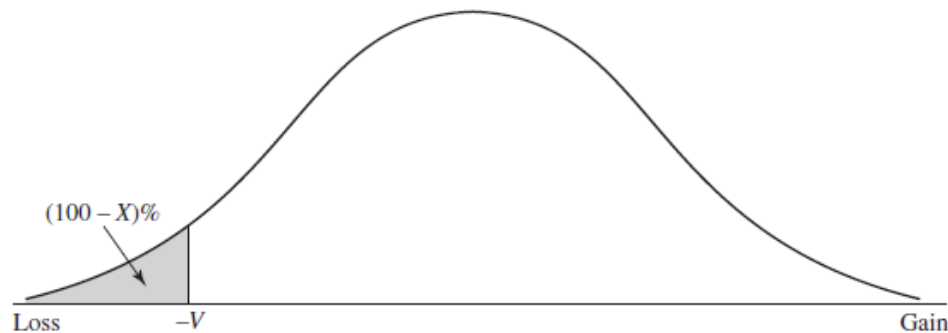
La mala gestión de las correlaciones de impago entre las hipotecas subprime y las de bajo riesgo fue uno de los detonantes de la crisis financiera de 2007-2009.

7.4. Value at Risk (VAR)

El valor en riesgo, VAR por sus siglas en inglés, es una metodología de estimación de riesgos que permite aunar en un único valor los diferentes riesgos a los que se expone una compañía.

El VAR permite establecer cuantitativamente el riesgo en unidades monetarias y se puede definir como las pérdidas máximas esperadas en un horizonte de tiempo fijado T y con un nivel de confianza establecido X .

Figura 23: Cálculo del VAR a partir de una distribución de ganancias.



Fuente: *Risk Management and financial institutions*

Este método fue desarrollado por JP Morgan en los años 90 y se extendió rápidamente al resto de compañías de Wall Street gracias a su simplicidad y a su utilidad para analizar y controlar el nivel de riesgos que una empresa es capaz de soportar.

En la actualidad y tras el estallido de la crisis financiera de 2008 la medición del riesgo ha aumentado su importancia en el sector bancario como consecuencia de las mayores exigencias de capital (Basilea III) y del mayor control de riesgos. Las carencias demostradas por el VAR para medir el riesgo en las colas han dado lugar a la implementación de nuevas técnicas de medición como el *Expected Shortfall* que se explicará más adelante.

Entre las ventajas del VAR destaca la capacidad para agregar en un solo número todo el riesgo de una inversión, lo que facilita realizar una valoración integral. Además, al tratarse de una medida muy estandarizada permite realizar comparaciones entre distintas empresas.

Por otro lado se debe tener en cuenta que el VAR no considera los peores escenarios posibles por lo que es interesante complementar el análisis con test de estrés. Otro inconveniente que se aprecia en esta medida es la falta de datos con respecto a la cuantía de la pérdida esperada en caso de darse el percentil restante. Esta carencia se compensa mediante técnicas como el *Tail VAR* o pérdida esperada.

Las principales características de esta metodología son las siguientes:

- Los resultados obtenidos no consideran posibles crisis financieras, es decir, se basan en comportamientos normales de los mercados.
- El valor obtenido no representa la pérdida máxima de la cartera.
- Las pérdidas reales obtenidas pueden exceder el valor del VAR, es más estadísticamente debe ocurrir así.
- Esta metodología permite representar en una única cifra todo el riesgo de la cartera.
- La probabilidad de que las pérdidas reales superen la cifra del Var dependerá del nivel de confianza que se haya fijado.
- El VAR mide el riesgo teniendo en consideración los posibles efectos de correlación entre las diferentes variables de mercado.

Existen diferentes formas de calcular el VAR siendo las más habituales:

- VAR Paramétrico: Emplea rentabilidades estimadas asumiendo que se distribuyen de forma normal.
- VAR Histórico: Emplea rentabilidades históricas.
- VAR de Monte Carlo: Se basa en la aleatoriedad de los datos empleados que son obtenidos a partir de unos datos iniciales fijados por el usuario.

7.4.1. Simulación paramétrica

De las tres metodologías más empleadas para el cálculo del VAR, simulación Paramétrica, Histórica y de Montecarlo la primera cumple bastante bien con el compromiso entre coste y resultado si bien las otras dos metodologías arrojan resultados más robustos.

La metodología paramétrica tiene en cuenta la volatilidad de todos los elementos de una cartera aplicando a cada factor de riesgo (precios, índices, divisas, etc.) su propia variabilidad. Esta volatilidad se aplica para un determinado nivel de confianza y una distribución determinada.

La forma de calcular y tener en consideración la volatilidad y la correlación entre los diferentes elementos de la cartera en la matriz de varianzas-covarianzas que se multiplicará por el VAR individual de los elementos de la cartera.

La metodología paramétrica requiere la utilización de información histórica. Además, para la construcción de la matriz de varianzas y covarianzas es habitual emplear medias dinámicas asumiendo que los parámetros cambian con el tiempo. Existen dos alternativas para ponderar el peso de las medias móviles, la primera de ellas consiste en dar a todos los datos históricos el mismo peso para la estimación de la varianza mientras que la segunda alternativa consiste en aplicar una ponderación exponencial a los datos de forma que los más próximos en el tiempo tienen más importancia que los más lejanos.

La estimación de la varianza tomando las medias móviles equiponderadas se realiza mediante la siguiente expresión:

$$S_t^2 = \frac{1}{n} * \sum_{s=t-n}^{t-1} (x_s - \bar{x})^2$$

Siendo:

- t: Instante t del periodo de observación.
- i: Cada uno de los activos de la cartera.
- n: Periodo en que se realizan las observaciones.
- $x_{i,s}$: Representa cada uno de los rendimientos generados por el activo i.
- x_i : Media de los rendimientos de los factores en el periodo de estudio.

Por otro lado se tiene que para estimar la varianza empleando el método de las medias móviles exponenciales se emplea la siguiente fórmula:

$$S_{T+\Delta T} = S_T * e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta T + \sigma\varepsilon\sqrt{\Delta T}}$$

Siendo:

- $S_{T+\Delta T}$: Precio futuro
- S_T : Último precio asociado
- μ : Media de los retornos
- σ : Volatilidad de los retornos
- ΔT : Periodo de tiempo en el que se reflejarán los datos.
- ε : Número aleatorio que sigue la distribución normal con media 0 y desviación estándar 1.

Uno de los principales inconvenientes que presenta esta metodología es la dificultad en el manejo de la matriz de varianzas y covarianzas cuando los elementos que componen la cartera son muy elevados. Para hacerlo manejable JP Morgan implementó un sistema de agregación denominado mapping.

Esta metodología asume los siguientes supuestos:

- Los factores de mercado se comportan como una distribución normal. (La diferencia entre el logaritmo del precio de un factor entre un día y el siguiente se puede representar mediante una distribución normal).
- La relación existente entre los factores de mercado y el valor de la cartera es lineal.

El cálculo del VAR se realizará del siguiente modo:

$$VAR = Z_\alpha * \text{Desviación típica del valor futuro de las posiciones}$$

$$VAR(t_0, T_0, \alpha) = z_\alpha * \sqrt{X'_{t_0} * \Omega_{t_0} * X_{t_0}}$$

Siendo:

- t_0 : Fecha del análisis, hasta la cual se tienen datos históricos.
- T_0 : Periodo para la estimación de la pérdida.

- α : Nivel de confianza. ($\alpha=0,95$ $Z_{0,95}=1,65$).
- X_{t_0} : Vector de posiciones de riesgo para cada factor.
- Ω_{t_0} : Matriz de varianzas y covarianzas.

La matriz de varianzas y covarianzas se formula como:

$$\Omega_{t_0} = \rho_{t_0,xy} * \sigma_x * \sigma_y$$

Siendo:

- $\rho_{t_0,xy}$: Correlación entre los elementos de riesgo x e y.
- σ_x : Volatilidad del elemento de riesgo x en %.
- σ_y : Volatilidad del elemento de riesgo y en %.

$$\begin{bmatrix} \text{Var}(X_1) & \text{Cov}(X_1X_2) \\ \text{Cov}(X_1X_2) & \text{Var}(X_2) \end{bmatrix}$$

7.4.2. VAR Histórico

La simulación histórica es una metodología que estima los valores que puede tomar una cartera y su rentabilidad frente al valor presente partiendo del supuesto de que los escenarios ocurridos pueden volver a repetirse.

Para generar escenarios será necesario por tanto disponer de series históricas de datos con el mayor número posible de observaciones.

En vez de emplear los datos históricos para calcular las correlaciones y volatilidades de los activos contenidos en la cartera, se analizan las pérdidas y ganancias que habría obtenido la cartera actual si se hubieran producido de forma aleatoria las rentabilidades históricas de los activos.

Utilizando los rendimientos de cada uno de los escenarios se puede definir una distribución de probabilidad de pérdidas y ganancias sobre el valor de la cartera. La combinación de posibles resultados origina la distribución de rendimientos empleada para obtener el VAR.

Para calcular el VAR mediante simulación histórica se deben seguir los siguientes pasos:

1. Identificación de las variables que afectan a la cartera.
2. Recopilación de las series históricas de dichas variables.
3. Obtención de los rendimientos en la serie histórica para cada variable y periodo.

$$\text{Rendimiento} = \text{Ln}\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$$

Siendo P_t el precio del dato t ésimo de la serie histórica.

4. Generación de los precios simulados multiplicando el precio actual por cada uno de los rendimientos obtenidos. Se obtienen por tanto $n-1$ escenarios de precio.
5. Cálculo de los valores de la cartera para cada escenario
6. Cálculo de los rendimientos de la cartera para cada escenario
7. Cálculo de VAR

7.4.2.1 Ventajas e inconvenientes de la metodología histórica.

Como ya se indicó con anterioridad la simulación histórica no presupone ningún tipo de distribución de pérdidas y ganancias. Esto supone una clara ventaja con respecto a la metodología paramétrica al ser menos restrictiva, ya que la primera parte del supuesto de una distribución lineal de los rendimientos mientras que la segunda no.

La metodología histórica incluye de forma implícita las correlaciones entre diferentes activos así como la volatilidad de los mismos. Esto es así ya que los datos empleados al ser reales llevan intrínsecos estos parámetros así como otros muchos.

Sin embargo, la obtención del VAR mediante simulación histórica también presenta algunos inconvenientes. Este enfoque al basarse en datos históricos ya ocurridos no permite la posibilidad de contemplar situaciones futuras que no hayan ocurrido todavía pero que quieran tenerse en cuenta en el modelo.

Otra limitación importante a la que se enfrenta la simulación histórica es la necesidad de disponer de un elevado volumen de datos para realizar cualquier

simulación. El corto recorrido de algunos activos nuevos hace que esta metodología no les sea aplicable al no existir información suficiente para llevarla a cabo de forma fiable. Como ejemplo, si se quieren simular 500 escenarios con una variación diaria, como se hará en el caso de estudio, se necesitarán 2 años de históricos.

7.4.3. Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo es un método de estimación del VAR que basa su cálculo en la obtención de un gran número de escenarios generados de forma aleatoria. Con este método se resuelven muchos de los problemas que presentaba la simulación histórica en relación con los datos empleados. El principal de estos inconvenientes es que la estimación del Valor en Riesgo se hace basándose en una sola trayectoria de precios.

Si bien esta técnica de simulación estadística es la más flexible de los distintos métodos de generación de escenarios también es la más complicada a nivel técnico. La utilización de este método exige especificar el tipo de proceso (lognormal, normal, etc) que aplicará sobre la variabilidad en los precios.

Para implementar este método se deben seguir los siguientes pasos:

1. Se calculan las correlaciones y volatilidades de la serie histórica de precios de los factores de riesgo.
2. Obtención de la matriz de covarianzas
3. Generación de números aleatorios que sigan una distribución uniforme comprendida entre 0 y 1.
4. Conversión de la serie a tasas normalizadas de variación, de forma que la función de la distribución normal devuelva la variación asociada al número obtenido aleatoriamente.
5. Cálculo de las proyecciones de los factores de riesgo.
6. Una vez se tienen los valores proyectados de los factores de riesgo se reevalúa el instrumento. Los resultados de las simulaciones se almacenan, se ordenan y se selecciona el percentil que corresponde al nivel de confianza asignado.

En la simulación mediante el método de Montecarlo es de vital importancia la forma en que se generan los números, esta debe ser completamente aleatoria para que el proceso no quede invalidado. Para que una variable sea considerada como aleatoria su obtención se debe derivar de un proceso no dirigido en el que si bien se pueden conocer los posibles valores que puede adoptar y sus probabilidades, no se puede conocer inicialmente su valor.

7.4.3.1 Ventajas e inconvenientes de la simulación de Montecarlo.

La simulación de Montecarlo mejora la medición y el tratamiento de los riesgos no lineales además de ofrecer mayor flexibilidad y facilidades en el análisis de sensibilidades, contrastes de *Stress Testing* y *Worst Case Scenarios*. Este método tiene en cuenta el efecto *Portfolio Aging* empleado en simulaciones de riesgo de crédito de tipo multistep.

Por otro lado, esta metodología exige una elevada capacidad de computación para llevar a cabo las simulaciones además de exigir una definición previa de modelos de comportamiento de los precios.

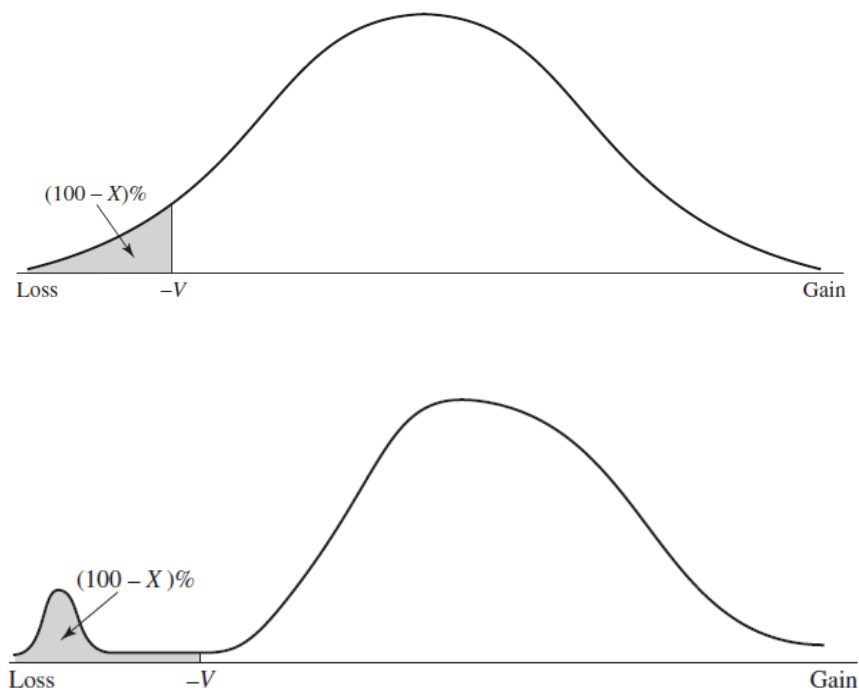
7.5. Deficiencias del VAR: Medida del riesgo en las colas.

Como ya se explicó en el punto anterior el VAR nos da información acerca de cuál es la máxima pérdida que cabe esperar en un periodo dado y con un nivel de confianza prefijado. Sin embargo las conclusiones que se pueden obtener de esta medida son limitadas y una interpretación errónea del resultado puede dar lugar a pérdidas elevadas y no esperadas.

Esto es así ya que el VAR no explica el riesgo que se asume en las colas de las distribuciones. Como ejemplo, se podría exigir que una determinada cartera no excediera un VAR de 10 millones de \$ con un nivel de confianza del 95%, pero ¿qué ocurriría si se diera el 5% restante? En ese caso podría darse la situación de que las pérdidas fueran desmesuradas sin que estuviera contemplado en nuestro modelo.

En las dos figuras siguientes se muestran dos distribuciones de probabilidad que se podría asumir que tienen el mismo VAR, sin embargo, el portfolio de la segunda figura presentaría mucho más riesgo ya que la probabilidad de que se dé una pérdida importante es más elevada.

Figura 24: Comparativa entre dos distribuciones con igual VAR pero diferente riesgo



7.6. Expected shortfall.

Para solventar la falta de información que deja el VAR sobre el riesgo que se asume en las colas se puede recurrir a otra medida denominada ES (*Expected shortfall*). La diferencia entre ambas medidas es que mientras que el VAR responde a la pregunta, ¿Cómo de mal pueden ir las cosas? el ES responde a la pregunta: ¿Si las cosas van mal, cuál es la máxima pérdida esperada?

Al igual que ocurría con el VAR el ES es función de dos parámetros: T(horizonte temporal) y X (Nivel de confianza) y representa la pérdida esperada en el horizonte temporal definido condicionado a que a que la pérdida sea mayor que el percentil definido por el nivel de confianza X en la distribución de pérdidas.

Como ejemplo, se supone un nivel de confianza del 99% y un horizonte temporal de 10 días en el que se obtiene un VAR de 70 millones de \$, en ese caso el ES será la cantidad media perdida en los 10 días asumiendo que las pérdidas serán superiores a 70 millones de \$.

Entre las ventajas del ES con respecto al VAR destaca su capacidad para limitar el riesgo máximo que se quiere asumir en un escenario desfavorable, además recoge en toda circunstancia los beneficios de la diversificación. Como desventajas cabe destacar por lado la mayor complejidad de esta medida y la dificultad para interpretar su resultado y por otro la dificultad para realizar un Back-test de esta medida.

7.7. Medidas coherentes del riesgo.

Uno de los objetivos que persiguen las diferentes medidas del riesgo es ser capaces de estimar el capital que deben reservar las instituciones financieras y diferentes entidades para hacer frente a situaciones de estrés en las que se produzcan pérdidas elevadas. Artzner et al, propone una serie de propiedades que debería tener cualquier instrumento de medición del riesgo y son las siguientes:

1. Monotonía: Si $V_1 < V_2$, entonces $\rho(V_1) < \rho(V_2)$.
2. Invarianza por traslación: Si k es determinista: $\rho(V+k) = \rho(V) + k$. Si añadimos la liquidez (efectivo) a una cartera, su riesgo debe reducirse.

3. Homogeneidad: $\rho(kV) = k \cdot \rho(V)$. Si incrementamos el tamaño de la cartera por un factor k , su riesgo aumenta proporcionalmente.
4. Subaditividad: $\rho(V_1 + V_2) < \rho(V_1) + \rho(V_2)$, entonces fusionar ambas carteras no puede aumentar el riesgo del conjunto.

Las medidas de riesgo que cumplen con las cuatro propiedades son calificadas de coherentes. De las cuatro propiedades definidas por Artzner el VAR satisface siempre los tres primeros pero no siempre que se agregan dos portfolios el VAR conjunto disminuye mientras que el ES siempre es coherente.

7.8. Técnicas complementarias al VAR

7.8.1. Back-Testing

Las pruebas de contraste o "*Back-Testing*" permiten controlar la calidad de las medidas empleadas para el control de riesgos. Con esta prueba se analiza como hubieran funcionado en el pasado los procedimientos actuales. De las dos medidas expuestas anteriormente, el VAR y el ES, la primera resulta más fácil de contrastar.

Realizar un Back-Test a una medida del VAR consiste en comparar el resultado obtenido con el histórico de pérdidas. Si el número de días en que se excede el VAR calculado supera el nivel de confianza fijado se puede concluir el procedimiento de cálculo empleado arroja un valor muy inferior al real y las provisiones podrían no ser suficientes. En caso de que el número de días quedara muy por debajo de lo estimado se estaría empleando una metodología muy conservadora que implicaría unas reservas excesivas.

A la hora de realizar un *back-test* sobre un VAR diario hay que considerar si se tienen en cuenta o no los cambios realizados en la cartera en el día. Existen dos opciones:

1. Suponer que la cartera se mantiene sin cambios a lo largo del día y comparar el VAR con dicha hipótesis
2. Comparar el VAR con el cambio real sufrido por la cartera en el día.

A nivel teórico, la primera suposición es más correcta ya que en el cálculo del VAR se supone de forma implícita que no hay cambios en la cartera durante el día. Sin

embargo, lo que realmente interesa cuando se analiza la cartera son los cambios reales. Lo habitual es realizar la comparación con ambas hipótesis para tomar una decisión.

Para tomar una decisión sobre la validez del modelo empleado para medir el VAR se pueden tomar dos hipótesis:

1. La probabilidad de que se produzca una excepción es p .
2. La probabilidad de que se produzca una excepción es mayor que p .

Siendo el nivel de confianza para un VAR dado de $X\%$, $p=1-X/100$ la probabilidad de exceder el VAR cualquier día dado, n el número total de días, m número de días en que se excede el VAR.

De acuerdo con las propiedades de la distribución binomial, la probabilidad de exceder el VAR en m o más días es de:

$$\sum_{k=m}^n \frac{n!}{k! * (n - k)!} * p^k * (1 - p)^{n-k}$$

Si la probabilidad de exceder el VAR en m o más días es menor que el 5% se rechaza la primera hipótesis. En caso de ser mayor que el 5% la hipótesis no se rechaza.

En líneas generales, la dificultad para realizar un Back-Test a un modelo de VAR aumenta según aumenta el nivel de confianza del mismo. Una alternativa posible es emplear niveles de confianza del VAR relativamente bajos y después emplear la teoría del valor extremo para obtener los niveles confianza requeridos.

7.8.2. Stress Testing.

Los test de estrés permiten evaluar el impacto que tendría una serie de escenarios extremos que no son tenidos en cuenta ni en con los modelos de *Value at Risk* (VAR) ni con los de *Expected Shortfall* (ES). La crisis de 2007 ha puesto de manifiesto la importancia que este tipo de análisis tienen para evitar situaciones como la crisis financiera ocurrida aquel año.

A diferencia del VAR y del ES, que se centra en datos históricos para generar escenarios, el *Stress Testing* estudia el impacto futuro que tendrían escenarios extremos que no necesariamente han tenido que ocurrir en el pasado.

A la hora de generar escenarios se puede optar por “estresar” variables individuales o múltiples variables.

Si se decide estresar una variable de forma individual sometiéndola a una fuerte variación, el resto de variables deben mantenerse inalteradas. Como ejemplos de este tipo de escenarios se suele simular por ejemplo:

- La devaluación o apreciación de una divisa principal en un +/-6%.
- Variaciones en la capitalización del +/-10%.
- Alteraciones de las volatilidades implicadas en un +/-50%.

Normalmente cuando se produce una variación brusca de alguna variable de mercado, el resto suelen experimentar también fuertes cambios, por ello es más habitual utilizar este tipo de escenarios.

8. Estudio del VAR en una cartera

8.1. Composición de la cartera

Una vez se ha explicado de forma teórica el concepto de *crack spread* así como el efecto que tienen sobre el precio de las materias primas factores como la oferta, la demanda, las reservas de petróleo o los mercados financieros, se va a realizar un caso práctico que relaciona todos estos conceptos con el riesgo de mercado.

El caso propuesto parte de la necesidad de las refinерías de garantizar un margen de beneficio que asegure su rentabilidad en un mercado muy volátil. Para ello resulta de vital importancia cuantificar los riesgos a los que se exponen estas compañías para poder realizar coberturas eficaces de sus posiciones. Mediante este caso se ponen por tanto en relación los distintos conceptos explicados: *Crack spread*, *coberturas* y *riesgos*.

El objetivo del análisis es estudiar qué impacto tendrían diferentes escenarios sobre una cartera formada por 1.000 barriles de petróleo abiertos en largo y 1.000 de gasolina en corto. Este análisis se va a realizar mediante una de las medidas explicadas previamente, el valor en riesgo.

Para poder realizar el estudio se empleará un histórico compuesto por 500 datos que van desde el 01-03-2016 hasta el 29-01-2018. Los indicadores de referencia que se van a emplear son el RBOB (*Reformulated gasoline Bledstock for Oxygen Blending*) para el caso de la gasolina y WTI (*West Texas Intermediate*) en el caso del petróleo. La estimación del VAR se realizará a un 99% de nivel de confianza.

El software empleado para la simulación ha sido Excel, sin embargo, existen lenguajes de programación muy potentes que son habitualmente empleados para la realización de este tipo de cálculos como puede ser Python o Matlab.

8.2. Simulación histórica:

Como ya se explicó, la simulación histórica es una metodología que estima los valores que puede tomar una cartera y su rentabilidad frente al valor presente partiendo del supuesto de que los escenarios ocurridos pueden volver a repetirse. En el caso de estudio, el VAR se calcula empleando como precio de referencia el valor más reciente de los indicadores, en este caso: RBOB 81,27\$ Y WTI 65,56\$.

Tabla 10: Composición de la cartera en estudio.

Data	RBOB 1M	WTI 1M	Cartera
Precio t	81,27 USD	65,56 USD	15,71 USD
Posición (# barriles)	1.000	-1.000	-
Posición (USD)	81.265,80 USD	- 65.560,00 USD	15.705,80 USD
Coef. Correlación	-	-	62,08%

El coeficiente de correlación entre los rendimientos de ambos indicadores se ha calculado como:

$$\text{Corr}(X, Y) = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{Var}(X)\text{Var}(Y)}} = \frac{0,0002793}{\sqrt{0,0004938 * 0,000410}} = 62,08\%$$

Una vez se ha definido la composición de la cartera y se han obtenidos los datos de la serie histórica para dichas variables el siguiente paso es calcular los rendimientos históricos.

La tabla presentada abajo muestra los precios y los rendimientos diarios de 9 de los 500 escenarios recogidos para el estudio. En las columnas de la derecha se pueden observar los rendimientos para ambos indicadores cuyo cálculo se ha realizado con la formulación logarítmica para poder realizar la suma temporal de las variables.

$$R_t = \log\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$$

A modo de ejemplo, el cálculo de los primeros rendimientos se habría obtenido del siguiente modo:

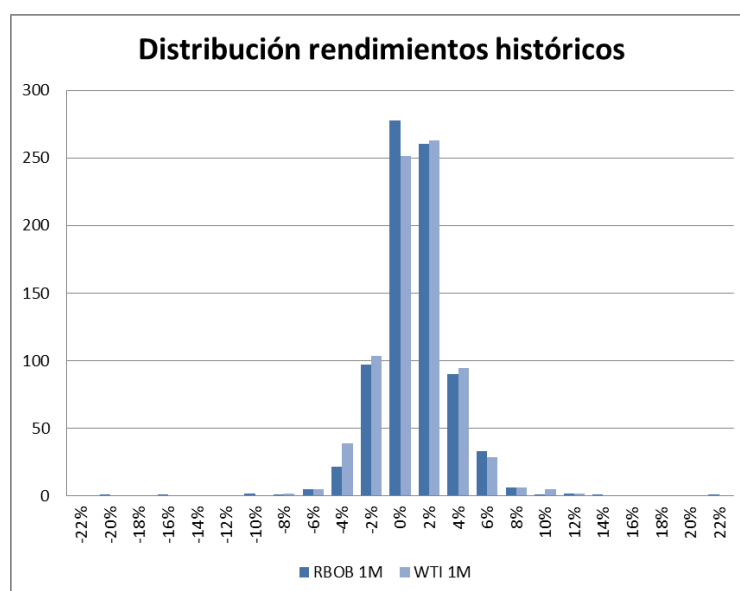
$$R_{RBOB} = \log\left(\frac{P_{26}}{P_{23}}\right) = \log\left(\frac{81,27}{81,38}\right) = -0,145\%$$

$$R_{WTI} = \log\left(\frac{P_{26}}{P_{23}}\right) = \log\left(\frac{65,56}{65,14}\right) = -0,881\%$$

Tabla 11: Rendimientos de la de la serie histórica.

Fecha	Datos históricos		Rendimientos diarios	
	RBOB 1M	WTI 1M	RBOB 1M	WTI 1M
29-ene-18	81,27 USD	65,56 USD		
26-ene-18	81,38 USD	66,14 USD	-0,145%	-0,881%
25-ene-18	80,45 USD	65,51 USD	1,158%	0,957%
24-ene-18	80,49 USD	65,61 USD	-0,052%	-0,153%
23-ene-18	80,17 USD	64,47 USD	0,403%	1,753%
22-ene-18	78,96 USD	63,57 USD	1,510%	1,406%
19-ene-18	78,27 USD	63,37 USD	0,881%	0,315%
18-ene-18	79,11 USD	63,95 USD	-1,062%	-0,911%
17-ene-18	78,05 USD	63,97 USD	1,342%	-0,031%

Figura 25: Distribución de rendimientos históricos en %.



Para generar los escenarios necesarios se aplican los rendimientos obtenidos al precio actual de los activos obteniéndose n-1 precios simulados. Siendo el precio simulado:

$$P_i = P_0 * R_i$$

Donde P_i es el precio simulado calculado como el producto del precio actual (P_0) por el rendimiento del escenario i . A modo de ejemplo, el precio de los primeros escenarios se ha obtenido del siguiente modo:

$$P_{2\ RBOB} = P_{0\ RBOB} * R_i = 81,27 * (1 - 0,00145) = 81,15\ USD$$

$$P_{2\ WTI} = P_{0\ WTI} * R_i = 65,56 * (1 - 0,00881) = 64,98\ USD$$

Tabla 12: Predicciones de precio empleando los rendimientos diarios.

Escenarios	Rendimientos diarios		Predicciones (precio)	
	RBOB 1M	WTI 1M	RBOB 1M	WTI 1M
1				
2	-0,145%	-0,881%	81,15 USD	64,98 USD
3	1,158%	0,957%	82,21 USD	66,19 USD
4	-0,052%	-0,153%	81,22 USD	65,46 USD
5	0,403%	1,753%	81,59 USD	66,71 USD
6	1,510%	1,406%	82,49 USD	66,48 USD
7	0,881%	0,315%	81,98 USD	65,77 USD
8	-1,062%	-0,911%	80,40 USD	64,96 USD
9	1,342%	-0,031%	82,36 USD	65,54 USD

El siguiente paso es multiplicar las posiciones de la cartera por los precios simulados para posteriormente obtener el crack spread, calculado como la diferencia entre la posición larga y la corta (este valor se corresponde con la columna “Cartera” de la tabla adjunta). La cartera en estudio cuenta con 1000 barriles por lo que el cálculo partiendo de los precios obtenidos en la tabla 10 sería el siguiente:

$$P_{C2} = P_{2\text{RBOB}} * 1000 - P_{2\text{WTI}} * 1000 = 81.148,29 \text{ USD}$$

Finalmente se obtiene el P&L comparando el crack spread de cada uno de los escenarios (PCI) con el crack spread de la posición actual (PC0) obteniéndose cuál sería el beneficio o la pérdida que se obtendría con respecto a la situación actual si se diera cada uno de los escenarios simulados.

$$P_{P\&L2} = P_{C0} - P_{C2} = 459,93 \text{ USD}$$

Tabla 13: Mark to Market para cada escenario.

Escenarios	MtM			P&L Cartera
	RBOB 1M	WTI 1M	Cartera	
1				
2	81.148,29 USD	- 64.982,55 USD	16.165,73 USD	459,93 USD
3	82.206,47 USD	- 66.187,47 USD	16.019,00 USD	313,20 USD
4	81.223,38 USD	- 65.460,00 USD	15.763,38 USD	57,58 USD
5	81.592,98 USD	- 66.709,14 USD	14.883,84 USD	- 821,96 USD
6	82.492,70 USD	- 66.481,66 USD	16.011,04 USD	305,24 USD
7	81.982,15 USD	- 65.766,59 USD	16.215,56 USD	509,76 USD
8	80.402,62 USD	- 64.962,69 USD	15.439,94 USD	- 265,86 USD
9	82.356,05 USD	- 65.539,50 USD	16.816,55 USD	1.110,75 USD

Con toda la información ya obtenida se está en condiciones de calcular el VAR por el método de la simulación histórica. La mayor pérdida esperada con el nivel de confianza fijado (99%) es de:

Tabla 14: Pérdida esperada a un nivel de confianza del 99%.

VaR 1 día	3.305,65 USD
VaR 10 días	10.453,37 USD

8.3. Simulación paramétrica

La segunda metodología que se va a emplear para calcular el VAR es la simulación paramétrica. Al igual que con la simulación histórica el nivel de confianza será de 99% y el periodo de cálculo será de 1 día.

La simulación paramétrica parte de suponer la normalidad de los datos. Con el fin de comprobar si estos siguen un comportamiento normal se ha realizado un análisis Q-Q plot para ambos indicadores. Como se puede observar los datos se ajustan razonablemente bien a la recta por lo que no se descarta la normalidad de los datos.

Figura 26: Análisis Q-Q plot para ambos indicadores

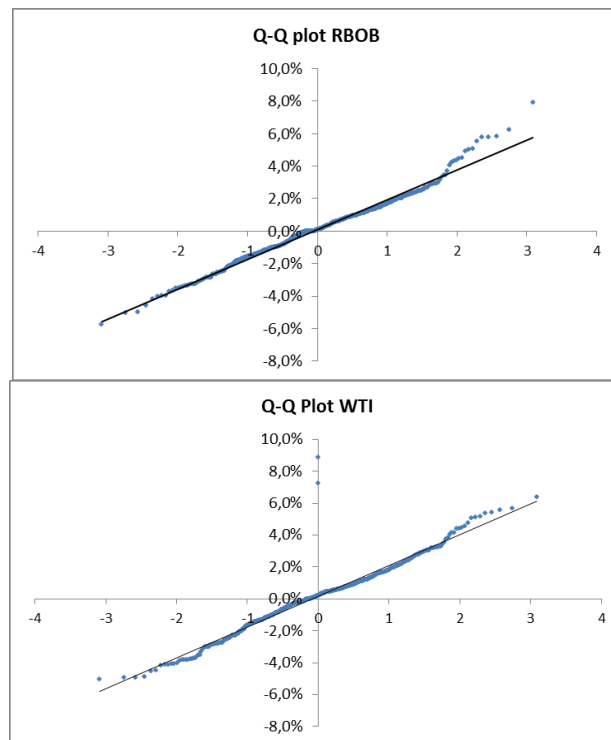
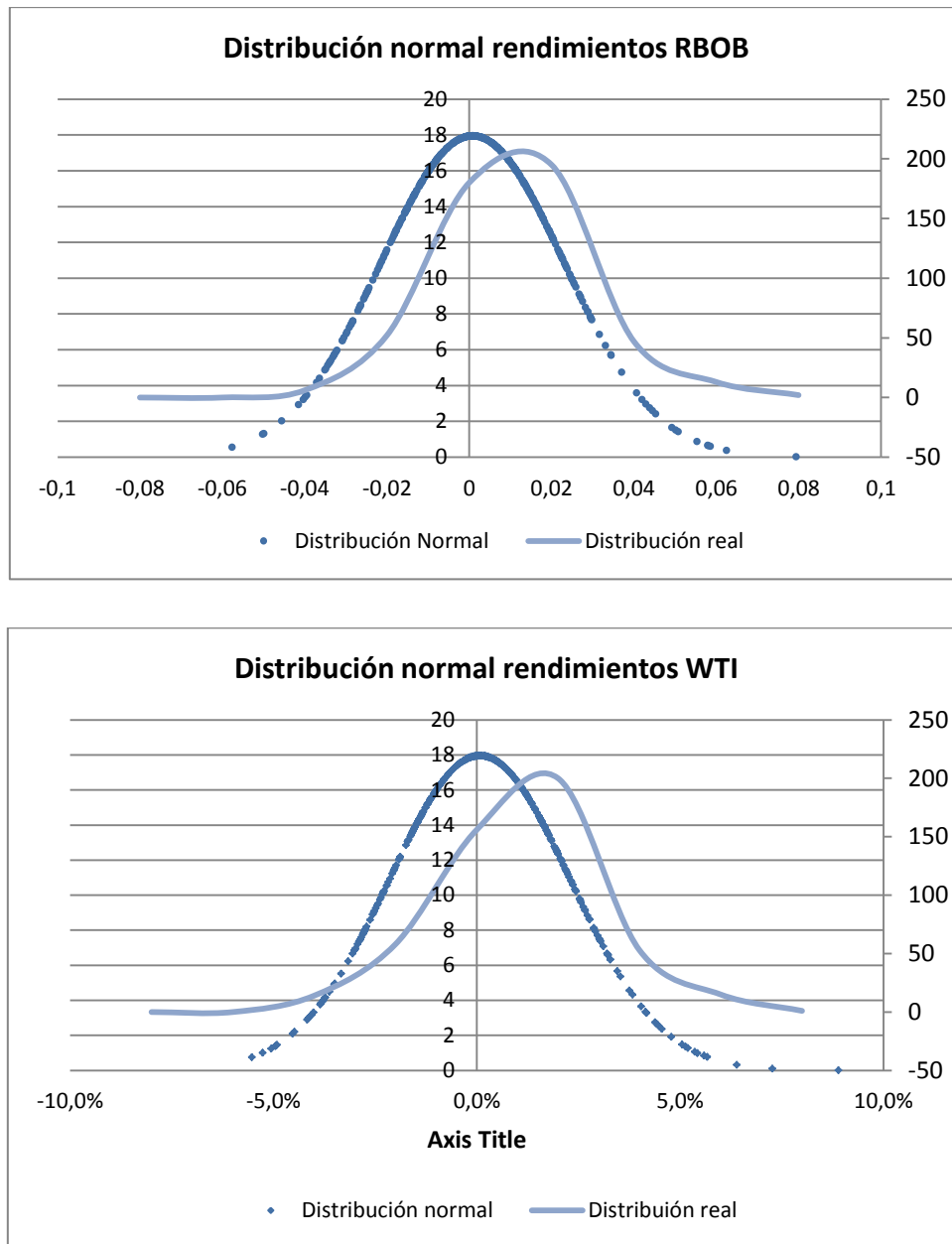


Figura 27: Distribución de los rendimientos de los activos que componen la cartera.



En las gráficas superiores se compara la distribución normal teórica con los datos reales. Para obtener la distribución normal teórica se ha calculado la media y la desviación para ambos indicadores, siendo éstas de:

Tabla 15: Media y desviación empleadas para el cálculo de la normal.

	RBOB	WTI
Media	0,0792%	0,1292%
Desviación	0,022222	0,020249

Por otro lado se ha estudiado la simetría y la distribución de las colas mediante curtosis, obteniéndose los valores recogidos en la tabla de abajo. Los valores calculados reflejan lo ya visto en las gráficas, por un lado la distribución no es perfectamente simétrica y por otro lado los datos en las colas no se corresponden exactamente con los esperados en una distribución normal. Sin embargo la desviación de ambos parámetros con respecto a 0 entra dentro de lo esperable en una distribución real de datos.

Tabla 16: Coeficientes de curtosis y asimetría.

	RBOB	WTI
Curtosis	1,22294023	1,101976433
Asimetría	0,256721953	-1,424871626

Los datos históricos de partida para el cálculo serán los mismos con el objetivo de comparar los resultados obtenidos para las dos metodologías. A continuación, se vuelve a presentar el resumen de dichos datos:

Tabla 17: Composición de la cartera en estudio.

Datos	RBOB 1M	WTI 1M	
Precio	81,27 USD	65,56 USD	
Posición (# barriles)	1.000	-1.000	
Posición (USD)	81.265,80 USD	- 65.560,00 USD	15.705,80 USD

Como ya se explicó, la metodología paramétrica se basa en aplicar a cada posición la variabilidad asociada. En este caso la variabilidad se representa como la volatilidad diaria del precio de los activos estudiados y se calcula como la desviación típica de los rendimientos con respecto a la media.

Tabla 18: Volatilidad diaria.

	RBOB 1M	WTI 1M
Volatilidad diaria	2,2%	2,0%

Figura 28: Volatilidad del precio del RBOB t del WTI.

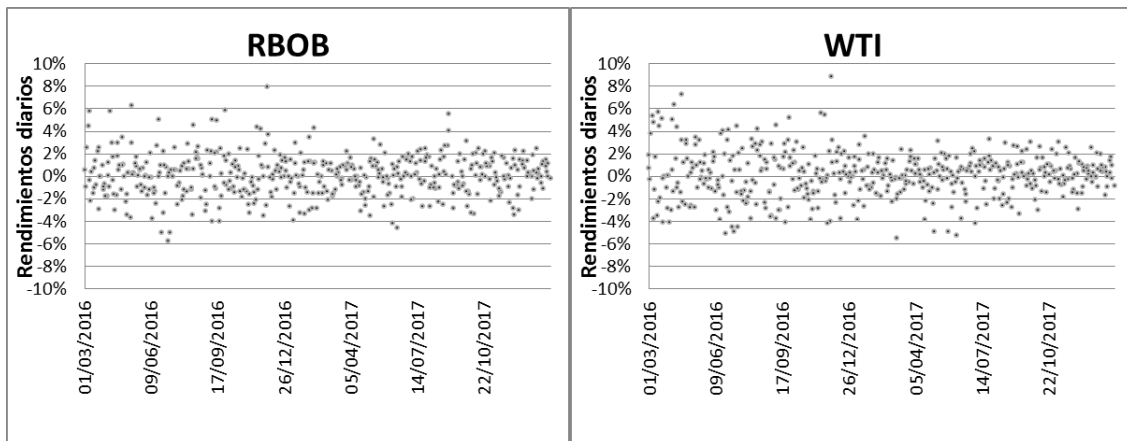


Tabla 19: Valores empleados para el cálculo del VAR de la cartera.

Nivel de Confianza	99%	Φ^{-1}	2,3260
Horizonte Temp.(días)	10	raiz HT	3,16
VaR individual (%)	16,36%	14,91%	
VaR individual (USD)	13.296	-9.774	
Matriz correlaciones	100,00%	62,08%	
	62,08%	100,00%	

El valor en riesgo se ha calculado para un periodo de 1 y de 10 días siendo el resultado obtenido, la formulación empleada para el cálculo es la indicada en el punto 7.4.1:

$$VAR(t_0, T_0, \alpha) = \sqrt{X'_{t_0} * \Omega_{t_0} * X_{t_0}} = \sqrt{\begin{pmatrix} 13,296 \\ -9,774 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} 1 \\ 0,628 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} 13,296 \\ -9,774 \end{pmatrix}}$$

Tabla 20: Valor en riesgo de la cartera calculado con la metodología paramétrica.

VaR 1 día	3.331,26 USD
VaR 10 días	10.534,38 USD

8.4. Simulación de Montecarlo

Para obtener el VAR con la metodología de Montecarlo utilizando el histórico de datos disponibles se procede a seguir los pasos indicados en el punto 7.4.3. Inicialmente se obtienen los coeficientes de correlación y la volatilidad de los dos indicadores que componen la cartera.

Tabla 21: Coeficientes de correlación y volatilidades de los indicadores.

	RBOB 1M	WTI 1M	Cartera
Volatilidad anual	35,3%	32,2%	-
Volatilidad diaria	2,2%	2,0%	-
Correlación	-	-	62,10%

A continuación se ha procedido generar números aleatorios que siguen una distribución uniforme y se ha realizado la conversión de la serie a tasas normalizadas de variación, con ello se logra que la función de la distribución normal devuelva la variación asociada al número aleatorio generado.

La obtención de la normal correlacionada se ha obtenido como:

$$X = X_1$$

$$Y = \rho X_1 + \sqrt{1 - \rho^2} * Y_1$$

Donde

- X_1 es la normal independiente
- Y_1 es la normal independiente
- ρ es el coeficiente de correlación

A modo de ejemplo se muestra a continuación el cálculo de la primera simulación:

$$Y = \rho X_1 + \sqrt{1 - \rho^2} * Y_1 = 0,621 * 0,367 + \sqrt{1 - 0,621^2} * (-0,568) = -0,657$$

Tabla 22: Muestra de 9 escenarios generados para la obtención del VAR.

Simulaciones	Uniforme (0,1)		Normal independiente		Normal correlacionada	
	X1	X2	S1 (X1)	S2 (Y1)	S1 (X)	S2 (Y)
1	0,36683267	0,2849182	-0,3402539	-0,5682925	-0,3402539	-0,65675424
2	0,69543111	0,17526844	0,51130461	-0,9335484	0,51130461	-0,41446618
3	0,89449867	0,90964331	1,25081313	1,33856178	1,25081313	1,825894009
4	0,54097236	0,12019233	0,1028837	-1,1740259	0,1028837	-0,85653882
5	0,63830576	0,26226231	0,35393383	-0,6363864	0,35393383	-0,27919265
6	0,96651276	0,97908171	1,8318453	2,03514207	1,8318453	2,732695855
7	0,80738772	0,97505968	0,86831017	1,96098616	0,86831017	2,07640534
8	0,46735125	0,24513718	-0,0819298	-0,6898725	-0,0819298	-0,59170482
9	0,8342707	0,66227633	0,97118012	0,41868366	0,97118012	0,93113795

Con estos datos se obtienen los precios simulados de los dos indicadores así como la valoración de la cartera y la rentabilidad esperada con respecto al valor actual de la misma en caso de darse cada uno de los escenarios simulados.

$$P_{RBOB} = 81,27 * e^{0,022*1,99} = 84,94 \text{ USD}$$

$$P_{WTI} = 65,56 * e^{0,022*1,425} = 67,48 \text{ USD}$$

Tabla 23: Muestra de las rentabilidades simuladas para 9 escenarios de los 500 analizados.

Simulaciones	Precios		Cartera	P&L Cartera
	RBOB 1M	WTI 1M		
1	78,94 USD	65,67 USD	13.271,10 USD	- 2.434,70 USD
2	81,75 USD	64,85 USD	16.895,89 USD	1.190,09 USD
3	83,47 USD	67,49 USD	15.984,00 USD	278,20 USD
4	79,74 USD	62,61 USD	17.122,57 USD	1.416,77 USD
5	83,11 USD	64,61 USD	18.497,85 USD	2.792,05 USD
6	81,85 USD	66,82 USD	15.029,81 USD	- 675,99 USD
7	81,96 USD	66,41 USD	15.554,06 USD	- 151,74 USD
8	84,09 USD	67,09 USD	16.994,11 USD	1.288,31 USD
9	80,16 USD	64,98 USD	15.181,41 USD	- 524,39 USD

Como ejemplo de valor en riesgo calculado mediante la simulación de Montecarlo se presentan los siguientes números si bien para cada generación de números aleatorios se obtiene un VAR diferente.

Tabla 24: VAR obtenido mediante la metodología de Montecarlo.

VaR 1 día	3.331,19 USD
VaR 10 días	10.534,14 USD

8.5. Comparativa del VAR calculado con las diferentes metodologías.

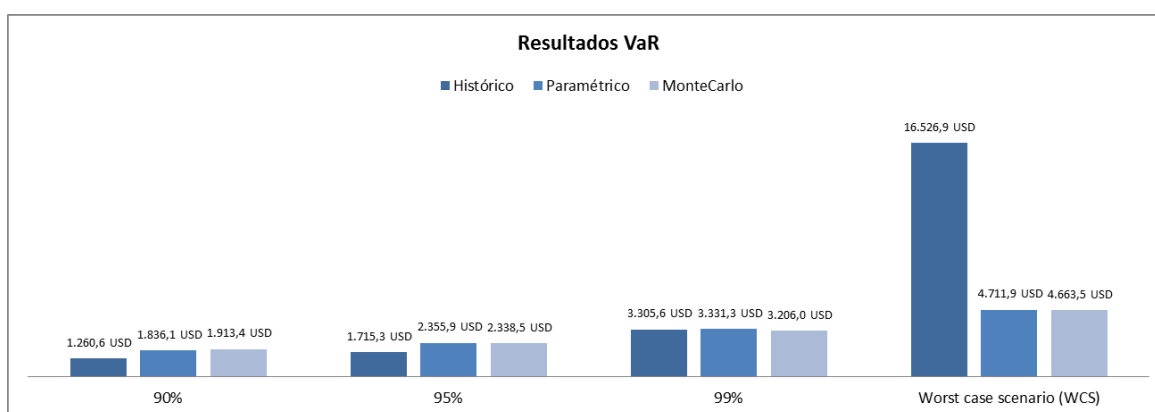
Una vez se han expuesto los pasos seguidos para la obtención del VAR al 99% siguiendo las tres metodologías, se recoge en la siguiente tabla a modo resumen los resultados obtenidos. Adicionalmente se ha calculado el VAR para unos niveles de confianza del 90%, 95% y para un nivel de 99,95% como Worst case scenario.

Tabla 25: Resumen de valores obtenidos para el VAR con las diferentes metodologías y a distintos niveles de confianza.

	Histórico	Paramétrico	MonteCarlo	PROMEDIO
90%	1.260,6 USD	1.836,1 USD	1.900,0 USD	1.665,6 USD
95%	1.715,3 USD	2.355,9 USD	2.392,2 USD	2.154,5 USD
99%	3.305,6 USD	3.331,3 USD	3.576,3 USD	3.404,4 USD
Worst case scenario (WCS)	16.526,9 USD	4.711,9 USD	6.330,0 USD	9.189,6 USD

Como ya se indicó, cada metodología presenta ciertas ventajas e inconvenientes no existiendo ninguna que se pueda considerar óptima. De los resultados obtenidos se puede concluir que, para un mismo nivel de confianza, las tres metodologías arrojan valores del mismo orden de magnitud.

Figura 29: Representación gráfico de los distintos valores del VAR.



Por otro lado como era de esperar, al aumentar en el nivel de confianza para realizar el cálculo el VAR aumenta. Para un 99% de nivel de confianza el VAR promedio para las tres metodologías es de 3.404\$ frente a los 15.705\$ que valía la cartera en la fecha de análisis lo que representa un 21,5% del valor.

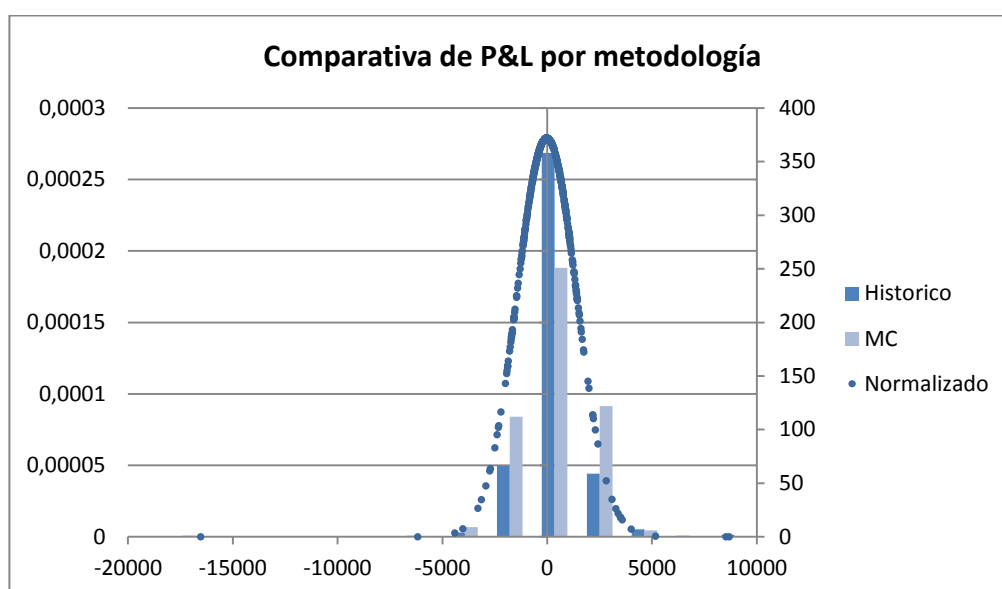
No se debe confundir este valor con la máxima pérdida que puede sufrir la cartera ya que el VAR no arroja información sobre las pérdidas en las colas. Para obtener esta

información se podría realizar un análisis ES que queda fuera del alcance del presente proyecto.

Por último se compara el P&L de la cartera obtenida por las tres metodologías de simulación. El resultado más importante de esta comparación es que para la simulación de Monte Carlo no se observan valores elevados de pérdidas que sin embargo sí que aparecen con la simulación histórica.

Este hecho debe tenerse en cuenta cuando se calcule el riesgo empleando la metodología de Monte Carlo ya que aunque se trata de escenarios poco habituales (*Outliers*) pueden ocasionar fuertes pérdidas.

Figura 30: Comparación P&L para las distintas metodologías.



Se concluye por tanto que los resultados obtenidos por las tres metodologías arrojan valores similares del VAR para un mismo nivel de confianza. Sin embargo, la metodología histórica tiene en cuenta escenarios poco habituales que son obviados por la metodología de Monte Carlo.

El VAR nos ofrece información útil sobre el riesgo asumido en una determinada cartera, pero para realizar un análisis completo es necesario emplear técnicas alternativas como el ES que permite al gestor limitar el riesgo máximo que se desea asumir en un escenario desfavorable.

9. Bibliografía y Referencias

- [WESP18] World Economic Situation Prospects 2018.
- [BSR] BP Statical Review
- [PIA16] Petronor Informe Anual 2016.
- [TGOGIMSF11] The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance. Andrew Inkpen and Michael H. Moffett.
- [EMPRMT08] Energy Markets: Price Risk Management and Trading. Tom James.
- [CDRM14] Commodity derivatives and risk management. Prabina Rajib.
- [USEIA] U.S Energy Information Administration. What drives crude oil prices?
- [GEP15] Global Economic Prospect 2015.
- [FRMH07] Financial Risk Management Handbook. Philippe Jorion.
- [RMFI12] Risk Management and Financial Institution. John C.Hull.
- [OPVP16] Oil prices Volatility and predictions, John Kemp Reuters November 2016