



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

**Creación de modelo econométrico, con incertidumbre, para
medición de rentabilidad en un proyecto de refinación**

Tesis para optar el Título de
Licenciado en Administración de Empresas

Gerardo Agustin Castro Tavera

Asesor(es):
Mgtr. Jorge Eduardo Gallo Costa
Mgtr. Luis Egberto Alvarado Pintado

Piura, diciembre de 2019

*A Dios y María, a mi familia siempre apoyándome,
en especial a ti, querida madre, siempre mi
motivación y ejemplo.*



Prólogo

Las Refinerías en el mundo, se han convertido en un eje primordial, en el sector energético a nivel mundial. Países que son catalogados como potencias a nivel mundial, entienden la necesidad de llevar a cabo proyectos (ampliación o nuevos) de refinación, para poder procesar todo el crudo extraído a través de los procesos de exploración, perforación y producción, y así satisfacer la demanda interna y externa de combustibles líquidos.

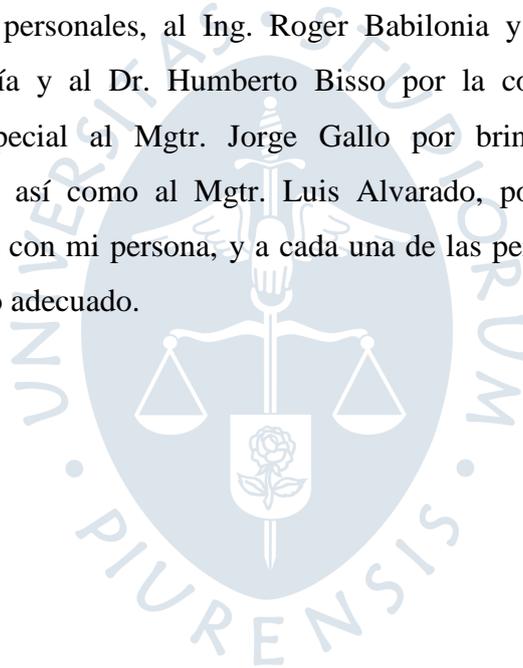
El Perú no es ajeno a esta situación, pues debido al crecimiento de la demanda de combustibles líquidos y a la nueva reglamentación ambiental, se hace menester la modernización y ampliación de las refinerías que operan en el país tanto para el sector privado como público. Se busca con esto producir Diésel con menos de 50ppm¹ de azufre. Sin embargo, habrá que determinar si esta exigencia ambiental, y este nivel técnico y de tecnología es rentable llevarlo a cabo en el Perú.

Es así, que nace esta investigación, que toma una propuesta técnica y sobre ella un monto de inversión, así como la proyección de flujos futuros, generados a partir de las ventas de la nueva refinería, para con ello construir un Flujo de caja económico, el cual permitirá el cálculo de indicadores de rentabilidad, así como la utilización de la Herramienta de Simulación de Montecarlo, a través del programa, Crystal Ball, para sensibilizar el análisis. Del mismo modo, se plantea un análisis de riesgos que pudieran afectar al proyecto y estimar un monto como contingencias, esto a través del Método Generalizado de Momentos, utilizando el programa SPSS.

¹ ppm: partes por millón

Esta investigación es un primer paso, para el entendimiento de los proyectos de hidrocarburos, los beneficios que se generan a partir de ellos, el impacto a nivel país, y los riesgos que deben considerarse en el análisis.

Para terminar, *“Todo desaparece excepto nuestra gratitud. Recemos porque Dios bendiga abundantemente a aquellos que han sido tan buenos con nosotros. SJB”*, por tanto, quiero agradecer a Dios porque sin Él, nada es posible, a María Auxiliadora siempre en mi corazón, a mis padres Gerardo y Mariza, y a mi hermana por ser ejemplo de paciencia y perseverancia. A mis jefes y supervisores del área de Control de Gestión, Ing. Luis Vértiz y Gonzalo León y al CPC. Roger León, por todas aquellas enseñanzas académicas, laborales y personales, al Ing. Roger Babilonia y Ricardo Zúñiga por la exigencia en el día a día y al Dr. Humberto Bisso por la confianza depositada. Un agradecimiento muy especial al Mgtr. Jorge Gallo por brindarme todo su apoyo, conocimiento y amistad, así como al Mgtr. Luis Alvarado, por la amistad, tiempo y conocimiento compartido con mi persona, y a cada una de las personas que Dios puso en mi camino en el momento adecuado.



Resumen Analítico-Informativo

Creación de modelo econométrico, con incertidumbre, para medición de rentabilidad en un proyecto de refinación

Gerardo Agustin Castro Tavera

Asesor(es): Mgtr. Jorge Eduardo Gallo Costa, Mgtr. Luis Egberto Alvarado Pintado
Tesis.

Licenciado en Administración de Empresas

Universidad de Piura. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Piura,

Palabras claves: Proyectos/ Finanzas/ Refinación/ Hidrocarburos/ Rentabilidad/ Econometría/ PMRT/ Oil&Gas.

Introducción: Calcular la rentabilidad de un proyecto de refinación en el Perú, mediante un flujo de caja económico, y cuantificar riesgos que puedan afectar al proyecto, utilizando el método generalizado de momentos.

Metodología: Investigación exploratoria, en la cual se analizaron diversos casos de proyectos de Oil&Gas, entrevista a expertos en hidrocarburos, búsqueda documental, utilización de técnicas proyectivas para la obtención de datos para la simulación.

Resultados: Costos: cargas de crudo y gas. Ingresos: venta del Mix de productos. Lista de precios materia prima y Mix Productos. Indicadores: VAN, TIR y PAYOUT. Los dos primeros por encima de lo exigido por la teoría financiera. El proyecto es rentable.

Conclusiones: -Un proyecto de refinación en el Perú es rentable gracias al crecimiento de la demanda. -La ley ambiental, exige producir Diesel por debajo de las 50ppm de azufre. -VAN y TIR, muestran cifras positivas y por encima de las exigidas por la teoría financiera. -Suministro tendrá menores costos. -Se podrá producir y comercializar Diésel por debajo de las 10ppm de azufre.

Fecha de elaboración del resumen: 26 de septiembre de 2019

Analytical-Informative Summary

Creación de modelo econométrico, con incertidumbre, para medición de rentabilidad en un proyecto de refinación

Gerardo Agustin Castro Tavera

Asesor(es): Mgtr. Jorge Eduardo Gallo Costa, Mgtr. Luis Egberto Alvarado Pintado

Tesis.

Licenciado en Administración de Empresas

Universidad de Piura. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Piura,

Keywords: Projects/ Finance/Refining/ Hidrocarbons/ Profitability/ Econometrics/ PMRT/ Oil&Gas

Introduction: Calculate the profitability of a refining project in Peru, through an economic cash flow, and quantify risks that may affect the project, using the generalized method of moments.

Methodology: Exploratory research, in which several cases of Oil & Gas projects were analyzed, interviews with experts in hydrocarbons, documentary search, use of projective techniques to obtain data for simulation.

Results: Costs: oil and gas charges. Revenue: sale of the Mix of products. Raw material price list and Mix Products. Indicators: VAN, TIR and PAYOUT. The first two above what is required by financial theory. The project is profitable.

Conclusions: -A refining project in Peru is profitable thanks to the growth in demand. - Environmental law requires diesel production below 50ppm sulfur. - VAN and TIR, show positive figures and above those required by financial theory. -Supply will have lower costs. -Diesel can be produced and commercialized below 10ppm sulfur.

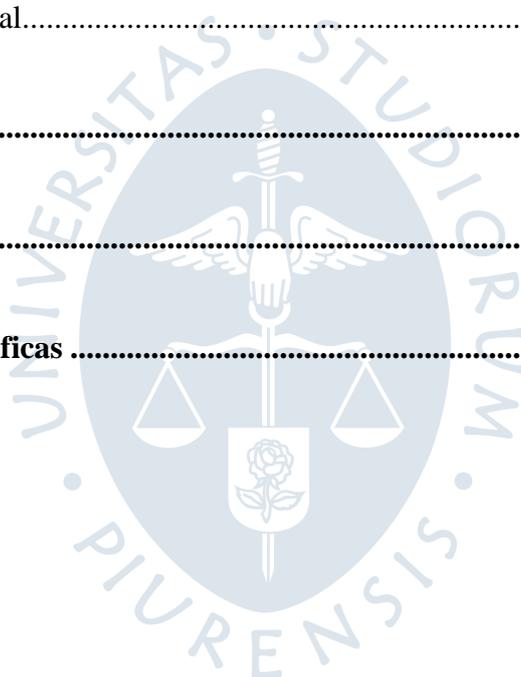
Summary date: September, 26th, 2019

Tabla de contenido

Introducción	1
Capítulo 1 Generalidades	3
1.1. Introducción	3
1.1.1. Oleoducto Norperuano (ONP)	4
1.1.2. Refinación	5
1.1.3. Comercialización	6
1.2. Antecedentes	11
1.2.1. Antecedentes medioambientales	11
1.2.2. Balance Oferta/Demanda de combustibles líquidos en el Perú	12
1.3. Justificación	13
1.4. Definición del problema	17
1.5. Objetivos de la investigación	17
1.5.1. Objetivo general	17
1.5.2. Objetivos específicos	17
1.6. Códigos y especificaciones	17
Capítulo 2 Refinación	19
2.1. Refinación	19
2.1.1. Marco teórico	19
2.1.2. Refinación en Perú	29

Capítulo 3 Modelo económico	51
3.1. Definición del objetivo de análisis.....	51
3.2. Delimitación temporal de análisis.....	52
3.3. Definición de variables dependientes	55
3.3.1. Variables cualitativas	56
3.3.1.1. Nominales.....	56
3.3.1.2. Ordinales.....	56
3.3.2. Variables cuantitativas	56
3.3.2.1. Discretas	56
3.3.2.2. Continuas.....	56
3.3.3. Ajuste en la tasa de descuento.....	61
3.3.4. Ajuste en los flujos de caja	62
3.4. Variables independientes	64
3.5. Determinación de variables de incertidumbre	66
3.6. Resultados del flujo de caja	69
3.7. Resultados simulación de Montecarlo	77
3.7.1. Modelo de regresión para la variable flujo	81
3.7.2. Modelo de regresión con las variables propuestas.....	92
Capítulo 4 Descripción técnica del proyecto.....	97
4.1. Descripción técnica.....	97
4.1.1. Detalle de unidades	99
4.1.1.1. Unidad de destilación primaria UDP.....	99
4.1.1.2. Unidad de destilación al vacío DV	100
4.1.1.3. Coquificación de residuo de vacío (Flexicoker) - FCK.....	101
4.1.1.4. Hidrotratamiento de naftas	102
4.1.1.5. Reformación catalítica.....	103
4.1.1.6. Craqueo catalítico fluidizado – FCC	104
4.1.1.7. Recuperación de gases.....	105
4.1.1.8. Hidrotratamiento de nafta.....	106
4.1.1.9. Hidrotratamiento de Diésel.....	106
4.1.1.10. Tratamiento de aminas	107
4.1.1.11. Tratamiento de GLP - TGL	107

4.1.1.12. Aguas agrias.....	108
4.1.1.13. Unidades auxiliares.....	109
4.2. Otros servicios.....	111
4.3. Controles e instrumentación.....	111
4.4. Ubicación de unidades	114
Capítulo 5 Costos del proyecto	115
5.1. Comparación de decisiones (Hacer vs No hacer)	115
5.2. Inversión de capital para la ejecución del proyecto	120
5.3. Costos fijos y variables	120
5.4. Gastos de personal.....	120
Conclusiones.....	123
Recomendaciones.....	125
Referencias Bibliográficas	127



Lista de tablas

Tabla 1.	Resultados financieros Refinación Ecopetrol	28
Tabla 2.	Capacidad de refinación.....	38
Tabla 3.	Ficha técnica proyecto RPL 21	42
Tabla 4.	Ficha técnica resumen, del PMRT.....	48
Tabla 5.	Inversiones Proyecto de Refinación.....	54
Tabla 6.	Variables dependientes	57
Tabla 7.	Costo proyecto refinación.....	61
Tabla 8.	Monto de inversión en dólares constantes 2014	70
Tabla 9.	Porcentaje de inversión por año.....	70
Tabla 10.	Monto de inversión por año	71
Tabla 11.	Datos complementarios.....	71
Tabla 12.	Dieta de crudos proyecto de refinación	72
Tabla 13.	Relación de productos.....	72
Tabla 14.	Indicadores financieros	76
Tabla 15.	Estadísticos descriptivos TC y Flujo.....	82
Tabla 16.	Correlaciones	84
Tabla 17.	Estadísticos descriptivos PNP y Flujo.	85
Tabla 18.	Correlaciones.	86
Tabla 19.	Estadísticos descriptivos: Flujos y CS.	87
Tabla 20.	Correlaciones: Flujo.....	88
Tabla 21.	Estadísticos descriptivos: Flujos y SE.	89
Tabla 22.	Correlaciones.	90

Tabla 23.	Estadísticos descriptivos.....	91
Tabla 24.	Correlaciones.	92
Tabla 25.	Variables de entrada.	93
Tabla 26.	Resumen del modelo.	93
Tabla 27.	ANOVA.....	94
Tabla 28.	Coeficientes.	94
Tabla 29.	Ingresos de crudo, esquema actual	117
Tabla 30.	Salidas de productos, esquema actual.....	117
Tabla 31.	Indicadores Situación 1	118
Tabla 32.	Indicadores Situación 1 años 2019 al 2045	118
Tabla 33.	Indicadores situación 2	118
Tabla 34.	Resumen de indicadores con proyecto (2019-2045)	119



Lista de figuras

Figura 1.	Ruta del ONP	4
Figura 2.	Cadena de valor del petróleo y gas.	7
Figura 3.	Diferentes tipos de consumidores en distintas industrias.	8
Figura 4.	Flujo comercial de los combustibles.....	9
Figura 5.	Costos de refinación.....	10
Figura 6.	Distribución de costos en las gasolinas 84, Diesel y GLP.....	10
Figura 7.	Diagrama de bloques Proyectos de Inversión.....	16
Figura 8.	Consumo mundial de energía primaria en TN de petróleo equivalente.....	21
Figura 9.	Capacidad y producción refinera en países seleccionados 2010-2017.....	25
Figura 10.	Países con mayor capacidad de refinación.....	26
Figura 11.	Producción/refinación.....	26
Figura 12.	Principales refinerías en el mundo	27
Figura 13.	Incremento porcentual de capacidad de refinación 2016-2017	28
Figura 14.	Proyección de consumo de petróleo y gas a nivel mundial	29
Figura 15.	Cadena de valor del petróleo y derivados.	31
Figura 16.	Exportaciones e importaciones de la industria de hidrocarburos líquidos.....	32
Figura 17.	Resultados de las actividades de extracción y de refinación	33
Figura 18.	VAP en porcentaje según industria extractiva y refinera.....	34
Figura 19.	Ventas y refinación de combustibles	36
Figura 20.	Exportación e importación de hidrocarburos.....	37
Figura 21.	Consumo interno por cada sector económico en Perú	39

Figura 22.	Composición de la producción de combustibles en el Perú	40
Figura 23.	Composición en su producción.....	42
Figura 24.	Diagrama de procesos actuales de la refinería La Pampilla	43
Figura 25.	Diagrama procesos futuros de la refinería La Pampilla	43
Figura 26.	Configuración actual Refinería Talara	45
Figura 27.	Configuración de la nueva Refinería Talara.....	45
Figura 28.	Delimitación temporal	54
Figura 29.	Consumo de energía por grupos	58
Figura 30.	Evolución del CAPEX.....	70
Figura 31.	Ingresos promedio	73
Figura 32.	Utilidad neta	74
Figura 33.	Ingresos – Costo promedio.....	74
Figura 34.	Flujo de Caja.....	75
Figura 35.	Margen de refinación.....	75
Figura 36.	VAN probabilístico.....	79
Figura 37.	Percentiles de probabilidad. Elaboración propia	79
Figura 38.	VAN probabilístico al 100%	80
Figura 39.	Variables de mayor sensibilidad.....	81
Figura 40.	Valores atípicos: flujos.	83
Figura 41.	Valores atípicos: Tipo de cambio.	83
Figura 42.	Diagrama de dispersión: tipo de cambio.	84
Figura 43.	Valores atípicos: PNP.	85
Figura 44.	Diagrama de dispersión PNP.	85
Figura 45.	Diagrama de dispersión: Flujo y PNP.	86
Figura 46.	Valores atípicos: Conflictos Sociales.	87
Figura 47.	Diagrama de dispersión: Conflictos Sociales.	87
Figura 48.	Diagrama de dispersión 2: Flujos y Conflictos Sociales.	88
Figura 49.	Valores atípicos: Suministro de energía.	89
Figura 50.	Diagrama de dispersión: Flujos y SE.	89
Figura 51.	Diagrama de dispersión: Flujos por SDE CENTRADO.	90
Figura 52.	Valores atípicos: SDF.	91
Figura 53.	Diagrama de dispersión SDF.	91
Figura 54.	Diagrama de dispersión SDF CENTRADO.	92

Figura 55.	Gráfico de dispersión variables Flujo.	95
Figura 56.	Histograma.	95
Figura 57.	Columna de destilación.	100
Figura 58.	Contenido de azufre a nivel mundial.	113



Introducción

La presente tesis tiene por objeto, buscar, recopilar y analizar información, referida a proyectos de refinación en el Perú, los beneficios que puedan generarse a partir de ellos, y la rentabilidad que pueden lograr a partir de la inversión.

Al ser la industria de los hidrocarburos tan amplia y compleja, resulta necesario, que, en la investigación realizada, se aborden temas como lo son la producción, transporte, refinación y comercialización de petróleo y sus derivados.

Es así, que en el capítulo 1, se explican datos generales del proyecto, que están referidos a los antecedentes y justificación de llevar a cabo un proyecto de esta naturaleza en el Perú, y a que exigencias responde, que necesidades satisface. Del mismo modo, se plantearán los objetivos de la investigación.

En el capítulo 2, se explicarán de manera general, los distintos procesos que se llevan a cabo en la industria del petróleo, para este caso concreto, se han tomado los procesos Downstream, tal es el caso del Transporte, Refinación y Comercialización. Siendo el proceso de refinación, en donde se centrará el análisis y la que se realizará con mayor detalle.

El centro de esta investigación se encuentra en la elaboración de un flujo de caja económico (capítulo 3), considerando variables propias de la operación del proyecto y de la etapa de inversión, mediante el cual se podrá calcular la rentabilidad de un proyecto de refinación, así como la aplicación de métodos de sensibilidad, para estimar probabilidades de éxito del proyecto. Para ello se utilizó la Simulación de Montecarlo, así como el software Crystal Ball.

Debido a la complejidad de este tipo de megaproyectos, al nivel de inversiones, a la presión mediática (en algunos casos), a la procedencia del capital a invertir (privado o público), se deben analizar varios escenarios posibles, como continuar o parar el proyecto, hundir costos y hacer un nuevo análisis. Esta tesis, también contempla el análisis de dichas situaciones.

Por último, mediante tablas de contingencia, se logró identificar y cuantificar los principales riesgos que podrían afectar la utilidad neta (flujo) que genera el proyecto, y dicha posibilidad se tratará de estudiar a partir de un modelo lineal, como lo es el Método Generalizado de Momentos, para determinar si dicho conjunto de variables puede explicar o no, linealmente, el impacto en la variable flujo.



Capítulo 1

Generalidades

1.1. Introducción

El sector Hidrocarburos en Perú se ha configurado y catalogado como un sector estratégico y de importancia nacional. Sus operaciones de *Upstream*, *Midstream* y *Downstream* se desarrollan a lo largo y ancho del territorio nacional desde la fundación de la petrolera estatal, PETROPERU S.A, un 24 de julio de 1969, así como con la presencia de las operadoras de los lotes en el noroeste y en la selva peruana, y la presencia de empresas de refinación, como lo es el caso de Repsol a cargo de la operación de la Refinería La Pampilla (Petroperú, 1969).

En este capítulo introductorio y de generalidades, se realizará una breve descripción sobre algunos de los procesos (*Downstream*) que se llevan a cabo en la industria de los hidrocarburos, con la finalidad de crear un contexto claro y explicativo respecto a las operaciones, a la importancia y a la justificación de los proyectos que se llevan a cabo en el sector. Una vez que se tiene el petróleo crudo en superficie, se inicia el proceso de transporte.

El transporte de crudo se lleva a cabo a través de los oleoductos, los cuales han sido catalogados como el medio de transporte más seguro para uno o varios tipos (calidad) de crudo. Una vez realizado el proceso de transporte estos ingresan a tanques de almacenamiento para dar paso al siguiente proceso.

1.1.1. Oleoducto Norperuano (ONP)

En el país, contamos con la infraestructura del Oleoducto Norperuano, el cual es propiedad del estado peruano y cumple la función estratégica de transportar la producción de los lotes de la Selva peruana.

Tiene como objetivo principal el transporte de petróleo crudo que se extrae en la región de la selva peruana, hacia la costa, a través de los 1200 km (aprox.) de recorrido. Figura 1.

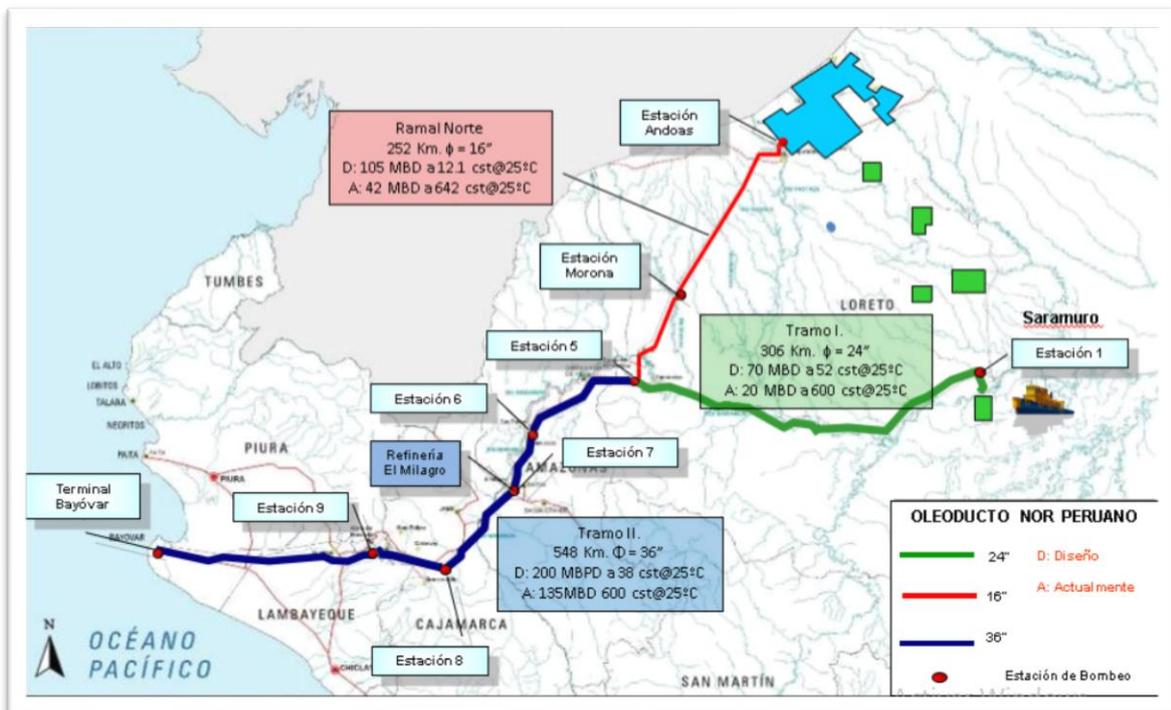


Figura 1. Ruta del ONP
Fuente: Petroperú.

Las actividades que se realizan en el ONP, son:



- Estaciones de bombeo
 - Estación 1
 - Estación Andoas

- Estación morona
- Estación 5
- Estación 6 y 8
- Estación 7
- Estación 9
- Terminal Bayóvar

1.1.2. Refinación

Para obtener productos terminados (Gasohol, Diésel, etc.), el petróleo crudo, ya almacenado, necesita ser refinado (*Downstream*). Para ello, en Perú cuenta con las siguientes refinerías:

- Refinería La Pampilla
- Refinería Talara
- Refinería Conchán
- Refinería Selva
- Refinería El Milagro
- Refinería Pucallpa

Refinería La Pampilla es actualmente la más importante con la que cuenta el país, con una capacidad de producción de 117 MBD² lo que significa poco más de la mitad de capacidad de refino en el país. Luego tenemos a Refinería de Talara, con una capacidad de 65 MBD. Ante la creciente demanda interna, crecimiento del parque automotor, aumento de la población, mayores exportaciones, ante la necesidad de un mayor suministro y producción de crudo, se plantean proyectos como plantas para desulfuración de Diésel y modernización de las refinerías ya existentes, como es el caso concreto del Proyecto de Modernización de Refinería de Talara.

² MBD: Miles de Barriles por día

El objeto de estudio es analizar la viabilidad, mediante el cálculo de indicadores de rentabilidad, de llevar a cabo un Proyecto de Refinación en el Perú. Para ello resulta vital estimar el monto de inversión, estimar las ventas de derivados, en cantidad y en precios, así como los precios de las materias primas. Del mismo modo, es importante conocer la demanda de derivados de hidrocarburos en el país.

El proyecto de refinación que la presente tesis pone en evaluación, tiene como característica, alcanzar un nivel de producción de 100 MBD para con ello mejorar el nivel de satisfacción de demanda interna, logrando además una mayor participación de mercado nacional e internacional, cumpliendo con las nuevas leyes orientadas al cuidado y protección del medio ambiente.

El proyecto se ubicaría en Piura, a unos 1185 km al norte de Lima, capital del Perú.

Los productos derivados obtenidos son los siguientes:

- Gas Licuado
- Gasolinas y Gasoholes (84,90 Y 95 octanos)
- Destilados medios (Turbo A1, Turbo JP5, Diésel B5, Diésel marino 2)
- Solventes
- Asfaltos
- Combustibles industriales

Es así que en el presente capítulo se detallará los antecedentes del proyecto y la justificación del mismo. Como lo son la regulación ambiental, las exigencias legislativas, el aumento de demanda, entre otros factores de importancia.

Por último, en cuanto a actividades de la industria tenemos la comercialización, la que se lleva a cabo de dos maneras, mayorista y minorista.

1.1.3. Comercialización

Requiere de: Planta de almacenamiento (distribución mayorista) y comercialización minorista (estaciones de servicios).

La distribución mayorista es el penúltimo agente dentro de la cadena de valor de la industria del petróleo y gas. En este apartado se darán algunos conceptos y aclaraciones sobre cómo se desarrolla este proceso en la industria. La siguiente imagen nos ayudará a comprender la cadena de valor.

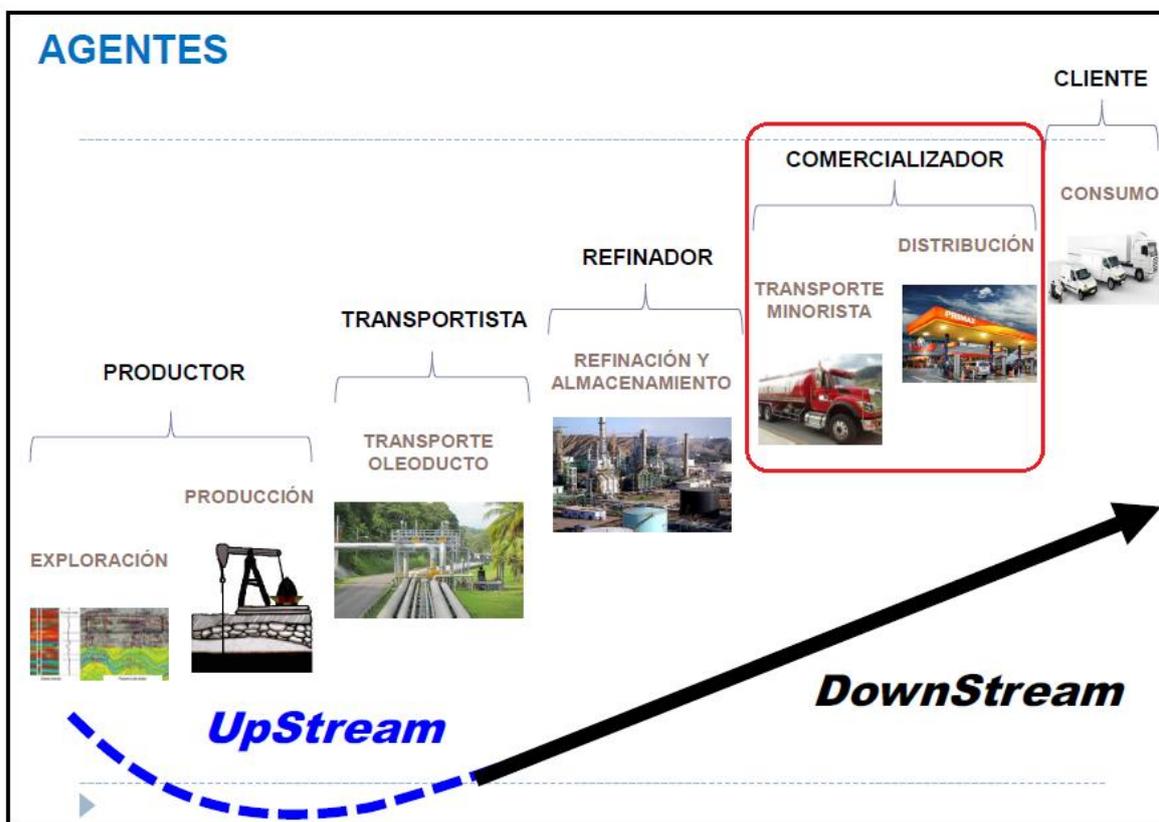


Figura 2. Cadena de valor del petróleo y gas.
Fuente: ProInversión 2018.

Como se observa en la Figura 2, luego del proceso de refinación, se debe dar la comercialización del hidrocarburo refinado. Una vez refinado el petróleo crudo, y de obtener los derivados que la demanda requiera, se pasa al almacenamiento de éstos, estos deben ser almacenados en tanques con características específicas según el tipo de producto derivado. A estas grandes plantas de almacenamiento, se les conoce como plantas de ventas, ya que cuentan con grandes volúmenes de combustibles, listos para la venta.

Dichas plantas de almacenamiento por lo general se encuentran cerca de las refinerías, para minimizar los costos logísticos, y a partir del proceso de carga de cisternas es que se da inicio al comercio minorista.

Cada una de estas actividades, significa un aumento de costos, en cada uno de los elementos de la cadena de valor. Al mismo tiempo de tienen los impuestos que el estado ha direccionado a este modelo de negocio.

Los impuestos que se manejan en este parte de la industria son:

- Impuesto al rodaje
- Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)
- Impuesto General a las ventas (IGV)

Es a través de cisternas (en el caso de los combustibles líquidos), que se da la comercialización minorista, es en este proceso que el combustible refinado, es transportado desde la planta de ventas hasta la estación de servicios, en donde estará disponible para el consumidor final. Es importante mencionar que existen varios tipos de consumidores finales, y que los productos derivados son utilizados en distintas industrias. Las siguientes figuras nos ayudan a aclarar el panorama Figura 3.

COMERCIALIZACIÓN



Figura 3. Diferentes tipos de consumidores en distintas industrias.
Fuente: Datos tomados de ProInversión, MSc. Edgar Ramírez.

Así, mismo en la Figura 4, se muestra el flujo comercial de combustibles líquidos en el mercado interno, según información del Ministerio de Energía y Minas y preparada por Osinergmin para el año 2014.

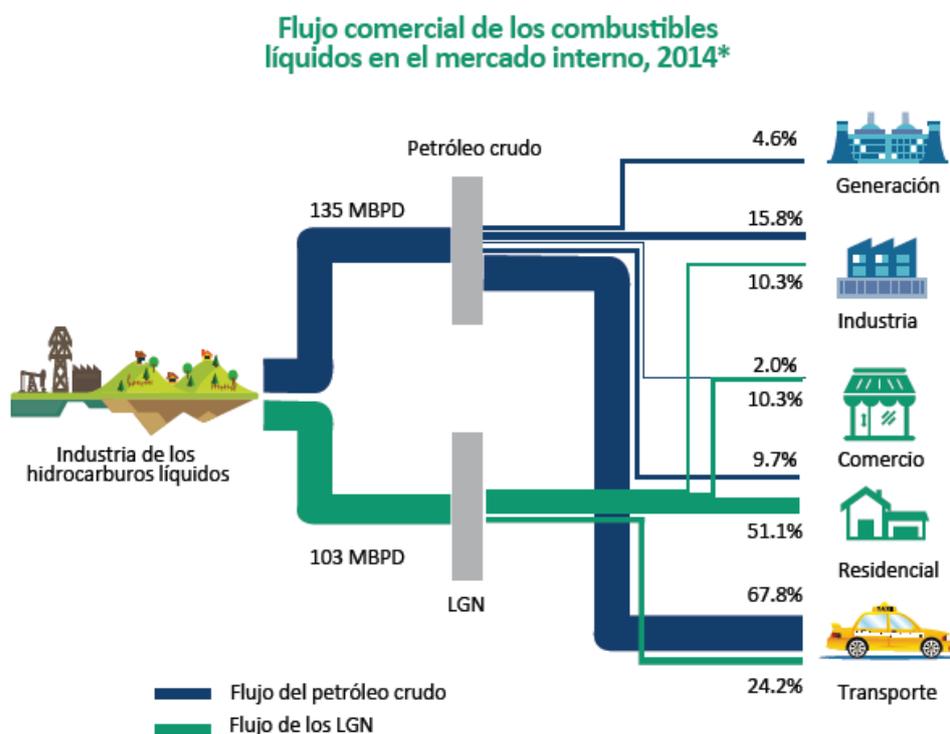


Figura 4. Flujo comercial de los combustibles líquidos en el mercado interno, 2014*
Fuente: Osinergmin

Por último, con el objetivo de unificar el análisis, entre los procesos de Downstream, para poder aclarar el panorama de la industria refinera y qué porcentaje representa del precio final.

El PVP, se ve influenciado por el precio internacional de las materias primas (crudo), los costos de refinación, y los impuestos, que ya se mencionaron anteriormente. Sin embargo, es importante saber qué porcentaje aportan los costos de refinación respecto al precio final, esto según información del MEM, recopilada y analizada por Osinergmin.

En la Figura 5, observamos que, los costos de refinación (incluido el margen refinero), representan en promedio, el 40% del precio final del Diésel y los Gasolinas.

Así mismo, tenemos el caso de los precios de las gasolinas 84 y 90, partiendo del costo de refinación declarado por Petroperú, recopilado por el MEM y analizados por Osinergmin.

Con todo esto, se muestra el panorama de la comercialización, iniciando el análisis desde el proceso de refinación, y encontrado la relación técnico económica entre ellas.

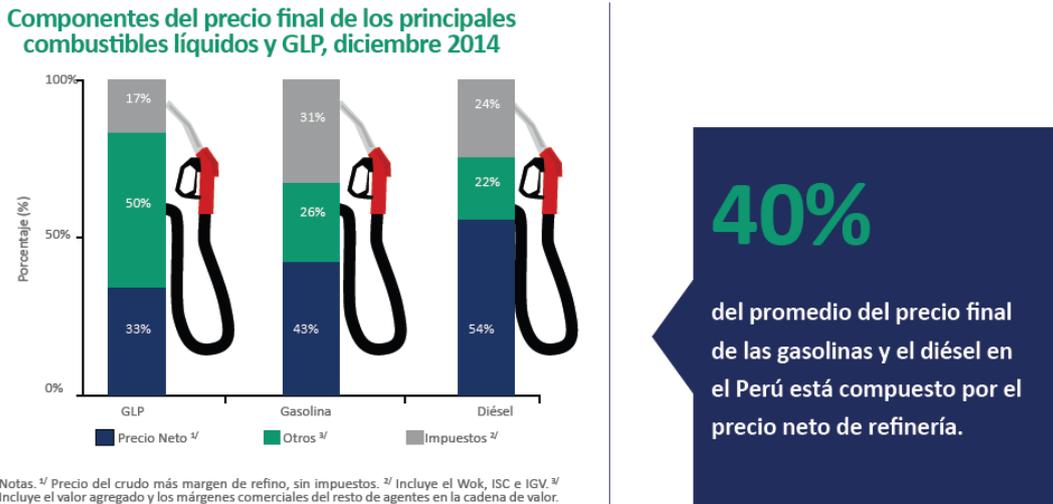


Figura 5. Costos de refinación
Fuente: Osinergmin

En la Imagen 6, se muestra la distribución de costos en las gasolinas 84, Diésel y GLP.

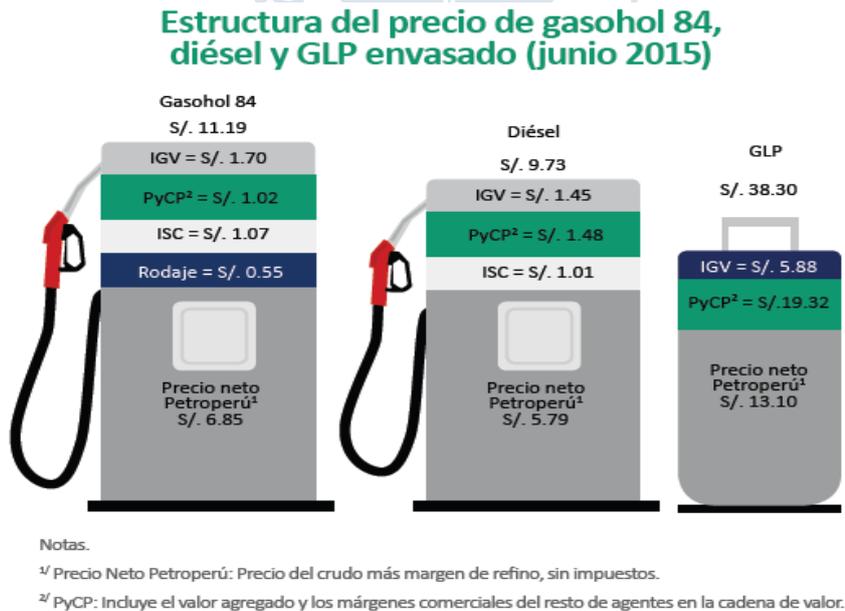


Figura 6. Distribución de costos en las gasolinas 84, Diesel y GLP
Fuente: Osinergmin

Descritos los 3 procesos principales en la industria, centrándonos solo en las operaciones de Downstream, explicados en esta introducción, pasamos a la identificación de los antecedentes del proyecto, a la justificación, a la definición del problema y de los objetivos de investigación. Así mismo, en los capítulos siguientes, se explicarán los diferentes análisis financieros y una descripción técnica de las nuevas unidades de destilación primaria, destilación al vacío y de craqueo catalítico, entre otras de igual importancia, como lo son las unidades auxiliares, unidades complementarias y demás, necesarias para el arranque de las operaciones. Llegando así a las conclusiones finales y recomendaciones.

1.2. Antecedentes

El proyecto se basa en el diseño, procura y construcción de Unidades de Proceso para la refinación de petróleo, Unidades de Servicios Auxiliares e Infraestructura complementaria, que permitirán al proyecto alcanzar una producción de 100 MBPD, ajustando dicha producción a la exigencia ambiental actual.

1.2.1. Antecedentes medioambientales

Dentro de las políticas medioambientales dispuestas por el Gobierno del Perú, y que afectan las operaciones de todas las empresas refineras en el país, encontramos las siguientes:

D.S. 041-2005-EM que modifica el Artículo 4 del D.S. N° 025-2005-EM que aprueba el cronograma de reducción progresiva del contenido de Azufre en el Combustible Diésel N° 1 y 2

Ley 28694, D.S. 061- 2009 EM y R.M. 139-2012-EM-DM, que regula el contenido de azufre en el combustible diésel, establece además las medidas necesarias para la regulación de los niveles de azufre contenidos en dicho combustible, con el objetivo de salvaguardar la calidad del aire y la salud pública. Prohibiendo a partir del 1 de enero de 2010 la comercialización para el consumo interno de combustible Diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50ppm por volumen.

D.S. 009-2015-MINAM, que limita la comercialización de Diésel con un contenido máximo de azufre de 50ppm, y que rige a partir del 1 de enero de 2016 en los departamentos de Junín, Moquegua y Tacna.

D.S. 038-2016-EM que aprueba el cronograma para la comercialización y uso de Diésel B5 con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm, de acuerdo al siguiente orden (por departamentos): Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco.

Ley 30130, "*Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la Refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.*" (Petroperú, 2014)

Dicho reglamento fue promulgado el 24 de marzo de 2014 mediante el D.S. N° 008-2014-EM.

Es vital la Ley 30130, así como los decretos promulgados, pues demuestra que el Estado peruano, se ajusta y exige a la petrolera estatal y consecuentemente, a las empresas de refinación privadas, el estricto cumplimiento de las leyes medioambientales, por lo cual resulta menester llevar a cabo este tipo de proyectos de inversión, si se quiere seguir operando en el mercado. Por tanto, la evaluación financiera de un proyecto de refinación, resulta necesaria dado el panorama legal del país. Así como se justifica la inversión con el objeto de modernizar las refinerías que vienen operando en el país, sin dejar de lado el criterio de rentabilización de la inversión.

1.2.2. Balance Oferta/Demanda de combustibles líquidos en el Perú

Según el estudio de mercado realizado por la compañía Arthur D Little, detecta y detalla un desbalance en lo que sería la oferta y demanda de derivados del petróleo (destilados medios), y explica lo siguiente:

Según Little (2008) "Existe un déficit de destilados medios, si no se llevan a cabo las modificaciones, dicho déficit aumentará de 11.3 kbd en 2005 a 83.6 kdb en

2030. El balance total de productos refinados también muestra que la demanda peruana está creciendo de forma más acelerada que la oferta.” (pág. 7)

Tomando como referencia el estudio base de la consultora ADL, especialistas en evaluación de proyectos de hidrocarburos, el Perú muestra una configuración económica, legal y social que sustenta la decisión de invertir en proyectos de esta naturaleza, en los siguientes capítulos se detallará más a fondo las principales variables a considerar para la evaluación de la viabilidad del proyecto.

Por tanto, tenemos dos argumentos para realizar la inversión que requiere el proyecto, la primera está en función a la normatividad ambiental vigente en el país y las exigencias en producción, productos terminados y comercialización que ésta significa, mientras que el segundo de los argumentos sólidos es la demanda de combustibles en el país, la que seguirá demandando en mayor medida combustibles, y derivados del petróleo. Dicho déficit, entre oferta y demanda, siendo la demanda mayor que la oferta, representa un punto de partida favorable, para los proyectos de inversión futuros, en el rubro de la refinación.

1.3. Justificación

El mundo es testigo de la importancia que ha tomado el sector hidrocarburos y como está ha mostrado un crecimiento durante los últimos 50 años.

Los principales países productores de petróleo, como lo son Estados Unidos, Arabia Saudita, Rusia, Canadá y China, realizan grandes esfuerzos para continuar operando con efectividad (y todo lo que esta palabra engloba en el sector) de cara a los competidores, a las nuevas tecnologías y a las exigencias medioambientales.

Es en este contexto altamente competitivo no solo en lo operativo o tecnológico, sino además en el cuidado del medio ambiente, y al que el Perú no es ajeno, que se plantean Proyectos de Refinación, que cumplan dichas exigencias.

Aunado a lo anterior, y tal como se analizará en las siguientes páginas, existen factores como “demanda interna”, “balanza comercial de petróleo crudo”, “disponibilidad de crudo”, “integración vertical”, entre otros factores que justifican un proyecto de esta envergadura.

En la presente investigación se desarrollará un análisis financiero y estadístico para poder llegar a la construcción del flujo de caja económico y a la determinación y cuantificación de los riesgos del proyecto.

Sobre ésta, se realizará un análisis financiero, mediante la construcción de un Flujo de Caja Económico (FCE), para el cual se tomarán algunos datos, como lo son las ventas proyectadas, los precios proyectados de los productos terminados, así como los precios proyectados de las materias primas. De igual modo, resulta necesario conocer los volúmenes de producción, los activos a adquirir y la depreciación generada anualmente y los costos operativos y de mantenimiento generados por las operaciones del proyecto.

En base a todo lo anterior, se preparará el flujo de caja económico y a partir de este, se calcularán los indicadores de rentabilidad del proyecto. Para la sensibilización de proyecto, es necesario identificar las variables más importantes en la elaboración del FCE, y sobre ellas realizar el análisis de sensibilidad mediante la técnica de Simulación de Montecarlo, para la cual se utilizará el software Crystal ball. La identificación y cuantificación se revisará data histórica nacional e internacional, además de buscar sustento (para el caso concreto de Perú) mediante las entrevistas a expertos (juicio experto). Se tomarán los riesgos que los expertos recomienden para mediante el uso de la estadística y del Método de Momentos Generalizado hallar si hay o no relación entre variables dependientes e independientes, y en caso lo hubiera, medir el impacto que ésta, variable independiente, pudiera tener sobre la variable dependiente, ello nos permitirá estimar un posible valor para contingencias.

Todo el análisis descrito líneas arriba, nos permitirá dar respuesta a los objetivos trazados en esta investigación, los que responden a la pregunta: *“¿Es rentable llevar a cabo un proyecto de refinación en el Perú, cuya inversión asciende a 5000MMUDS, que incluya procesos de conversión profunda y con una capacidad de refino de 100mbpd?”*.

Es así, como a través de los 5 (cinco) capítulos que conforman esta investigación, se buscará dar una respuesta imparcial, justificada mediante el uso de herramientas financieras y económicas a dicho proyecto, que se llevaría a cabo en el país.

Tipos de procesos contemplados en el proyecto de refinación planteado:

- Destilación:

Unidad de destilación primaria

Unidad de destilación al vacío

- Conversión profunda

Flexicoker

Craqueo catalítico fluido

Unidad de reformado

- Tratamiento

Planta de gas

Desulfurización de gasolina de la unidad FCC

Desulfurización de gas

Desulfurización de Nafta

Planta de Amina para retiro de H₂S

- Facilidades

Planta de ácido sulfúrico

Planta de hidrógeno

Con lo anterior, se espera alcanzar una producción de 100 000 bpd, disminuir las emisiones, producir combustibles que cumplan los estándares de partes por millón (ppm) de azufre, y satisfacer la demanda interna, entre otros beneficios.

Para la elaboración de esta investigación se tomaron como referencia estudios hechos por compañías internacionales, como Arthur D Little en el año 2008 y Chevron. Sobre dichos estudios, se tomarán variables como oferta, demanda, precios internacionales, y se realizarán los ajustes por costos escalados de Inversión (CAPEX), entre otras, la cual ha sufrido variación debido a fluctuaciones en el mercado en el transcurso de estos 11 años (2008 – 2019). Del mismo modo, para la selección de los principales riesgos que puedan afectar a los flujos proyectados generados por la operatividad del proyecto, se tomará como base el juicio experto, de ingenieros con más de 30 años de experiencia en refinación y en evaluación de riesgos en mega proyecto.

Por lo anterior, se puede resumir que ante la existencia de antecedentes medioambientales, económicos e intereses del país, como lo es, atraer inversiones que generen puestos de trabajo y paguen tributos, un proyecto de refinación se consolida como

una alternativa de solución con miras al cumplimiento de las exigencias de parte de organismos internacionales dedicados al cuidado del medio ambiente, como medida para lograr el equilibrio de la balanza comercial en hidrocarburos, como fuente de producción de destilados medios orientada a satisfacer la demanda interna, siendo además de manera conjunta o complementaria con todo lo anterior, un proyecto de especificaciones técnicas muy avanzadas, con tecnología de primer orden, y que genera retorno financiero y social.

Un pilar a mencionar en este proyecto de refinación, es la amplia base social que representa. Pues podemos hablar, con su ejecución y puesta en marcha, de un retorno ya no solo financiero, sino social. Pues el impacto que generará, especialmente, en la sociedad, se concreta en obras, como construcción de colegios, mantenimiento de pistas, entre otros beneficios.

En el capítulo 3 (tres) se detallarán los análisis estadísticos y financieros llevados a cabo para la medición de la rentabilidad del proyecto, obtenida gracias a la construcción del flujo de caja económico y a la modelación de la incertidumbre, la cual nos indicará las probabilidades de obtener un VAN positivo con la ejecución del proyecto bajo una serie de supuestos generales. De igual modo, se cuantificará los riesgos más importantes que afronta el proyecto y el impacto que estos puedan causar en la variable dependiente (flujo).

De este modo se podría resumir en la Figura 7



Figura 7. Diagrama de bloques Proyectos de Inversión.
Fuente: Petroperú.

1.4. Definición del problema

Determinar si un Proyecto de Refinación, con un monto de inversión de 5000 MMUSD, que incluya procesos de conversión profunda y con una capacidad de refino de 100 mbpd, llevado a cabo en el departamento de Piura, es rentable o no.

1.5. Objetivos de la investigación

1.5.1. Objetivo general

Sensibilizar el flujo de caja económico elaborado para un proyecto de refinación, a fin de modelar la incertidumbre del proyecto (mediante Simulación de Montecarlo) y cuantificar los riesgos mediante el uso del método de momentos generalizado (herramienta econométrica).

1.5.2. Objetivos específicos

- Mencionar el monto de inversión
- Mencionar oferta y demanda actual del país
- Determinar la disponibilidad de petróleo crudo.
- Medir de rentabilidad.
- Identificar los principales riesgos para el proyecto
- Cuantificar los riesgos
- Estimar la contingencia por año operativo
- Detallar los beneficios del proyecto.

1.6. Códigos y especificaciones

Para el desarrollo de esta investigación se han tomado como referencia las últimas ediciones de las secciones aplicables a los Códigos y Normas establecidos para la industria de Hidrocarburos como lo son: Reglamento Nacional de Construcciones, Reglamento de las Actividades de Explotación y Exploración de Hidrocarburos DS-032-2004-EM, Ley General de Hidrocarburos, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S. 039-2014-EM, especificaciones y disposiciones de reglamentos

nacionales e internacionales vigentes, así mismo el uso de los estándares acordados y exigidos según ley.

La clasificación es la siguiente

PETROPERU	Manuales para Refinación
AGA	American Gas Association.
ANSI	American National Standards Institute.
API	American Petroleum Institute.
GPSA	Gas Processors Suppliers Association
PETROPERU	Estudio de factibilidad PMRT-Arthur D'Little



Capítulo 2

Refinación

2.1. Refinación

2.1.1. Marco teórico

La cadena de valor en la industria de los hidrocarburos, o en el sector energía, es complementaria. Es decir, los procesos se van complementando unos con otros, es un funcionamiento de engranajes. Es decir, no basta con llevar a cabo operaciones de exploración, si es que no hay perforación, de igual manera, no sirve perforar, si es que no tenemos producción.

Todos estos procesos, que podemos englobarlos en las actividades de Upstream, no son suficientes, para poder llegar al producto terminado, puesto en una estación de servicios, a disposición del consumidor final.

Una vez que se logra obtener producción de los pozos perforados, dicha producción necesita un primer tratamiento químico, para que ese petróleo crudo entre en especificación³ para recién en este punto poder ser transportado a través del oleoducto para llegar a un patio de tanques.⁴

Una vez que el crudo está almacenado, tiene dos destinos, el de ser transferido internamente o ser exportado. Esto se hace necesario debido a que el petróleo crudo no es un producto terminado sino una materia prima, siendo que del Terminal Bayóvar se embarca en busques con destino a las principales refinerías del Perú.

³ Grados API, Nivel de azufre, nivel de agua, nivel de sal, viscosidad.

⁴ Funciona como planta de almacenamiento para posterior venta interna o externa.

Así es como se desarrolla la industria de los hidrocarburos no solo en el Perú, sino también en el mundo. Es un engranaje clave, la refinación de petróleo crudo para así poder obtener productos terminados listos para ser comercializados a nivel mayorista como minorista.

Actualmente, la actividad refinera ha cobrado gran importancia dentro de la industria petrolera, pues ante la caída de los precios internacionales del petróleo, es éste el pilar de muchas empresas dedicadas a este rubro. Son los márgenes refineros los que sostienen económicamente la actividad en el sector.

Al mismo tiempo, tenemos una variable que cada día cobra mayor importancia, la cual es la demanda interna de combustibles de los países. La cual se consolida como un fuerte argumento frente a inversiones en esta rama de la industria.

Por ejemplo, (PEMEX) “la empresa estatal mexicana, con su producción actual logra cubrir la mitad de su consumo interno”, esta situación es un argumento a favor frente a la decisión de inversiones de esta naturaleza y en este rubro, ello como respuesta ante el incremento de la demanda interna, la que está en función al crecimiento del parque automotor, el consumo de los hogares, la industria entre otras actividades económicas.

El consumo de energía en el mundo, está basado en los combustibles fósiles, siendo así que, (British Petroleum), para el año 2016-2017, “a través del departamento de estudios estadísticos sobre la industria energética, afirma que los combustibles fósiles aportan cerca del 86% de la energía primaria en el mundo”.

Por tanto, este dato se consolida como otro sustento para llevar a cabo las inversiones en proyectos de refinación por la demanda del sector y de los combustibles fósiles como el petróleo y el gas, que aportan poco más del 51% de la energía primaria en el mundo, y con tendencia creciente. Figura 8.

Sumado a todo lo anterior, el macroentorno, que engloba distintas variables que no controlamos y que sin embargo tienen incidencia directa, en muchos de los casos, también se hace presente en nuestro estudio de investigación de proyectos de refinación. Es así que nos brinda distintas variables, que, si bien en un primer momento pueden parecer una adversidad, luego de un análisis minucioso, resulta que son una oportunidad para potenciar la industria, la empresa y llevar a cabo mega

proyectos que mejoren no solo los indicadores financieros de la empresa, sino que además muestran un impacto social y ambiental positivo para la región.

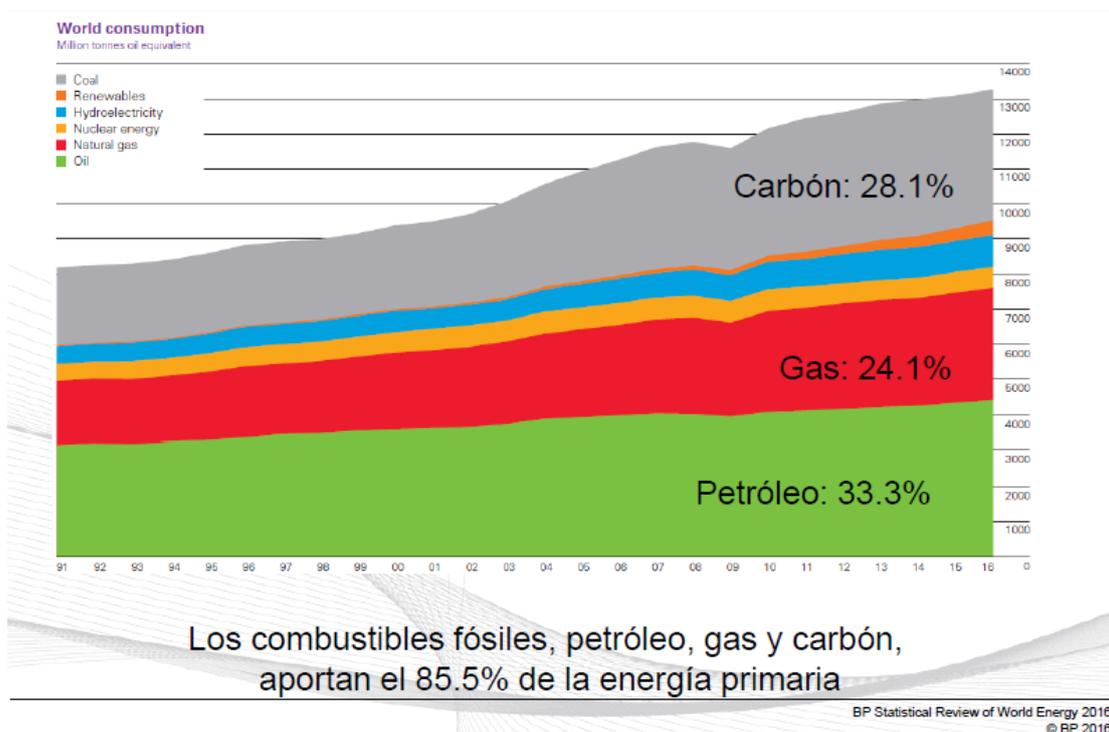


Figura 8. Consumo mundial de energía primaria en TN de petróleo equivalente.
Fuente: British Petroleum.

Esta variable del macroentorno que se ha identificado es la **política-legal**. Pues, en los últimos años, el poder ejecutivo, de la mano con el legislativo, han promulgado decretos y leyes en favor del medio ambiente, ante las cuales las empresas dedicadas al rubro de la energía deben adecuarse. De igual modo, sucede en el mundo.

A nivel mundial tenemos tratados entre países, diversas cumbres a nivel internacional que buscan mitigar el daño de la industria en general al medio ambiente, siendo así que mencionamos algunos de los más importantes: (Ministerio del Ambiente Perú)

- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).

Este acuerdo se adoptó en New York en 1992 con el objetivo de reconocer la importancia de los efectos del cambio climático causados por la emisión de gases de efecto invernadero en la atmósfera, los cuales afectan la superficie de la tierra y por perjudican los ecosistemas naturales y el ser humano.

- Protocolo de Kioto

Este Protocolo hace parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y representa un acuerdo internacional que pretende reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que están causando el calentamiento global como el dióxido de carbono, el gas metano y el hexafluoruro, entre otros.

- Cumbre del Clima de París 2015

Esta conferencia pretende marcar una diferencia en la lucha contra el cambio climático basándose en una serie de compromisos referidos a la emisión de sustancias contaminantes a la atmósfera a partir del año 2020.

Su objetivo principal es cerrar un acuerdo internacional donde los demás estados se comprometan y trabajen a favor de la conservación del medio ambiente y su atmósfera. En este evento se acordó, que, en un plazo de 20 años, el aumento de la temperatura global no podrá ser mayor a los 2°C.

Como se puede entender, las exigencias medio ambientales, se vienen dando a lo largo y ancho de todo el mundo, exigiendo así a las empresas industriales a operar bajo las mejores prácticas laborales, a su vez que se torna necesaria la inversión en la mejor tecnología disponible (Euro VI⁵) a fin de minimizar el impacto al medio ambiente. Es así que se logra, que los productos terminados ofrecidos al cliente final.

En el capítulo 1 de esta investigación, se mencionó los decretos legislativos que se han dado en el Perú, con miras a cumplir los compromisos medioambientales en la producción y comercialización de productos derivados del petróleo. Ante este panorama mundial y nacional de exigencias cada vez más estrictas en la industria, las empresas que se encuentran en el rubro deben tomar una decisión, de las dos que el panorama les muestra:

- La primera es continuar en el negocio, de refinación y comercialización, lo cual implica una fuerte inversión para adecuar la infraestructura y la tecnología de la planta a las nuevas regulaciones.

⁵ Estándar de calidad ambiental

- La segunda sería cambiar totalmente el giro del negocio, sacrificando activos, personal y margen.
- Mientras que la tercera sería retirarse del negocio de refinación.

Ante este panorama, es importante analizar los últimos años de la industria refinera en el mundo, y tomar como referencia algunas refinerías, como el caso de Barrancabermeja y Cartagena, refinerías pertenecientes a la estatal Colombiana Ecopetrol, también ir un poco más al centro, y analizar la situación de un grande como es PEMEX, y como ha ido operando a través de los últimos años, ello se ajusta a uno de los objetivos de esta investigación, el cual es mostrar que los proyectos de inversión en este rubro, no son nada descabellados, sino que por el contrario, responden a variables clave, como la demanda de mercado, y más a aún, al objetivo de los estados por lograr **soberanía energética**, siendo este un concepto clave en la independencia energética y económica del país. Casos como el de Ecuador, con una producción de 500mbpd de petróleo crudo, el de México llevando a cabo el mega proyecto de Dos Bocas, el de Ecopetrol, apostando por la integración vertical y logrando los indicadores (EBITDA)⁶ más altos de los últimos años, son muestra significativa del interés de los estados por modernizar la industria a través de grandes proyectos de inversión.

• **Panorama internacional**

Continuando con la justificación de llevar a cabo un proyecto de esta magnitud, se torna necesario hacer un análisis de “**Benchmarking refinero**” para poder entender cómo se comporta la industria a nivel internacional, qué objetivos se ha planteado, bajo qué criterios, y encontrar alguna similitud ya sea técnica, financiera o estratégica con algunas refinerías de la región.

Es así, que la OPEP ha estimado que la capacidad mundial en destilación para el período 2017-2022, mostrará un incremento el cual será a razón de 7.6⁷ millones de barriles diarios, lo que se explica principalmente, por el incremento en la demanda de países en desarrollo.

⁶ Ecopetrol. Resultados 2018. Informe financiero.

⁷ Organization of the Petroleum Exporting Countries, “World Oil Outlook 2040”, OPEP, Australia, 2017.

Dichos incrementos se darán en la región Asia-Pacífico, representando el 49% del total, además el Medio Oriente representará el 27%, mientras que en las regiones restantes se estima representen el 24% del incremento proyectado. Algunos países como Estados Unidos y Canadá tengan un exceso de productos refinados, mientras que situación contraria se estima para América Latina y África, quienes tendrán un déficit de 0.8 millones de barriles por día para el 2022.⁸

Así como, para las actividades de destilación, se espera un crecimiento en el mediano plazo, también se estima que dicho crecimiento vaya de la mano con un 3.2 millones de barriles por día en unidades de conversión, un 6.6 millones de barriles en unidades de Desulfurización y 1.7 millones de barriles en unidades de octano. Aun así, las cifras proyectas por PEMEX, indican la necesidad de agregar aproximadamente 11 millones de barriles de conversión de unidades, 23 millones de barriles aprox. de unidades de Desulfurización, y poco más de 5 millones de barriles de unidades de octano, todo ello proyectado al año 2040.⁹

Estos incrementos específicos en unidades de destilación y, sobretodo, en unidades de conversión de deben a la promulgación de nuevas regulaciones, las que se convertirán en un gran reto para la industria de la refinación en el mediano plazo, puesto que ajustarse a ellas significa inversión en tecnología, nuevas mezclas, lo que directamente significa llevar a cabo investigaciones en el rubro petroquímico, mezclas de combustibles con nuevos requisitos (en el Perú, tenemos el caso de los Gasoholes), y aunado a todo ello, tenemos por último los diferenciales de precios que todas esas mejoras significan, los que derivan en un impacto directo sobre los márgenes de refinación.

Debido a la caída de los precios internacionales, durante los años 2015-2016, algunas empresas decidieron disminuir sus inversiones, sin embargo, ello no ha sido un factor determinante en las petroleras latinoamericanas, las que, por el contrario, como respuesta estratégica ante la creciente demanda, han llevado a cabo nuevas perforaciones (Ecuador) y modernización o construcción de refinerías (Colombia).

Sin embargo, en distintos países, como Brasil, Ecuador y México, de cara a las nuevas tendencias en la industria y a los factores económicos que puedan afectarla,

⁸ Idem.

⁹ Idem.

se han dado reformas en la industria, (lo que en Perú sería las modificaciones a la LOH¹⁰), con el objetivo de aumentar la producción de petróleo crudo y de aumentar los volúmenes de refinación. Contario se suscitó el panorama en algunos países, como México, en donde no se lograron las mejoras significativas en cuanto a producción y refinación. La respuesta a esa controversia, indica que para poder alcanzar los objetivos de refinación es menester la modernización de las refinerías existentes, o la construcción de nuevas refinerías, así como la integración vertical de la empresa.

Los países hacen grandes esfuerzos por equilibrar la balanza comercial en hidrocarburos, y así asegurar la energía para su territorio. En la Figura 9 podemos observar el comportamiento de la industria en producción y refinación en países como Brasil, Canadá, México.

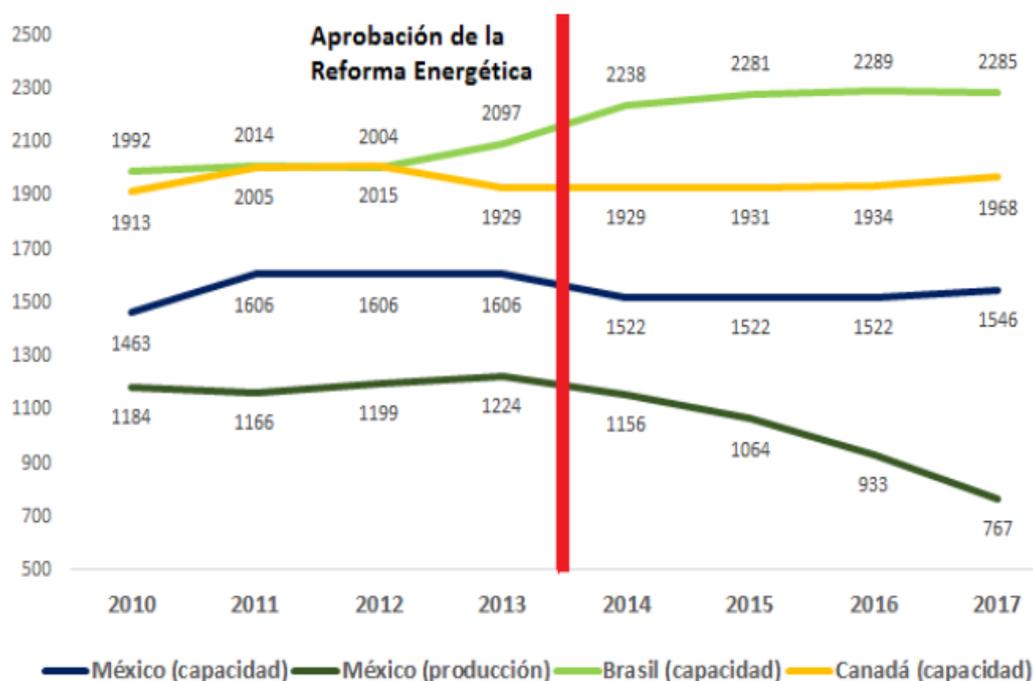


Figura 9. Capacidad y producción refinera en países seleccionados 2010-2017.

Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy, Reino Unido 2018.

Países como Brasil, han logrado elevar el volumen refinero de sus operaciones, como medida ante el incremento de la demanda y gracias a las reformas aplicadas para el fomento de la inversión en la industria. Al ser un mercado en expansión, la demanda sigue siendo un factor interesante al momento de la evaluación económica

¹⁰ LOH: Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ministerio de Energía y Minas, Perú.

de proyectos. Es necesario conocer quiénes son los principales países en capacidad de refinación, para lo cual nos apoyaremos en la Figura 10:

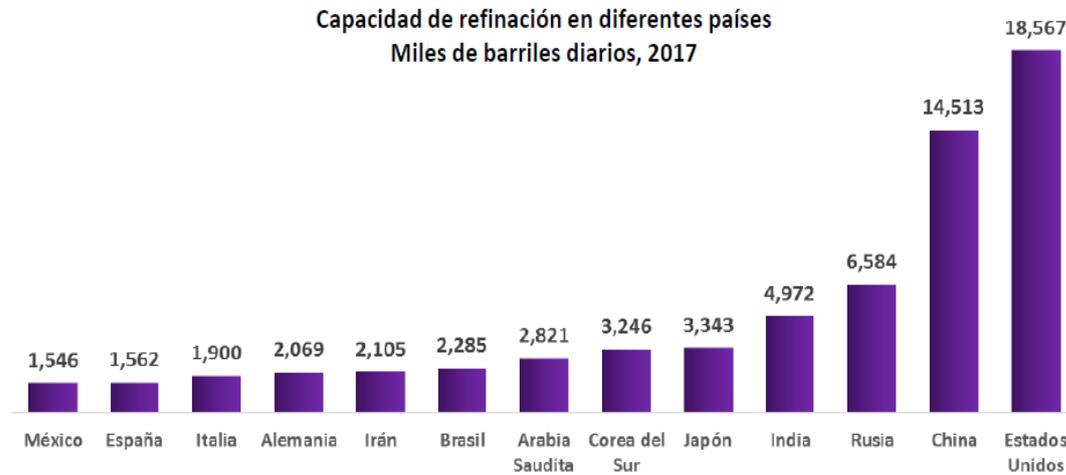


Figura 10. Países con mayor capacidad de refinación.
Fuente: British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy 2018

Otro argumento a favor es el de comparar la producción de petróleo crudo con la capacidad de refinación. Algunas opiniones contrarias, argumentan que, para rentabilizar un proyecto de esta naturaleza, es necesario contar con grandes reservas, y a su vez con un alto volumen de producción de petróleo crudo. Sin embargo, países como India, Italia, entre otros, han llevado a cabo operaciones exitosas en el rubro refinero, sin contar con grandes reservas ni producción de crudo, siendo así que tenemos la Figura 11:

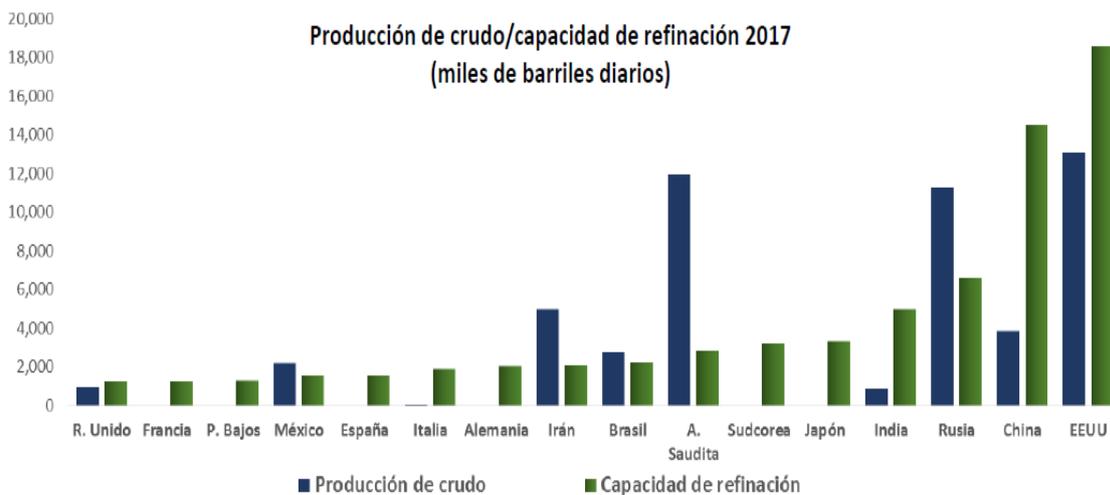


Figura 11. Producción/refinación.
Fuente: British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy 2018

Como se logra apreciar, existen tres aspectos de importancia, cuando se compara la producción de crudo frente a la capacidad de refinación. En algunos casos, como el de Estados Unidos y China, los países cuentan la capacidad para refinar toda su producción. En otros casos, como el de México, Rusia, Brasil, entre otros, no se cuenta aún con la capacidad para refinar todo su nivel de producción. Mientras, que el tercer factor de importancia, es que algunas naciones, pese a no contar con grandes reservas y menos aún con producción de petróleo crudo, cuentan con una gran capacidad refinera y han hallado en esta una gran oportunidad de negocio, esto sucede en países como Francia, India, España, Corea del Sur, entre otros. Por tanto, con todo esto, queda demostrada, que las decisiones de inversión en un proyecto de estas características, en la industria refinera, no está en función, de la capacidad de producción o el nivel de reservas que posea el país.

Por último, tenemos a las refinerías más grandes del mundo y en dónde se ubican y cuál es su capacidad de refinación, así mismo, mostraremos como estos importantes países en la industria refinera, vienen mostrando un incremento en sus actividades, ello como muestra clara, de lo que el mundo demanda en materia de energía. La Figura 12 y Figura 13 lo ilustran mejor:

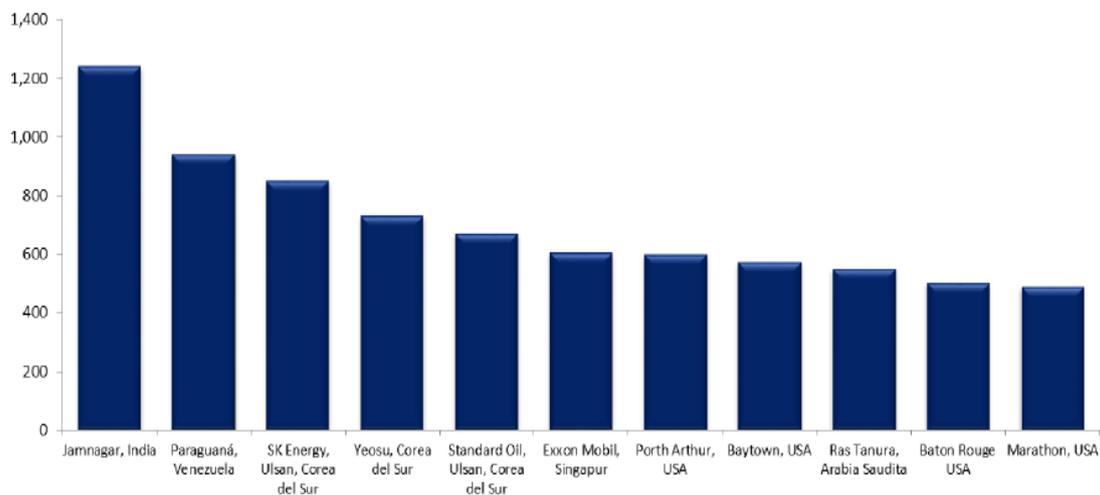


Figura 12. Principales refinerías en el mundo

Fuente: British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy 2018

**Incremento porcentual de la capacidad de refinación
2016-2017**

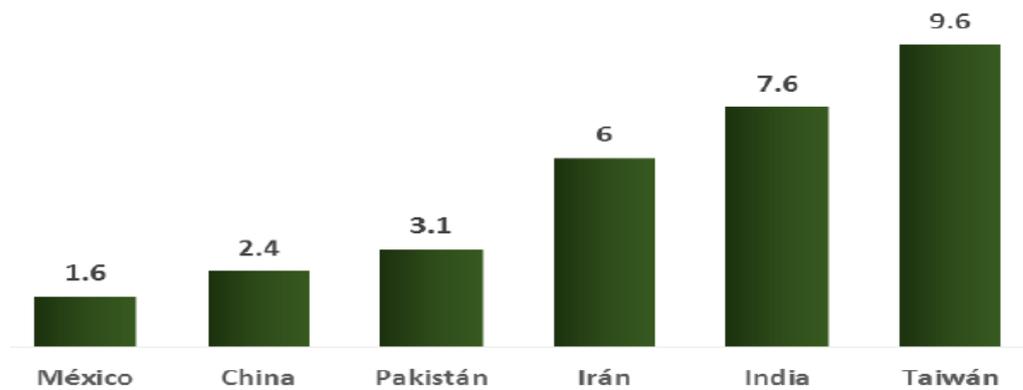


Figura 13. Incremento porcentual de capacidad de refinación 2016-2017
Fuente: British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy 2018

Desde el punto de vista financiero, y tomando los indicadores de las refinerías de la estatal colombiana **Ecopetrol**, para ir centrando más el análisis de la presente investigación, tomaremos algunos indicadores, como el EBITDA obtenido con las mejoras que la estatal aplicó a sus refinerías, dentro de las que están la modernización a Cartagena y Barrancabermeja, así como el aumento de la producción a manos de la empresa, beneficio logrado gracias a la integración vertical. Siendo el EBITDA calculado para el año 2018, 1961 MMUSD, frente a los 1940 MMUSD del 2017.¹¹ Ver Tabla 1

Tabla 1. Resultados financieros Refinación Ecopetrol

	Refinación	
	2018	2017
EBITDA	1961	1940
MG EBITDA	5.3	5.8

Fuente: Ecopetrol 2018¹²

La petrolera estatal Petroperú, alcanzó un EBITDA integral para el año 2017, de 347 MMUSD. Un proyecto de las características del que ponemos en evaluación en esta investigación, alcanza un EBITDA por encima de los 750 MMUSD.¹³

¹¹ Estado de Ganancias y Pérdidas por segmento. Ecopetrol 2018.

¹² Resultados Acumulados por segmento, Ecopetrol 2018.

¹³ Evaluación de proyectos y financiamiento a largo plazo, Petroperú.

Por último y a manera de resumen, es necesario graficar los crecimientos esperados en la demanda de combustibles. Cifras alentadoras para las empresas dedicadas a este rubro, en sus distintas etapas, sobre todo a la refinación y comercialización de derivados del petróleo y gas natural. La Figura 14 muestra las proyecciones estimadas por la Energy Information Administration de los EE.UU.

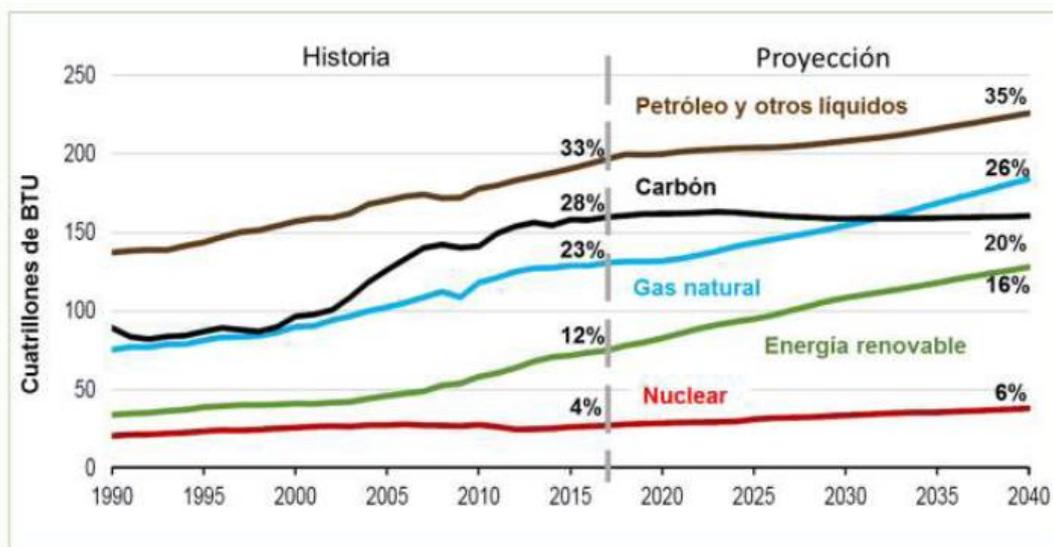


Figura 14. Proyección de consumo de petróleo y gas a nivel mundial
Fuente: Energy Information Administration, EE.UU.

Con esto queda demostrado, el crecimiento de la demanda de combustibles fósiles, como lo son el Petróleo y el Gas natural, con 35% y 26% de proyección de crecimiento respectivamente, con miras al año 2040.

2.1.2. Refinación en Perú

Como se ha detallado en el apartado anterior, la refinación se configura como un proceso clave en la industria de los hidrocarburos. Es gracias a los procesos de conversión, que se logran obtener los productos refinados aptos para la comercialización y que facilitan la vida de las personas. Estos beneficios, no son solo para los usuarios, sino que ciertamente significan un **“margen refinero”** para la empresa, encargada de la refinación y comercialización y además de todos aquellos que intervienen en la cadena logística (cadena de valor), en lo que es la comercialización ya sea minorista o mayorista.

El Perú es un país importador de crudo, y esto es un punto que debe quedar claro desde el inicio. La producción del país, en barriles de petróleo crudo, bordea los 50MBPD.¹⁴ Mientras que la demanda de combustibles fósiles en el país es poco más de 200MBPD. Es por ello, que se explica la necesidad de importar crudo para poder refinarlo y satisfacer la demanda interna.

Para poder entender a la industria refinera en el país, necesitamos conocer nuestra capacidad de refinación, con cuántas refinerías contamos en el Perú, que capacidad tiene cada una de ellas, comparar la capacidad refinera del País versus las ventas de combustibles, cuáles son las refinerías más importantes con las que cuenta el país y quienes son los encargados de sus operaciones, qué combustibles producimos, cómo está la participación de mercado de las refinerías con mayor capacidad, que proyectos han concretado, cuales están en proceso y si tienen o no alguno en etapa de investigación para el corto plazo. Así mismo, será importante, mencionar la configuración actual de alguna de ellas, para que sirva como base, frente a la configuración técnica, que este proyecto plantea.

Es importante conocer el concepto de hidrocarburos líquidos, que son aquellos que comprenden al petróleo y sus derivados y los líquidos del gas natural. Además, en este punto, aparecen los conceptos de oferta y demanda nacional, siendo que para la oferta nos centraremos en el segmento Downstream, mientras que para la demanda se mencionarán algunas de las características asociadas a la decisión de consumo de la UTD.

El segmento Downstream, incluye desde la refinación (y todos los procesos que se llevan a cabo aquí) de los hidrocarburos, proceso a través del cual obtenemos los derivados del petróleo, combustibles que posteriormente estarán listos para su comercialización, a nivel minorista y mayorista.

¹⁴ Producción de hidrocarburos, petróleo. Perupetro, junio 2019.

Cadena de valor del petróleo y sus derivados

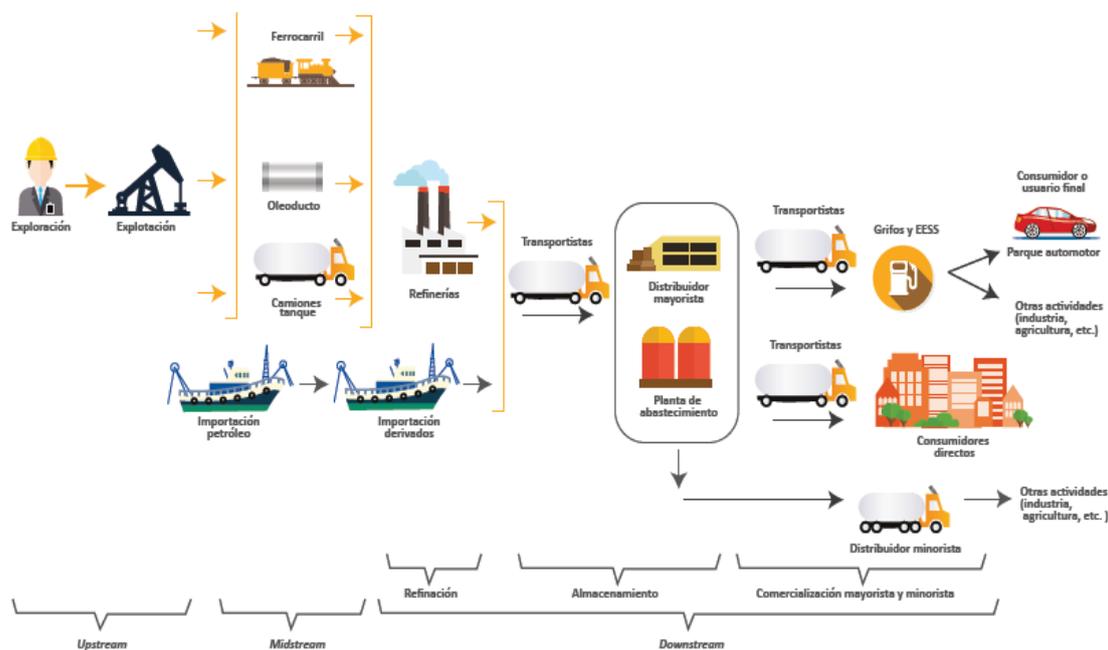


Figura 15. Cadena de valor del petróleo y derivados.

Fuente: OEE-Osinergrmin

Según los especialistas de Osinergrmin, ente supervisor de las inversiones en energía y minería, los procesos de refinación se configuran como los más importantes en la industria de los hidrocarburos, siendo así que tenemos las siguientes declaraciones (Osinergrmin, 2015) (Arturo Vásquez Cordano, Gerente de estudios económicos):

Es la actividad principal de la industria, donde se refinan o procesan los hidrocarburos (petróleo o LGN) para producir bienes de alto valor comercial como gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo (GLP), entre otros. La refinación de petróleo consiste en separar, mediante calor, los diversos hidrocarburos que luego se mezclan con componentes que permitan otorgarles las especificaciones técnicas exigidas en el país para su comercialización.

Por ello, es que el Osinergrmin, con total conocimiento de causa, afirma que la industria de hidrocarburos, y la obtención de derivados a través de procesos de conversión, es uno de los segmentos de mayor importancia en el aparato productivo, puesto que genera más del 50% del consolidado total de lo que es la demanda de energía en el país.

Por lo anterior, se vuelve relevante la comprensión de la industria y de cada una de las actividades que se engloban en este, con el objetivo de diseñar políticas públicas, que busquen mejorar la eficiencia de la industria, condiciones de seguridad y calidad en la producción, comercialización y uso de combustibles fósiles.

Del mismo modo, se direcciona el interés a lograr la tan ansiada “seguridad energética”, garantizando en un mediano plazo, la reducción de la dependencia internacional en el aprovisionamiento de energía. Ello tendrá un impacto directo en la balanza nacional de combustibles en el Perú.

Es así, que uno de los objetivos que debe tener un proyecto de refinación es el aumento de su capacidad de refinación, así como la producción de combustibles que cumplan con las exigencias de las nuevas legislaciones ambientales. En la Figura 16, la situación del país en cuanto a exportaciones e importaciones, tomando como referencia la industria de hidrocarburos líquidos, durante los años 2000 y 2014.

Balanza Comercial de hidrocarburos líquidos* 2000-2014

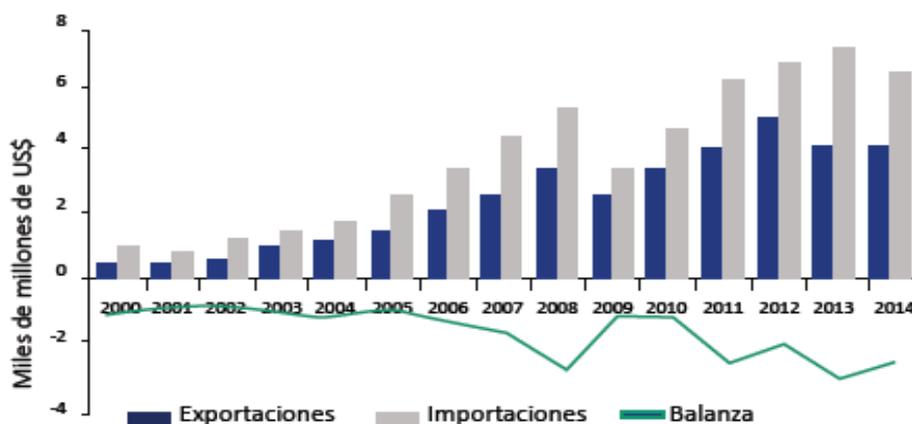


Figura 16. Exportaciones e importaciones de la industria de hidrocarburos líquidos
Fuente: Osinergmin 2015

Continuando con el análisis de lo que significa la actividad de refinación, llegamos al punto en donde se necesita conocer información clave, como la demanda de combustibles en el país, quienes son las principales empresas refinadoras, con qué capacidad de refinación cuentan, qué inversiones vienen realizando en sus refinerías, cuál es la brecha de infraestructura que necesita la industria de energía en el Perú y cuál es el aporte de la industria de hidrocarburos al país.

Por lo cual, en primer lugar, se detallará el aporte que nuestra industria significa al país, a través del Producto Bruto Interno (PBI) haciendo la diferenciación entre industria extractiva e industria refinera.

La Figura 17, muestra los resultados obtenidos a través de las actividades de extracción y de refinación, mostrando durante los años 1995 y 2014, la industria refinera un notorio crecimiento, que sin embargo para el año 2014, se mantiene constante en comparación con el año 2013. Ello se explica, en gran parte, debido al inicio de la explotación de los LGN de Camisea. Mientras que la disminución en cuanto a extracción se explica por el agotamiento de los lotes de producción.

PBI del sector hidrocarburos 1995-2014

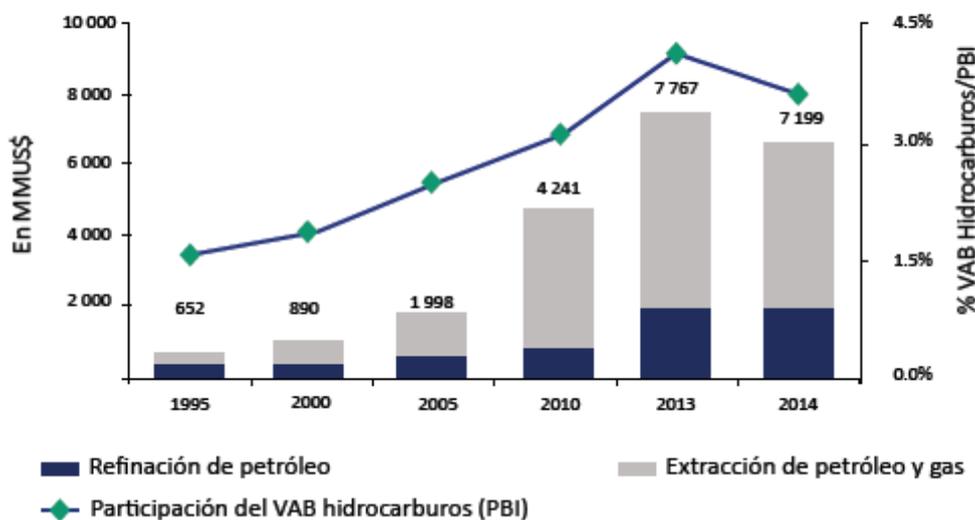


Figura 17. Resultados de las actividades de extracción y de refinación
Fuente: Osinergmin

En cuanto al Valor Agregado Neto (VAP)¹⁵, de manera detallada y en porcentaje, según industria (extractiva y refinera), respecto al VAP total, se alcanzaron los siguientes niveles de representatividad, durante los años 1994 – 2014. Mostrando la actividad refinera, un crecimiento constante, que para el año 2014 muestra cierta desaceleración, habiendo alcanzado en el año 2013, su máximo nivel, con un 4.5% de participación. Para graficar todo lo anterior, tenemos la Figura 18.

¹⁵ Osinergmin 2015.

Contribución del VAB del sector hidrocarburos en el VAB total, 1994-2014

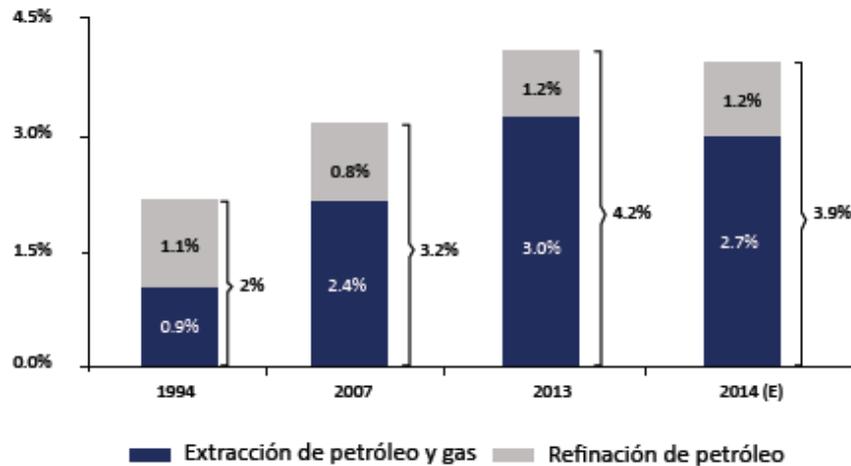


Figura 18. VAP en porcentaje según industria extractiva y refinera
Fuente: Osinergmin

Con lo anterior, queda demostrada la importancia y la contribución económica de las actividades de refinación para el país. Siendo además que para la elaboración de esta información se tomó el nivel de ventas de las empresas de hidrocarburos, dejando de lado otras variables importantes, como lo son los puestos de trabajo que la actividad requiere, la inversión en aspectos sociales, y los proyectos que se vienen implementando.

Por tanto, ¿será necesario en el Perú, llevar a cabo inversiones en proyectos de refinación?

Para responder a dicha pregunta, revisaremos como se encuentra la demanda de combustibles líquidos (obtenidos a través de un proceso de refinación), qué características tiene y como se ha comportado en los últimos años. Luego se mencionará a las dos principales refinерías del país, y detallar los proyectos que estas vienen realizando, con miras a la satisfacción de la demanda interna de combustibles, el cumplimiento con las nuevas legislaciones ambientales y, por supuesto, con el cumplimiento de metas económicas, como aumentar los márgenes refineros y la participación de mercado en el sector.

- **Demanda**

Economistas expertos, como Jorge Manco Zaconetti y Arturo Vásquez, quienes se han dedicado a la parte económica de la industria, llegan a la conclusión que la demanda de hidrocarburos del consumidor final se caracteriza por ser derivada. Muestra de ello, es la publicación de (Osinermin, 2015), en donde se afirma lo siguiente respecto a la demanda:

La demanda final de hidrocarburos del consumidor final se caracteriza por ser derivada, es decir, se origina de la demanda de otros bienes y servicios finales (transporte, calefacción, cocción, iluminación, etc.) o de los procesos de producción en el caso de empresas que usan combustibles como insumo.

Durante los últimos 15 años, la demanda ha experimentado un crecimiento constante, motivado por el crecimiento del parque automotor, de la industria, el desarrollo de la economía del país, la cual ha sido reconocida inclusive por expertos internacionales, como la economía más próspera de la región, aún durante los años más duros por efectos de la crisis internacional.

Sin embargo, esta variable tan importante, se encuentra sometida a distintas contingencias o situaciones, causadas principalmente por las variaciones en los precios internacionales. Dicha variación como una respuesta inmediata, frente a las variaciones en la oferta en el mercado internacional. Esta situación provoca, que, en países importadores netos de petróleo, nos encontremos condicionados a constantes shocks externos de oferta.

El Perú, al ser un importador neto, se encuentra afecto a todas estas peculiaridades, que tienen un impacto directo en la oferta y la demanda de combustibles, es por ello que, a continuación, se mencionan los aspectos más relevantes que caracterizan al mercado de combustibles líquidos.

- Dependencia de los precios internacionales.
- La concentración de la industria de refinación (3 operadores, uno estatal y dos privados).
- La fuerte carga tributaria que afecta a todos los combustibles producidos y comercializados.

- La urgencia del Estado por recaudar ingresos fiscales, para contrarrestar el déficit público.
- La informalidad en la comercialización de combustibles.

Estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), como el Plan Referencial de Hidrocarburos, así como las estimaciones realizadas por (Osinergmin, 2005), concluyen que la demanda de combustibles además de ser dinámica, es una demanda inelástica, pues ante una gran variación (aumento) de precio, esta se contrae mínimamente.

Para terminar de aclarar el panorama respecto a la demanda de hidrocarburos en el país, será necesaria la cuantificación de la misma. Es decir, ¿cuántos barriles de combustibles líquidos consume el país diariamente? Para ello, mediante la investigación cualitativa, se buscaron fuentes de información primaria, como lo es, por el rubro de esta investigación, la información procesada y publicada por PERUPETRO, quienes son los encargados no solo de la concesión de lotes con capacidad productora, sino además de monitorear la producción de los lotes, monitorear el consumo de los derivados del petróleo crudo refinado.

Siendo así tenemos:

Ventas y Refinación de Combustibles

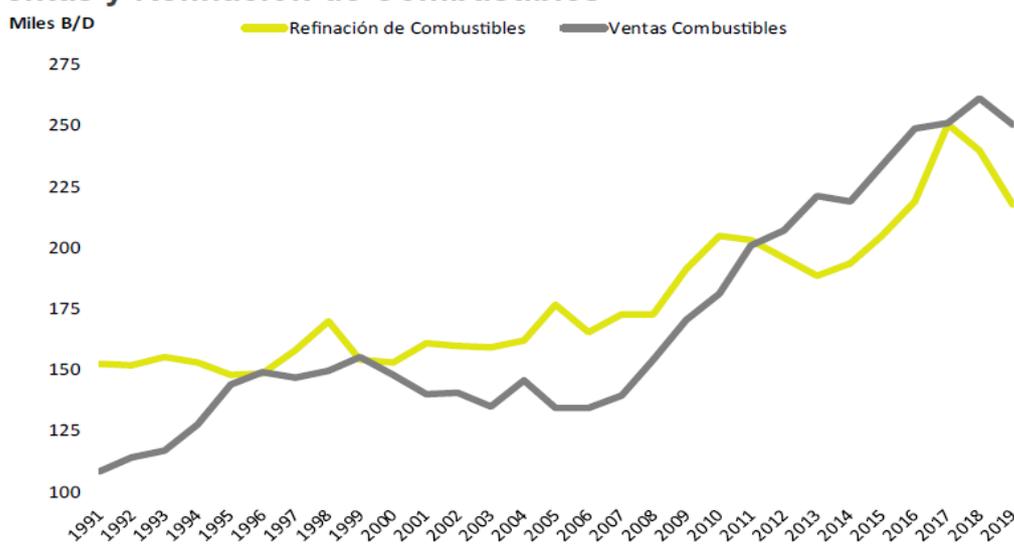


Figura 19. Ventas y refinación de combustibles

Fuente: Perupetro 2019

Es así, que la producción refinera alcanza en promedio los 200 MBPD, para mayo 2019, considerando la producción de todas las refinerías que operan en el país,

mientras que las ventas de combustibles alcanzan un máximo a la fecha (mayo 2019) de aproximadamente 250 MBPD, lo que indica que aún existe demanda que debe ser satisfecha y, hoy por hoy, el único medio de hacerlo es por medio de la importación de combustibles.¹⁶ Hasta el momento, se ha analizado las importaciones de manera global, sin hacer distinción de los hidrocarburos importados y exportados, ni la cuantificación porcentual de los mismos. En la siguiente imagen se muestran las importaciones y exportaciones de GN, GLN y Crudo.

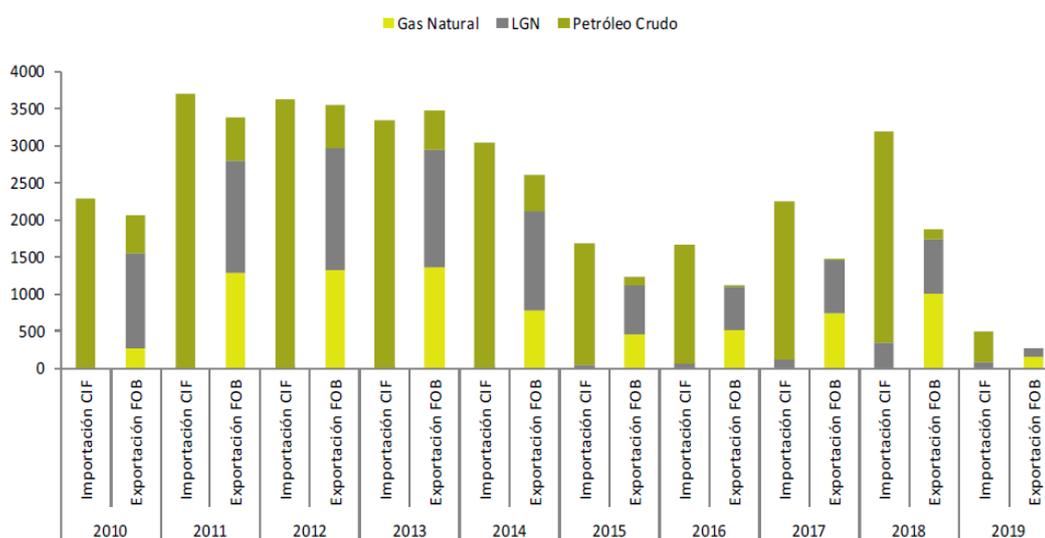


Figura 20. Exportación e importación de hidrocarburos
Fuente: Perupetro 2019

Podemos entonces concluir que tenemos una demanda, derivada e inelástica, la cual está por encima de la capacidad de producción de las refinerías que operan en el país, y que además viene mostrando constante crecimiento durante los últimos años, y más ahora, gracias a la industria, al crecimiento de la producción del país, del parque automotor, entre otras variables.

Por todo ello, resulta conveniente saber, que es lo que vienen realizando las empresas refineras del país, con miras a atender la demanda insatisfecha, mejorar posicionamiento, participación de mercado, y poder seguir operando con total normalidad para lo cual, resulta menester, adecuar sus principales activos, y los derivados que produzcan, a las nuevas normas medioambientales.

¹⁶ Importación de combustibles como Gas Natural, LGN, Petróleo crudo.

- **Oferta**

Hablar de las refinerías que operan en el Perú, de la capacidad instalada de sus plantas, de sus niveles de producción y de la participación de mercado que alcanzan con la comercialización de sus productos, es hablar de la oferta refinera en el país.

Para ello se ha elaborado la Tabla 2, en la cual se detallan las refinerías que operan en el país, su capacidad, el accionista principal, entre otros datos de interés. Así mismo, en las siguientes líneas, se mencionarán los productos obtenidos a través de los procesos de destilación, craqueo y destilación al vacío. Conjuntamente, es importante mencionar las inversiones que se vienen realizando en la industria.

Tabla 2. Capacidad de refinación

Capacidad instalada de refinación - Perú				
Accionista principal	Refinería	Ubicación	Capacidad total (MBD)	Participación de mercado
Petroperú	Talara	Talara-Piura	65	30%
	Conchán	Lurín-Lima	15.5	7%
	Iquitos	Iquitos	12	6%
	Pucallpa	Ucayali	3.3	2%
	El Milagro*	Amazonas	2	1%
Refinerías privadas				
Repsol	La Pampilla	Ventanilla-Lima	117	54%
Pluspetrol	Shiviyacu	Shiviyacu-Loreto	2	1%
Total			216.8	100%

Fuente: Relapasaa 2018.¹⁷

Podemos entonces, notar que la refinería La Pampilla, es la de mayor importancia en el Perú, con una capacidad instalada de 117 MBPD, logrando así una participación en el mercado peruano de combustibles, que alcanza el 54%. Mientras que en segundo lugar se encuentra la Refinería de Talara, de propiedad del estado peruano, con una capacidad de refino que alcanza los 65 MBPD, lo que le permite una participación de mercado del 30%. Por tanto, ambas cobran vital importancia en el suministro de productos derivados del petróleo, cubriendo entre ambas, el 84% de la producción total de refino del país.

¹⁷ Relapasaa hace referencia a Refinería La Pampilla.

El panorama en la industria de hidrocarburos es uno que se caracteriza por la incertidumbre no solo en las inversiones, que esta demanda, sino en las operaciones debido al precio de las materias primas, las cuales se manejan por precios internacionales. La actividad refinera del Perú, no es ajena a estas variables, por tanto, toca ahora saber, que medidas han tomado, las principales refinerías del país, para afrontar dicho panorama. Si bien las medidas, en su gran mayoría, conllevan una fuerte inversión, será entonces importante, dar una visión sobre los montos invertidos y los objetivos que éstas inversiones persigue.

Por tanto, la oferta de las empresas refineras, es decir, los productos derivados que producen, deben ir direccionados a los sectores que para ellos son más rentables, ya sea por volumen o por precios, para esto es importante conocer a detalle, qué sectores económicos son los que tienen mayor demanda, para dirigir la oferta estratégicamente.

Es así, que el MINEM, en los estudios plasmados en el Balance Nacional de Energía, afirma que el sector económico con mayor consumo de combustibles, es el de transporte, que alcanza un 64% del consumo total. Por ello el interés de aumentar la producción de Diésel y de Gasoholes. La Figura 21, muestra el consumo interno por cada sector económico en Perú.

Estructura del consumo de combustibles por sectores económicos,

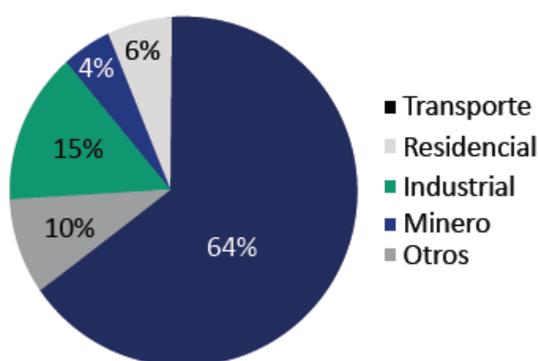


Figura 21. Consumo interno por cada sector económico en Perú
Fuente: Minem.¹⁸

¹⁸ Ministerio de Energía y Minas, estudios económicos 2018.

Del mismo modo, se tiene la composición de la producción de combustibles en el Perú ofertadas según tipo de producto. Tenemos:

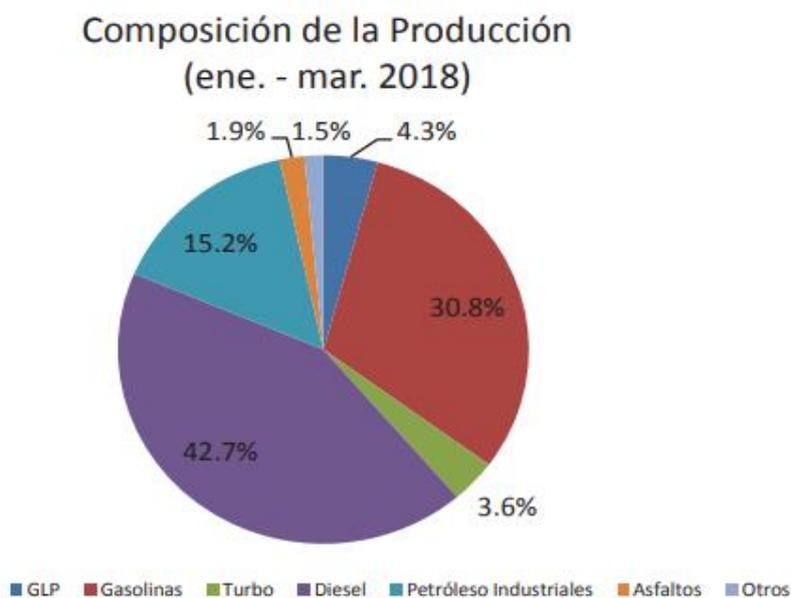


Figura 22. Composición de la producción de combustibles en el Perú
Fuente: Petroperú.¹⁹

Como se mencionó, con los datos de la imagen 16, podemos decir que el Diésel, representa aproximadamente el 43% de la producción total, mientras que las gasolinas alcanzan aproximadamente el 31% de la producción total de Petroperú.

En cuanto a inversiones llevadas a cabo por las principales refinerías en Perú, tenemos:

Refinería La Pampilla

Refinería La Pampilla S.A.A, a la que denominaremos RELAPASAA, es una empresa privada, perteneciente el grupo Español Repsol, cuya misión es la refinación de petróleo crudo para la obtención de derivados, como, por ejemplo, GLP, gasolinas de 84/90/95/98 octanos, turbo de aviación, diésel, petróleo industrial 6 y 500, entre otros. Su capacidad actual de procesamiento es de 117 MBPD.²⁰ Se dedica además del refinamiento a almacenamiento, transporte, comercialización y distribución de hidrocarburos.

¹⁹ Apoyo y Asociados 2018. Petroperú, Informe anual 2018.

²⁰ Apoyo y Asociados, Refinería La Pampilla, informe anual 2018.

Sus instalaciones se encuentran en el km 25 de la autopista Lima – Ventanilla, en el distrito de Ventanilla, perteneciente a la provincia constitucional de El Callao, sobre la que ocupa una superficie de 523 Ha.

Desde el 2015, la empresa ha desarrollado la fase de estudios técnicos previos, de ingeniería, de pre factibilidad y viabilidad económica del proyecto RLP21. Es así que, durante estos años, hasta el 2018 se ha invertido aproximadamente 800 MMUDS, para el cual, uno de los fundamentos está en cumplir la Ley N° 28694, que regula el contenido de azufre en el diésel, y que señala que para 2015 su producción debe contener una concentración de azufre menor a 50 ppm. Para cumplir con la legislación vigente, se plantean las siguientes estrategias:

- Reducción de azufre en los combustibles procesados mediante la construcción de 3 plantas, una de hidrotratamiento de diésel N°2, otra de hidrotratamiento de gasolinas (segunda etapa del proyecto) y por último una de generación de hidrógeno.
- Mejorar la competitividad de la refinería mediante:
 - Mejora de la producción de gasolinas mediante la creación de plantas de isomeración y de reformado (segunda etapa del proyecto).
 - Lograr alta efectividad en el uso de todos sus productos, para lo cual se ha diseñado una planta de recuperación de azufre (azufre sólido).
 - Además de incrementar, modificar y/o instalar –según sea el requerimiento– nuevas unidades auxiliares, con el fin de adecuar la refinería a las nuevas unidades de proceso instaladas, como, por ejemplo: servicios de agua, vapor y aire, antorcha, tanques de almacenamiento de productos intermedios, *blending*, racks de interconexiones, etc.

El estado peruano a través de sus organismos de control, en este caso Osinergmin, se encargará en este proyecto de verificar el cumplimiento de toda la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones, desde la etapa de diseño hasta la puesta en marcha

La ejecución del proyecto RLP 21, se llevó a cabo en dos fases, terminando la última de ellas, en junio del 2018, con lo cual la empresa, se aseguró el funcionamiento y continuidad de sus operaciones sin complicaciones legales en el país, esto con miras al largo plazo, así como los resultados económicos que se espera genere la inversión de 800 MMUSD aprox.

En la Tabla 3, se muestra una ficha técnica resumen del proyecto RPL 21.

Tabla 3. Ficha técnica proyecto RPL 21

Ficha Técnica Proyecto RLP - 21	
Localización	Distrito de Ventanilla - Callao
Inversión estimada	800 millones de dólares
Fases	2 fases
Descripción del proyecto	Se instalarán en la Refinería La Pampilla, seis unidades nuevas, de proceso, para mejorar la calidad de los combustibles producidos. Se reducirá el contenido de azufre de los combustibles, y por tanto la emisión de dióxido de azufre (SO ₂), entre otros. Se plantea además la construcción de un nuevo tanque de almacenamiento de crudo, dos de diésel y tres tanques nuevos para gasolina.
Estado del proyecto	Terminado
Beneficio	Obtención de RRH Disminución de azufres Cumplimiento de la Ley. Incentivos económicos

Fuente: Repsol YPF S.A. (Osinergrmin, 2017)

Así mismo se presentan los diagramas de procesos, el que se manejaba hasta el año 2015, y el que se viene utilizando actualmente, 2019, con la culminación y puesta en marcha del proyecto RLP 21. Relapasaa, al año 2017, muestra la Figura 23 y Figura 24.

Composición de la Producción Diciembre 2017

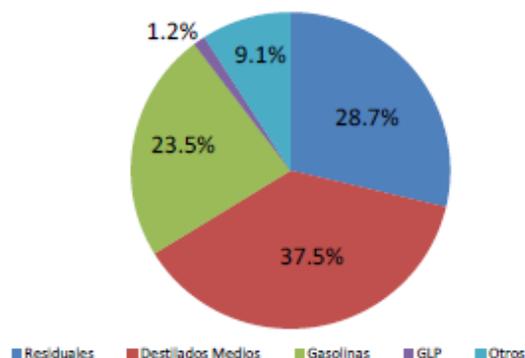


Figura 23. Composición en su producción.
Fuente: Relapasaa 2017.

Diagrama de procesos actuales de la refinería La Pampilla

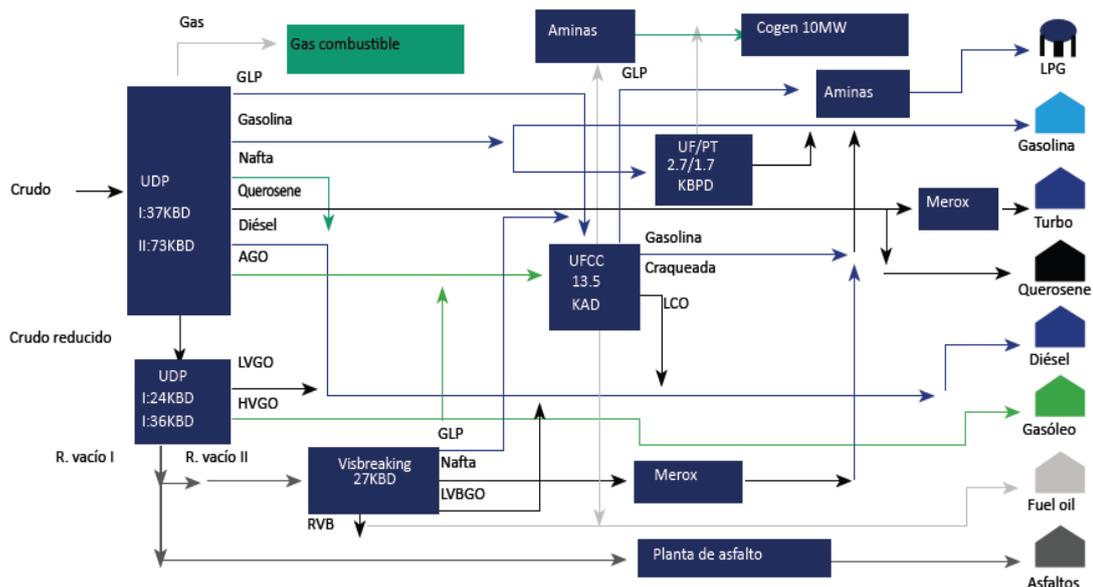


Figura 24. Diagrama de procesos actuales de la refinería La Pampilla
Fuente: Repsol YPF S.A.

Mientras que en la Figura 25, podremos ver las unidades de procesos nuevas y su funcionamiento básico, con la implementación del proyecto RLP 21.

Diagrama de procesos futuros de la refinería La Pampilla

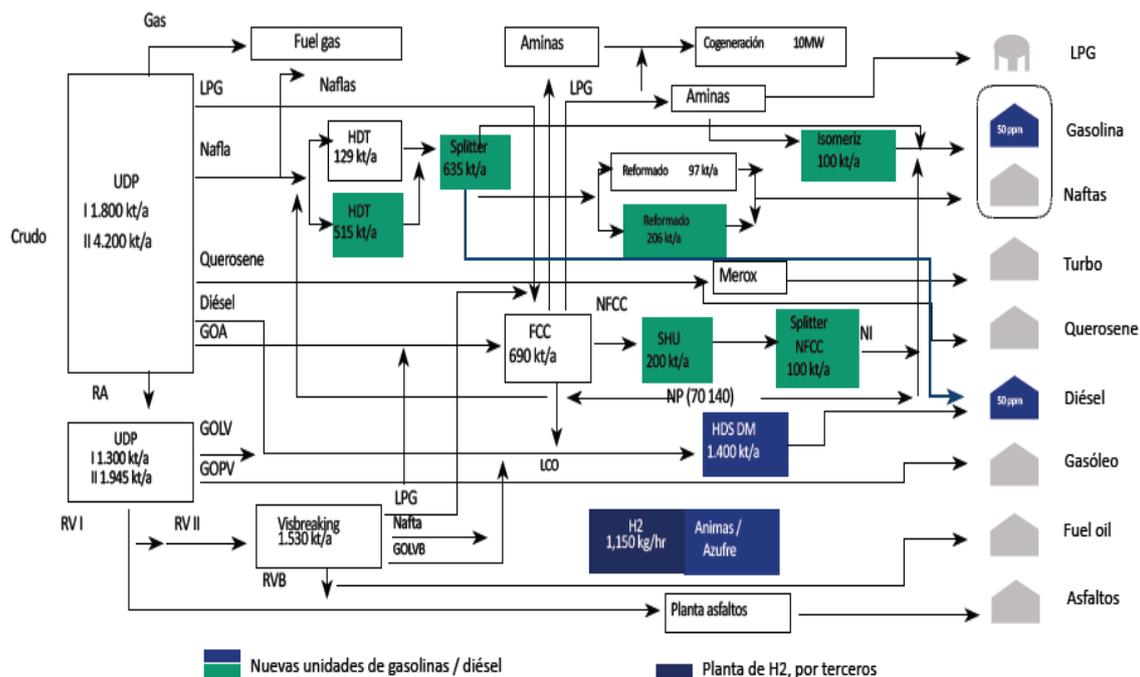


Figura 25. Diagrama procesos futuros de la refinería La Pampilla
Repsol YPF S.A

Refinería de Talara

Es el proyecto más importante en ejecución en el Perú, a manos del Estado peruano, conjuntamente con el proyecto del Gasoducto del Sur Peruano. Dentro de los múltiples beneficios de este proyecto, los cuales abarcan no solo retorno financiero, sino además retorno social, tenemos que el PMRT logrará disminuir las emisiones de gases dañinos a la atmósfera a partir de la combustión de los combustibles refinados en ella, hasta beneficios con incidencia directa en la población talareña.

La Refinería de Talara, se encuentra en el norte del país, en el distrito de Pariñas, perteneciente a la provincia de Talara, que a su vez pertenece al departamento de Piura. La planta se expande a lo largo y ancho de las 132 ha. En las cuales, además, se viene desarrollando el proyecto. El 18 de diciembre de 2013, mediante ley N° 30130, se declaró de necesidad pública e interés nacional la ejecución del proyecto de modernización de refinería de Talara (PMRT), que permitirá procesar crudos pesados y cumplir con las especificaciones de calidad (nivel de azufre) de los combustibles. El proyecto, incluye el diseño, procura y construcción de catorce Unidades de Proceso para la refinación de petróleo, cinco Unidades Auxiliares que suministrarán Servicios Auxiliares e Infraestructura complementaria que permitirá ampliar la actual Refinería de Talara.

De manera general el PMRT busca incrementar la capacidad de procesamiento actual de la Refinería de 65,000 a 95,000 barriles por día de operación (BPSD) y permitir ampliar su flexibilidad para procesar diferentes estructuras de carga, procesar petróleos crudos pesados, producir una amplia gama de productos y cubrir los requisitos mínimos peruanos en cuanto al nivel de azufre en Diésel y Gasolinas.

La Figura 26 muestra la configuración actual de la Refinería de Talara, con una capacidad para producir 65,000 barriles por día (BPSD).

El Proyecto de Modernización de Refinería de Talara, tiene objetivos y generará beneficios internos y externos. Internamente tenemos los objetivos que la empresa espera alcanzar en el corto, mediano y largo plazo. Mientras que los beneficios externos, van desde la generación de puestos de trabajo, hasta una disminución en los indicadores de contaminación de aire, monitoreados por organismos reguladores del estado, como lo es OEFA.

Se han determinado dos tipos de objetivos, los comerciales y los estratégicos, los estratégicos han sido diseñados con miras al mediano y largo plazo, y buscan encajar los beneficios del proyecto, en función a los objetivos estratégicos corporativos que se la empresa se plantea quinquenalmente. Por otro lado, los objetivos comerciales, van orientados al nivel de ventas, y a distribución mayorista de los derivados, que justamente son los que la modernización (y toda su implementación técnica) espera producir.

Por tanto, como objetivos estratégicos, tenemos:

- Incrementar la rentabilidad de la empresa, y generar un impacto directo positivo, en los indicadores financieros.
- Incrementar paulatinamente la participación de mercado en la comercialización de hidrocarburos.
- Elevar la capacidad de refinación y mejorar la flexibilidad de los procesos, incluyendo el cumplimiento de la nueva legislación que controla el contenido de azufre en los combustibles.
- Perdurar en el tiempo, permitiendo a Petroperú, continuar operando en la industria de los hidrocarburos en el país.

Por el lado de los objetivos comerciales, tenemos:

- Obtener combustibles Diésel y Gasolinas en especificación a normativa internacional.
- Producir combustibles que se alineen con las especificaciones internacionales de la calidad de productos a precios competitivos.
- Mejorar la rentabilidad de la Empresa reduciendo la dependencia en las adquisiciones de crudos livianos que tienen mayor costo que los crudos pesados, y

desarrollar la flexibilidad operativa para permitir el procesamiento de diversos crudos.

- Mejorar los Márgenes y Costos Operativos (OPEX) a través de la utilización de procesos de conversión de fondos de barril y optimización de consumo energético.
- Ampliar la capacidad de la Refinería de Talara de 65,000 BPSD a 95,000 BPSD.
- Incrementar el nivel de participación de PETROPERÚ S.A. en el mercado nacional de combustibles.
- Mejorar la Balanza Comercial nacional reduciendo el nivel de importaciones de combustible diésel, componentes de gasolina de alto octanaje y otros productos.

Los beneficios que se generarán a partir de este proyecto de refinación, se han dividido según la etapa de inversión y por la etapa de operaciones, es así que tenemos:

Los impactos de la modernización de la Refinería Talara durante la etapa de inversión no sólo afectan a la región de Piura, afectan también positivamente a toda la economía del Perú. Generará un valor agregado cercano a los 2000 MMUSD.

➤ **Durante la etapa de inversión (2014-2020)**

- Generará unos 14.6 mil nuevos empleos directos, indirectos en promedio anualmente.
- Generará un incremento en la recaudación tributaria que alcanzará los USD 372 millones, debido principalmente al IGV y al Impuesto a la Renta.

La generación de valor agregado y el aumento de empleo durante la etapa de inversión se deben principalmente a las actividades de construcción, que se caracteriza por ser intensivo en mano de obra. Las actividades relacionadas a la producción de productos metálicos diversos y las actividades relacionadas a los servicios profesionales, científicos y técnicos también explican en gran medida los impactos de la etapa de inversión.

➤ **Durante la etapa de operación (2021-2050)**

- Beneficiará la balanza comercial nacional al reducir el valor de las importaciones de crudo, sustituyendo la importación de crudo ligero por

producción nacional y crudo pesado (la balanza comercial de crudo ha presentado un saldo negativo promedio de 28.8 millones de barriles anuales en los últimos siete años).

- Un proyecto de estas dimensiones podría generar para el país, durante su primer año de operación, con la generación adicional de recaudación tributaria en USD 105 millones, valor agregado directo en USD 107 millones y la generación de 1,400 nuevos empleos estables. Este aporte a la economía nacional se mantendrá e irá creciendo durante toda la etapa de operación.
- Durante 30 años de operación, aportará al país generando valor agregado directo de aproximadamente USD 4, 000 millones, junto con un aumento de USD 5,000 millones en la recaudación tributaria.
- Mayor confiabilidad en el abastecimiento e incremento de la seguridad energética del Perú y especialmente la región norte del país.

En la tabla 5 se muestra la ficha técnica resumen, del PMRT:

Tabla 4. Ficha técnica resumen, del PMRT

Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT)	
Localización	Piura
Inversión estimada	5000 millones de dólares
Descripción del proyecto	La modernización permitirá procesar crudos pesados, que conforman la mayoría de reservas probadas en el Perú, mediante procesos de conversión profunda, lo cual a la fecha no es posible, permite además, cumplir con las nuevas normas ambientales y de calidad, producir y comercializar combustibles con bajo nivel de azufre así como la conversión de gasolinas de bajo octanaje a gasolinas de alto octanaje (Reformación catalítica).
	Equilibrar la balanza comercial, disminuyendo las importaciones, y así mejorar la competitividad
	Implica la construcción de nuevas Unidades de Procesos, Unidades Auxiliares y Unidades complementarias, las cuales permitirá dar valor agregado a los combustibles producidos, mejorando la posición de la empresa en el mercado de exportación. El proyecto busca ampliar la capacidad de refinación, pasando de 65 a 95 mbpd.
Etapas	En ejecución

Fuente: Petroperú

Son el PMRT y el RLP 21, los proyectos más importantes, llevados a cabo en el país, durante los últimos años, siendo la Refinería de Talara, el proyecto más importante del gobierno peruano, y cuyos beneficios van mucho más allá de lo económico. De igual modo, con RLP 21, la española Repsol, busca ajustarse a las nuevas regulaciones ambientales vigentes en el Perú. Es importante mencionar, que Refinería La Pampilla, viene ejecutando mejoras previas al proyecto RLP 21.

Este panorama, evidencia el interés de las empresas, público y privadas, por cumplir con la normativa, de la manera más eficiente, llevando a cabo fuertes inversiones, las que no serían ejecutadas si es que el análisis previo (de evaluación de proyectos de inversión), no concluyera con indicadores positivos. Con esto, tenemos un argumento técnico, financiero y del entorno (práctico), respecto a la evaluación y posterior decisión, de llevar a cabo un proyecto de inversión en refinación en el Perú.

Así mismo, se vienen gestionando otros proyectos para la industria de hidrocarburos y petroquímica en el país, los cuales se encuentran en fase evaluación de ingeniería conceptual, dentro de éstos tenemos. (Osinermin, 2017)

- Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao
- Proyecto mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano.
- Construcción de plantas de abastecimiento.

Capítulo 3

Modelo económico

3.1. Definición del objetivo de análisis

El objetivo del análisis será determinar si un **“Proyecto de Refinación”**, con características técnico-financieras particulares, **es rentable o no**. Del mismo modo, se busca **determinar la correlación (alta o baja), es decir la influencia, que existe entre las variables de riesgo y la variable “flujo” que será la variable dependiente.**

Cuando se habla de características técnico-financieras particulares, nos referimos a construcción de Unidades de Conversión profunda, de Destilación, de Tratamiento y Facilidades, mediante las cuales alcanza un Índice de Nelson (que mide el nivel de complejidad en refinorías) de 7.84, con capacidad de refino de 100 mbpd y una inversión total de 5000 MMUSD.

Para poder cumplir con el objetivo de este análisis, se requiere del uso de dos herramientas, una es la herramienta financiera y la otra es la herramienta econométrica.

Con la primera de ellas, lo que buscamos es calcular indicadores de rentabilidad (VAN y TIR), a través de la proyección de flujos futuros y del registro de los flujos generados durante la etapa de inversión.

Por otro lado, con la herramienta econométrica lo que buscamos es identificar, en primer lugar, las variables que puedan generar impactos negativos en las inversiones u operaciones, con ello se configuran como variables de riesgo, luego de ello se procede a cuantificar dichos efectos durante los años de operación, y finalmente de mide el nivel de relación que tienen con la variable “flujo” que será nuestra variable crítica. Con la

cuantificación de las variables de riesgo, año a año, se podrá establecer la contingencia operativa para el año de análisis escogido.

Las variables que se han tomado para poder llevar a cabo la proyección del Flujo de Caja Económico, así como el análisis econométrico, se detallarán en los siguientes apartados. Debemos entender a los flujos, como una variable intermedia, más no una variable respuesta. Puesto que la variable respuesta (en el FCE) serán los indicadores de rentabilidad, calculados a partir de la actualización de los flujos proyectados.

Con la elaboración del modelo econométrico, siendo el elegido para esta investigación, el “Método generalizado de momentos (MGM)”, se busca determinar que variables de riesgo son las que tienen una mayor incidencia en la variable intermedia, que serán los flujos. Pues, una vez cuantificada la variable riesgo, se busca medir el impacto que una variación (positiva o negativa) podría ocasionar en los flujos proyectados. Así mismo, las variables consideradas para el análisis de riesgos serán detalladas en los siguientes apartados.

Resumiendo, y como se mencionó al inicio, el objetivo de este análisis será determinar si: Un proyecto de refinación es rentable o no, y que variables de riesgo son las que tienen menor o mayor impacto en los flujos proyectados. Para ello habrá que tomar como punto de partida un modelo determinístico, del cual se tomarán las variables necesarias para la elaboración de un modelo probabilístico que nos indique los mejores escenarios para el proyecto, así como las más difíciles.

3.2. Delimitación temporal de análisis

Para lograr un correcto análisis se debe ubicar el proyecto en el tiempo, lo que implica, conocer la fecha de inicio de las inversiones, el tiempo que se espera que opere el proyecto, teniendo en cuenta el tipo y la magnitud del mismo, y conocer cuál será la fecha de cierre para la evaluación financiera, la cual es un criterio más teórico que práctico.

Es así que para la evaluación financiera se tomó como fecha de inicio el año 2014, esta fecha de inicio marca el arranque de los costos de inversión (CAPEX) los cuales se irán desembolsando durante los siguientes años hasta su fecha de cierre o culminación que se estima será en diciembre 2020.

Del mismo modo, se espera el arranque de las operaciones para el año 2021, con lo cual el proyecto pasa a generar ingresos debido a la refinación y venta de productos terminados, por lo cual también se generan costos operativos debido a las actividades de refino. Conjuntamente y, al restar los costos que se generan, de los ingresos, empezamos a obtener flujos anuales. Durante los primeros años (2014-2020) se tendrán flujos negativos como una consecuencia de las fuertes inversiones realizadas durante dichos años. Los flujos generados durante los años 2021 al 2045 serán positivos como una consecuencia del buen manejo y de la mayor producción de destilados medios que son justamente los de mayor valor.

Siendo así, se tendrá un CAPEX y un OPEX. Los montos que responden a dichos conceptos serán actualizados (CAPEX) y descontados (CAPEX) a una fecha focal²¹ la que será el año 2020.

Es importante la correcta delimitación temporal, para así poder establecer los montos invertidos año a año por los conceptos correspondientes. Del mismo modo para la estimación de cuentas como lo son la depreciación, la cual está en función al monto del activo entre el número de años de su vida útil. Por otro lado, los montos estimados como costos operativos y de mantenimiento, durante los 25 años de operación del proyecto.²²

Las variables como lo son, precio, demanda, rendimientos, ventas, entre otras, deben ser proyectadas, para poder ajustar el análisis requerido, hasta la fecha final, que ha sido considerada en el 2045. Todas las cantidades relacionadas a las variables anteriores, son datos proyectados, los cuales han sido calculados y aceptados por las principales firmas consultoras y auditoras a nivel internacional.²³

Con todo lo anterior, se entiende cómo es que se delimita el proyecto en el espacio tiempo, y cómo se consideran todas las variables, micro y macroeconómicas, para un mejor análisis.

En el capítulo 4 se verá con mayor detalle las especificaciones técnicas de las nuevas unidades, así como los costos de las mismas (cap. 5). Todo ello con la finalidad de lograr un mejor entendimiento del CAPEX y de los OPEX.

²¹ Fecha de referencia para comparación de montos de inversión y de operaciones, Matemática Financiera-Rafael Valera

²² 25 años como supuesto teórico para evaluación de proyectos de éstas características.

²³ Arthur D' Little, Wood Mackenzie, Deloitte, Price Waterhouse Coopers.

En la Figura 28 se resume lo mencionado líneas arriba sobre la delimitación temporal, para elaboración de flujo de caja económico, es la siguiente:

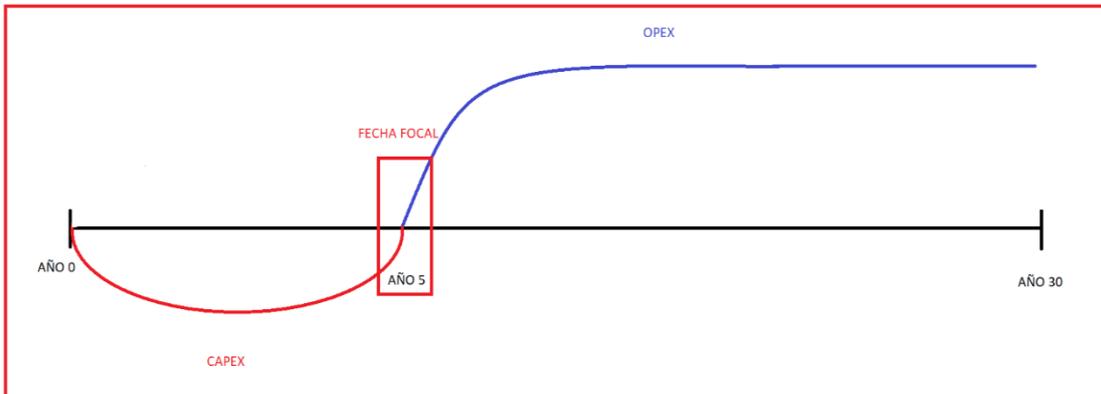


Figura 28. Delimitación temporal
Fuente: Elaboración propia

Durante los años 0 al 5 (2014-2020) se llevan a cabo inversiones constantes²⁴, montos que serán utilizados en la construcción de:

Tabla 5. Inversiones Proyecto de Refinación

Trabajos	Montos ²⁵
Inversión	5000
Intereses Pre Operativos	695
Total	5695

Fuente: Elaboración propia

Una vez concluida la etapa de inversión, se espera el arranque del proyecto, para el primer trimestre del año 6. En cual se espera que con la producción y ventas del Mix de Productos, se empiecen a generar ingresos. Como es de esperarse las operaciones de refinación, y las propias de la actividad, como lo costos de mantenimiento, costos operativos, costos fijos, variables, depreciación, impuestos y demás, agrupados generarán una variable que se conoce como OPEX.²⁶

En el análisis financiero se mostrarán todos los costos (Inversión y mantenimiento) además de las variables consideradas para dicho análisis, del mismo modo de mostrarán los

²⁴ Incluyen ajuste por inflación. Datos obtenidos del BCRP.

²⁵ Cantidades en MMUSD

²⁶ Integrated Reservoir Management, Abdus Satter.

números que corresponden a cada una de estas variables. Por último, se realizará el cálculo de los indicadores de rentabilidad.

Por tanto y, en resumen, se estima que las inversiones corrientes se llevarán a cabo durante estos años de construcción del proyecto. Desde el punto de vista financiero y económico, se llevará a cabo en dos momentos generales, el primero de ellos es el año 0 al 5 que corresponden a la etapa de inversión, y del año 6 al 30 en el que se espera el funcionamiento y operación del mismo. Esta delimitación temporal, es una de las características que tiene este proyecto específico.

En cuanto al periodo de investigación, se lleva a cabo durante los meses de febrero a agosto del 2019, siendo el presente capítulo el primero en su elaboración. Con lo anterior, se ha explicado el procedimiento correcto (teórico/práctico) para la evaluación del objetivo referido a la **rentabilidad del proyecto de refinación**.

El MGM (1995) es una técnica de estimación general, cuya utilización nos permite interpretar la mayor parte de los métodos de estimación conocidos, como además casos particulares, incluido aquí el de Máxima Verosimilitud bajo ciertas condiciones. Permite además la estimación de nuevos métodos adaptados a los problemas presentados por la macroeconomía contemporánea.

Con la utilización del MGM se determinará el impacto que las variables calificadas como de “riesgo” generarán en los flujos proyectados, a su vez se buscarán cuantificarlos mediante el uso de software Crystal Ball, utilizando una distribución triangular, y generando los tres escenarios básicos, como lo son el caso esperado, el optimista y pesimista. Todo lo anterior se mostrará con mayor detalle en el punto 3.7 Modelo econométrico del capítulo 3.

3.3. Definición de variables dependientes

Para poder entender esta parte, es necesario en principio tener claro, el concepto de “variable” en el marco económico, financiero y estadístico. Siendo así:

Variable: es una característica o propiedad que puede tomar diferentes valores o atributos. (Alvarado Pintado & Agurto Mejía, 2013)

Así mismo, las variables pueden clasificarse en dos grandes grupos: (Alvarado Pintado & Agurto Mejía, 2013)

3.3.1. Variables cualitativas

Aquellas que no pueden expresarse numéricamente. Producen respuestas categóricas, como sí o no.

3.3.1.1. Nominales

Aquellas donde lo único que puede hacerse es establecer frecuencias en cada atributo y la igualdad o desigualdad entre los diferentes casos. Ver cuál es el grupo que tiene mayor frecuencia, es decir la “moda”. No existe jerarquía en estas variables.

3.3.1.2. Ordinales

Son aquellas que recogen la idea de orden, pero no tiene sentido realizar operaciones aritméticas con ellas ya que no puede medirse la distancia entre una categoría y otra. Se puede establecer aquí igualdad y desigualdad, y relaciones. La medida estadística de tendencia central es la “mediana”.

3.3.2. Variables cuantitativas

Son aquellas que sí se pueden expresar numéricamente. Las variables numéricas son de dos tipos: discretas y continuas.

3.3.2.1. Discretas

Aquellas que solo pueden tomar un número finito de valores posibles en un cierto rango de valores, generalmente como números enteros. Asimismo, producen respuestas numéricas que surgen de un conteo.

3.3.2.2. Continuas

Aquellas que pueden tomar un número infinito de valores posibles en un rango dado, generalmente números reales. Además, producen respuestas numéricas que surgen de procesos de medición.

Para fines del análisis estadístico, la diferencia que distingue a lo cualitativo de los cuantitativo e que las operaciones aritméticas ordinarias solo tienen sentido con los datos cuantitativos.

En el caso puntual de esta investigación, y con la premisa de construir un modelo econométrico y un flujo de caja económico que evalúe la rentabilidad, y con ello la viabilidad o no del proyecto de refinación, se consideraron las siguientes variables, como:

Tabla 6. Variables dependientes

Variables dependientes	Comprende:
Flujo	Demanda, Rendimientos, Ventas, Inversión, Cargas, Costos fijos y directos y Riesgos.
Demanda	Crecimiento poblacional, parque automotor, crecimiento PBI, crecimiento residencial, industrial, etc.
Rendimientos (Producción)	Demanda proyectada, forecast, tipos y cantidad de crudo.
Ventas	Demanda, precios, producción.
Inversión	Especificaciones técnicas, estimados de producción
Cargas (feedstock)	Demanda, producción.
Costos fijos y variables	Producción.
Riesgos	Factores sociales, económicos, país, etc.

Fuente: Datos tomados de Arthur D'Little. Elaboración propia.

Como se especifica en la Tabla 6, las variables dependientes son aquellas que de alguna manera guardan una relación entre sí (ya sea directa o indirecta), y además con la variable dependiente principal, que, para nuestro caso, será la variable “flujo”.

La variable “**Flujo**”, la que tendremos cuantificada a partir del año 6, pues es el año de arranque de la operación. Esta variable, que tomaremos como la “**Variable dependiente principal**”, pues esta variable, cuantificada, es el dato que necesitamos para elaborar un flujo de caja económico y posteriormente, con dichos flujos poder obtener indicadores de rentabilidad. Mientras que de los años 0 al 5, también se tienen flujos (negativos) generados a partir de las inversiones realizadas durante aquellos años.

Adicional a ello, el MGM también permite conocer la probabilidad que existe, de que esos flujos sean positivos o negativos.

La demanda de combustibles del país, se configura como una de las variables principales, pues la producción se planeará en función a ésta. La demanda de combustibles en el país está por encima de los 200 MBPD. Ésta es atendida principalmente por dos

grandes operadores (refinerías), el primero de ellos es la Refinería La Pampilla, a cargo del grupo español Repsol, con una participación de mercado del 54% aprox. (Petroperú)

El segundo operador es la empresa estatal Petroperú, que alcanza una participación de mercado del 46% aprox., sumando la producción de la Refinería de Talara, Refinería Iquitos y Refinería Conchán.

Para determinar la demanda proyectada, se consideró el mercado doméstico peruano y los mercados de exportación regional del Perú, que incluye: Bolivia, Ecuador, Chile, Colombia, y América Central.

Para elaborar dicha proyección, se dividió todo el consumo de energía en grupos principales de demanda: Residencial y Pública, Industrial, Transporte, Metalurgia y Pesca.

Con la Figura 29 se resume el consumo de energía a nivel país, en grupos principales de demanda y como está marcada la pauta de producción (otra variable importante) de las principales refinerías del país. Por tanto, el proyecto que se analiza en esta investigación, tomará como referencia dicha distribución de demanda para, una vez proyectada, tomar estimados de producción.

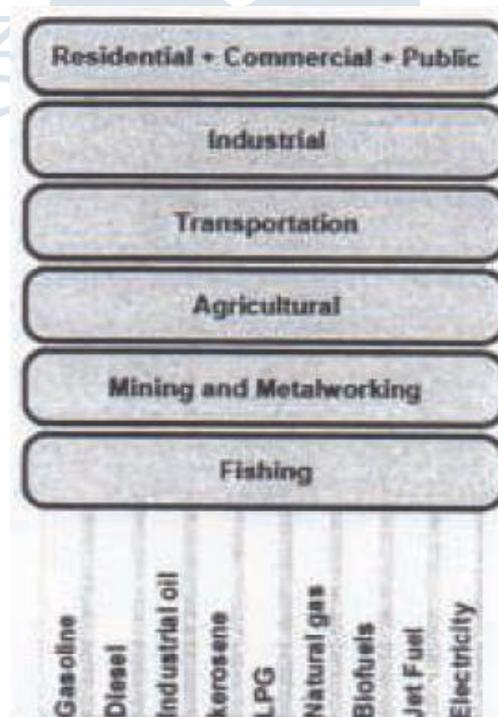


Figura 29. Consumo de energía por grupos
Fuente: Arthur D' Little

Rendimientos o volúmenes. En esta variable se consideran todas las cargas de materias primas, hacia la Unidad de Destilación Primaria, con la que contará el proyecto. La que tendrá una capacidad de 100 MBPD (ésta es otra de las características particulares del proyecto).

A estas cargas, les denominaremos “**ingresos de crudo**”. De estas cargas, obtendremos derivados, conocidos también como destilados medios, los que pasarán a formar parte del “**Salidas de productos**”

La cantidad de materias primas que se ingresen en la UDP²⁷ y el tipo de crudo que se cargue en la misma, dependerá del presupuesto de ventas que maneje la Gerencia Comercial, en base a sus estudios de mercado y, lógicamente, de demanda. Es decir, en función de la demanda interna y externa, y de la cantidad y tipos de derivados que esta requiera, es que se cargaran las materias primas (petróleo crudo) en sus distintos tipos y especificaciones, como lo son agua, sal, grados API, entre otras.

Los “**ingresos de crudo**” deben cumplir algunas exigencias técnicas, para que una vez refinados, se pueda obtener los destilados que el mercado demanda y así poder cubrir la cuota de participación, que es uno de los intereses principales de cualquier empresa refinera en el país y en el mundo. Las exigencias técnicas de calidad de crudo y más aun teniendo en cuenta los estimados de producción por tipo de producto, hacen necesaria una “**dieta de crudo**”, la que especifica, tipos, calidad y cantidad de crudo. Este proyecto de refinación, considera la utilización de dos tipos de crudo básicamente, el crudo Napo²⁸ y el crudo ONO²⁹.

Parecido concepto o tratamiento recibe la variable **Ventas**. Estas estarán en función de la demanda de combustibles (derivados) y de la capacidad de producción, la cual se sabe a priori, operará al máximo de su capacidad, es decir a 100 MBPD. A su vez, es importante considerar distintos factores de crecimiento, para ajustarse en mayor medida a lo que sucede en la práctica, crecimiento, por ejemplo, del parque automotor, de la industria, residencial, entre otros aspectos que tendrían un impacto directo en el aumento o disminución de las ventas.

²⁷ UDP: Unidad de Destilación Primaria.

²⁸ Crudo proveniente del Ecuador

²⁹ Crudo proveniente de Loreto

Inversión, es una de las variables que más sensibiliza al proyecto. En primer lugar, debido al monto que esta implica, pues para este proyecto en particular y como ya se ha mencionado líneas arriba, la Inversión inicial se encuentra alrededor de 5000 MMUSD. Al momento de realizar el análisis económico-financiero, tendrá incidencia directa en los indicadores de rentabilidad, y ello en función a la ecuación de VAN, que se lleva a cabo para obtener el valor presente de los flujos proyectados.

Por tanto, el giro del negocio, dicta que la producción es continua (no se detiene), y que toda la producción diaria se vende, sea o no que se esté operando al máximo de capacidad. Esta producción, que en efectos prácticos la obtenemos de los **“volúmenes de refinería”** se multiplica por el precio nominal, y luego a dicha cantidad se le aplica un ajuste por inflación. Esta operación, nos permitirá obtener un **“ingreso por ventas”**.

El monto de inversión se explica por la adquisición de unidades de proceso nuevas, las unidades auxiliares, los trabajos complementarios y los costos del propietario, así como los intereses pre operativos, los cuales se suman al monto de inversión inicial (CAPEX), ello según norma contable.³⁰

El detalle de las unidades de proceso y complementarias se desarrollará en el capítulo 4, el que corresponde a la Descripción Técnica del Proyecto. En donde además se detallará el funcionamiento de las unidades nuevas, los resultados en cuanto a volúmenes y en cuanto a ventas (MMUSD) que se espera con dicha implementación.

El monto alcanzado en la etapa de inversión, puede provenir de distintos financiamientos, ya sean recursos propios o recursos de terceros, a distintas tasas de financiamiento. Para efectos de esta investigación se tomará un monto financiado de 5000 MMUSD, que incluye el presupuesto de 4304.8 MMUSD y las contingencias estimadas para los años de inversión.

Sin embargo, para la evaluación financiera, que comprende la elaboración de un FCE, no se considera el monto por intereses, pues la naturaleza de un FCE, no considera las fuentes de financiamiento, ni el costo que dicho financiamiento pueda tener, lo que plantea es la evaluación netamente económica del proyecto que se está implementado. Es decir, si el proyecto lograr ser rentable, con el propio giro de negocio.

³⁰ Argumentado en NIIF

Costos Fijos y Variables. La naturaleza de operación de refino, irá generando costos, tanto fijos como variables. Los que agrupan todos los costos relacionados con la operación (MOI y MOD), mantenimiento, transporte y compras de materias primas, servicios, entre otros.

En la Tabla 7 se muestran los montos referentes a los costos fijos y variables estimados para este proyecto en particular.

Tabla 7. Costo proyecto refinación

Costo Proyecto Refinación ³¹	MMUS\$/año	226.26
Costo Fijo	MMUS\$/año	146.31
Costo Variable	MMUS\$/año	79.95

Fuente: Elaboración propia

Riesgos. Durante la planificación y más aún durante la ejecución de un proyecto, se dan situaciones, problemas o conflictos, que representan atrasos y cambios en las variables que afectan directamente a los flujos obtenidos y a los indicadores de rentabilidad del proyecto.

Existen distintas maneras de incorporar estos riesgos en el análisis de proyectos. Por ejemplo:

- Ajuste de la tasa de descuento de acuerdo al riesgo percibido: el riesgo se incorpora en la tasa de descuento.
- Ajuste de los flujos de caja de acuerdo al riesgo percibido: el riesgo se incorpora en los flujos de caja.

3.3.3. Ajuste en la tasa de descuento

La tasa de descuento puede ser expresada como:

$$r = r_f + r_p$$

Dónde:

R_f: es la tasa libre de riesgo

R_p: es la prima por riesgo

³¹ Datos estimados

En el caso particular de la evaluación de este proyecto de refinación, se ha sensibilizado la tasa de descuento, a partir del cálculo y utilización de una tasa WACC.³², debido a que el financiamiento obtenido para llevar a cabo la inversión requerida se obtuvo financiamiento de distinta procedencia, cada uno con un costo propio de oportunidad. Lo mismo sucede con los recursos propios invertidos en el proyecto, los cuales también tienen un costo de oportunidad, el cual debe ser considerado en la ecuación. La tasa libre de riesgo es parte esencial para el cálculo de la tasa que usaremos para descontar los flujos. El wacc utilizado, es un wacc corporativo, pues los financiamientos consideran el riesgo corporativo, mas no por unidad de negocio. Es así, que la tasa WACC se encuentra en 5.44%. La Risk free se estima alrededor del 6%, pues es la tasa máxima que se transa en el mercado para depósitos a plazo fijo.

3.3.4. Ajuste en los flujos de caja

También es posible incorporar los distintos riesgos en los flujos de caja. Los métodos son:

- Análisis de sensibilidad y escenarios
- Análisis de estadísticos
- Simulación de Montecarlo

Análisis de sensibilidad

Trata de determinar el cambio en la rentabilidad del proyecto debido a cambios en los supuestos (variables de entrega) del mismo. Tipos:

- Univariable

Sólo se analiza el cambio en una variable y se determina su impacto sobre la rentabilidad del proyecto.

³² Weighted Average Cost of Capital.

– Cálculo de valores límites.

Se busca determinar el valor de la variable analizada que hace el $VAN=0$. A este análisis también se le suele denominar “análisis de punto muerto”.

Para lo anterior se debe seleccionar las variables más importantes, por lo cual no es necesario analizar todas las variables.

El proyecto será considerado como sensible a una variable cuando el cambio de esta cambie la decisión de llevarlo a cabo.

Si el cambio en una variable afecta la decisión de llevar a cabo o no el proyecto, esa variable se considera **relevante** y debe ser estudiada (estimada) en mayor detalle.

– Inconvenientes en el cálculo de los valores límites

Es probable que las variables del flujo de caja se relacionen entre sí, entonces un cambio en una variable ocasionará un cambio en otras. Esto no es considerado por el análisis Univariable, ya que por definición se cambia una variable a la vez (no toma en cuenta las correlaciones existentes).

– Multivariable

Se analiza el cambio en varias variables (se elaboran escenarios) determinando el cambio en la rentabilidad.

Para llevar a cabo el análisis de escenarios se construyen distintas situaciones considerando cambios en las variables relevantes.

Por lo general se elabora un escenario optimista y un pesimista, además del base. Con ello se determina el cambio en la rentabilidad del proyecto para cada escenario. Para poder modificar las variables y llevar a cabo un análisis de mayor precisión resulta menester el conocimiento del proyecto, de la industria y del macroentorno por parte del investigador.

Los inconvenientes que se pueden presentar en este análisis es el considerar que las variables en estudio solo pueden tomar tres posibles valores: máximo, mejor estimado y mínimo. Sin embargo, entre esos valores estimados, existe la

probabilidad que la variable en estudio pueda tomar cualquier valor entre el máximo y el mínimo.

Otro inconveniente es que tampoco podemos obtener indicios sobre la probabilidad de cada escenario o en general de que el VAN sea positivo.

Por tanto, según lo explicado líneas arriba sobre los análisis Univariable y Multivariable, es de suponer que para el caso puntual de esta investigación y habiendo identificado varias variables, ya sean dependientes e independientes que guardan relación con la rentabilidad del proyecto, es menester llevar a cabo un análisis multivariable que nos permita elaborar distintos escenarios para poder sensibilizar el proyecto.

Del mismo, es evidente y tal como se ha detallado, uno de los inconvenientes es la ausencia de manejar una probabilidad referida a obtener un VAN positivo. Con el objeto de mitigar este inconveniente y de manejar información probabilística que ayude a la toma de decisiones utilizaremos “**Simulación de Montecarlo**” para estimar que probabilidades tiene el proyecto de obtener un VAN positivo y qué probabilidades existen de resultar un VAN negativo.

Por tanto, para llevar a cabo la construcción del flujo de caja, que se contempló escenarios y Simulación de Montecarlo es importante la identificación de variables críticas, ya sean ventas, costos variables o fijos, entre otras.

3.4. Variables independientes

Para la elaboración del FCE y del MGM resulta necesaria la identificación de variables independientes, en el sentido que no hayan sido tomadas para la elaboración del flujo de caja económico, y que a su vez sean variables que signifiquen un riesgo para la ejecución del proyecto. Las que luego de un análisis de correlación, se concluirá si tienen correlación alta o baja con la variable dependiente (flujo) y cuantificar el impacto para poder elaborar planes de acción.

Tenemos las siguientes variables independientes:

- Legislación ambiental
- Paradas no programadas (mantenimientos correctivos)
- Factores políticos

- Contingencias
- Factores sociales
- Factores macroeconómicos

De todas las variables independientes y que puedan generar algún impacto económico en el proyecto, tanto en CAPEX como en OPEX, las mencionadas arriba son las de mayor relevancia. Se llegó a esta conclusión gracias a la entrevista a expertos y al estudio base del PMRT. (D'Little, 2008)

Con lo anterior, habiendo ya detallado algunas variables independientes, cuya característica es que no se ejerce un control sobre ellas, y que por tanto son reconocidas como variables de riesgo, tenemos la siguiente fórmula:

$$Y = f(P_{mp}, tp, la, mc, fp, c, fs, fme)$$

Llegado a este punto, resulta importante mencionar el concepto de variables independientes y de coeficiente de correlación.

Siendo que, se conoce como variables independientes, a aquella cuyo valor no depende de otra variable. Es aquella característica o propiedad del proyecto, por la que se supone es la causa del fenómeno estudiado.

Además, son aquellas que el investigador escoge, basado en su marco teórico, en la experiencia o en métodos de recojo de información exploratorios, como las entrevistas a expertos, para con todo ello, poder establecer agrupaciones de estudio.

Existen también variables de control, cuya función es modificar al resto de variables independientes, sin embargo, su peligro radica en que, de no tener un seguimiento adecuado, podrían alterar los resultados por medio de un sesgo.

Mientras que para llevar a cabo los análisis necesarios para obtener conclusiones del MGM, incluyen análisis previos de Regresión Lineal Múltiple y de Correlación.

Toca entonces, definir el concepto de Correlación (Alvarado Pintado & Agurto Mejía, 2013) “Por tanto, el análisis de correlación es aquel que considera a todas las variables como aleatorias y examina la interrelación que existe entre ellas, y que a través de un conjunto de técnicas estadísticas empleadas busca medir la intensidad de la asociación entre dos variables”.

Es así, que el objetivo principal de este análisis, consiste en determinar qué tan intensa es la relación entre dos variables. En este punto nos toparemos con conceptos como Diagramas de dispersión, que incluyen los conceptos de variables dependientes e independientes, mencionados anteriormente y el coeficiente de correlación.

El coeficiente de correlación es una medida de la intensidad de la relación lineal entre dos variables. Para determinar el valor numérico del coeficiente de correlación se utiliza la siguiente ecuación:

$$r = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{[n(\sum x^2) - (\sum x)^2][n(\sum y^2) - (\sum y)^2]}}$$

Dónde:

n = número de pares de observaciones.

$\sum x$ = Suma de los valores de la variable X.

$\sum y$ = Suma de los valores de la variable Y.

$\sum x^2$ = Suma de los valores de X elevados al cuadrado.

$(\sum x)^2$ = Cuadrado de la suma de los valores de X.

$\sum y^2$ = Suma de los valores de Y elevados al cuadrado.

$\sum xy$ = Suma del producto de X e Y.

Continuando con esta línea de análisis, también se aplicaron los criterios que parten del análisis de regresión, como son: el principio de los mínimos cuadrados, el coeficiente de determinación y las pruebas de significancia del coeficiente de correlación.

El análisis estadístico de dichas pruebas se detallará en el punto 3.7 correspondiente al modelo econométrico y a las pruebas probabilísticas de la Simulación de Montecarlo.

3.5. Determinación de variables de incertidumbre

Antes de empezar con la identificación de factores que generen variables de incertidumbre, es importante conocer el concepto (y por tanto la diferencia) en Riesgo e Incertidumbre, pues, aunque parecidos, tienen criterios diferentes.

Es así, que definimos al Riesgo como fluctuaciones adversas en las variables como ventas, demanda, costos variables, inversiones, retrasos operativos, entre otras, tal y como lo define Venegas Martínez (2008), “en el cual expone la idea de los riesgos de mercado como situaciones de peligro debido a fluctuaciones adversas, pero que sin embargo pueden ser estimadas y cuantificadas con el objetivo final de controlar el impacto que estas pudieran llegar a tener en la evaluación de un proyecto”.

En la lectura se brinda además el concepto de incertidumbre, concepto que reduce a una palabra: “desconocimiento”, es decir mientras que el riesgo es el peligro o amenaza de eventos futuros que se pueden predecir y cuantificar, la incertidumbre resulta todo lo contrario, pues es el desconocimiento casi total de eventos futuros. Un ejemplo claro de lo que podría ajustarse al concepto de incertidumbre es: el desconocimiento de si habrá alguna reforma ambiental que exija a las empresas de hidrocarburos a producir combustibles con menos 25ppm. Es este último un escenario futuro, del que se tiene un total desconocimiento y sobre el cual es muy difícil medir la probabilidad de ocurrencia.

Llevando estos conceptos a la evaluación de un Proyecto de Refinación en el cual se ha proyectado invertir un monto total de 5000 MMUSD, y que planea operar durante 25 años, teniendo así, Capex, Ingresos y Opex cuantificados, podríamos ejemplificar desde el punto de vista netamente de la Industria de Hidrocarburos una situación que signifique un riesgo para la inversión y otra que signifique incertidumbre para el proyecto.

Por ejemplo, si se tiene una demora en lo que vendría a ser la construcción de una de las unidades de procesos, la lógica nos dice que tenemos días de exceso o demora. Cada uno de esos días extra significa un costo para el inversionista. Lo que corresponde será tratar de cuantificar dichos días, sin embargo, aquí aparecen varias situaciones, la primera de ellas será cumplir el plazo en los días esperados, con lo cual el monto por días de exceso sería cero (0).

La segunda situación sería, tener una demora de 30 días o, en el escenario pesimista, una demora de 90 días, en estas dos últimas tendríamos días de demora, los que cuantificados en MMUSD significan un aumento en el monto de inversión.

Sin embargo, ¿qué sucede con una situación, del macroentorno, en donde los Gobiernos Sudamericanos toman la decisión de en el corto plazo ajustar la calidad de combustibles y empezar a producir por debajo de los 25ppm?

Esto es algo a lo que el investigador no se puede proyectar, en estos casos debe hacer cambios sobre la marcha, y cuantificar en el acto para tomar la decisión, la que deberá considerar continuar o abandonar el proyecto. Es, como se menciona en líneas anteriores, el desconocimiento de una situación. Lo mismo sucede con la diferencia cambiaria, y la volatilidad en los precios del crudo, pues son variables que muchas veces responden no a criterios técnicos sino a situaciones con un fuerte tinte político y social.

Por tanto, en este tipo de proyectos, con montos de inversión por encima de los 5000 MMUSD, con aproximadamente 6 años de actividades de construcción, con grandes contrataciones de personal, es de esperar que se vea afectado por distintas variables de riesgo e incertidumbre. Es objetivo de esta tesis es identificar los factores que tengan incidencia directa con el proyecto y tomar de aquellos factores, los hechos de mayor relevancia para la ejecución del proyecto. Existen muchos factores con muchas situaciones, el interés de esta investigación es tomar algunos de ellos para ajustarlos en el análisis del MGM.

Factores que generan incertidumbre en un proyecto de refinación:

– **Factores ambientales**

Encontramos, por ejemplo, nueva legislación ambiental, mayores exigencias en productos derivados del petróleo, exigencias en cuanto a calificación de Euro 8 para plantas de refinación, entre otros.

– **Factores sociales**

Protestas por parte de la población aledaña, huelgas y manifestaciones en contra del proyecto, mayores exigencias en cuanto a presupuesto para responsabilidad social, puestos de trabajos reclamados por la localidad.

– **Factores económicos**

Diferencia cambiaria, caída en el PBI y PBI per cápita, variaciones en precios del crudo.

– **Factores políticos**

Cambio de gobierno, oposición entre poderes del estado, burocracia en los permisos y transferencias, etc.

– **Asuntos legales**

Retrasos en obtención de permisos y licencias.

– Conflictos contractuales

Asuntos pendientes con contratistas, demoras, paradas intempestivas, que generan sobrecostos por día.

3.6. Resultados del flujo de caja

Para llevar a cabo la construcción del flujo de caja, y posteriormente la obtención de los indicadores financieros, se partió de los siguientes supuestos:

- a) La evaluación económica se realiza en dólares constantes, tomando como base, el año 2014.
- b) El monto de inversión para este proyecto de refinación es de 5000 millones de dólares. Este monto no considera los gastos financieros pre operativos (695 MMUSD).
- c) Solo considera los 4303.80 millones de dólares, para los cinco años de inversión. La diferencia (696.2) se estima como contingencia a distribuir durante dichos años.
- d) Se ajustarán las inversiones en dólares constantes a dólares corrientes, con el objetivo de ajustar la inversión a las variaciones inflacionarias que podrían afectar la moneda. Para tal efecto, se tomó como referencia la inflación de los Estados Unidos, ello en respuesta a la dolarización del proyecto. Así mismo se estimó un índice de precios a fin de afinar el ajuste y la proyección de los montos de inversión.
- e) Partiendo del análisis descrito en el punto C, se tuvo que la inversión neta en dólares constantes alcanza los 4 304³³ MMUSD, monto que, convertido a dólares corrientes, es de 4047 MMUSD. Generando una diferencia de 257 MMUSD. Se asume como año 0 el año 2014.
- f) Para los años de operación, del 2021 al 2045, se proyectaron los ingresos y los costos, en función de las ventas y de los costos operativos.

El ajuste por inflación se aplicó a la Inversión, y para pasar de precios nominales a precios reales. Los datos de inflación considerados, también se muestran en la Tabla 8.

- g) Con lo anterior la evolución del CAPEX, se desarrolla durante los años 2014-2020, mostrando el siguiente comportamiento. Figura 30

³³ Dato preliminar de Inversión total, según estimaciones en 2019.

Tabla 8. Monto de inversión en dólares constantes 2014

DESCRIPCIÓN/ACTIVIDAD	INVERSIONES CORRIENTES MMUSD									TOTAL MMUSD
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Inversión EPC+Und. Complementarias+Und. Auxiliares			83.20	572.30	1103.10	498.58	403.19	1014.63	624.30	
Vehículos PMRT	0.08	0.01								
Ejecución de Proyectos Sociales	0.63	1.52	0.98							
Adquisición de inmuebles (Prov. Talara)	0.00	2.27	0.01							
Total Inversiones Corrientes	0.71	3.80	84.19	572.30	1103.10	498.58	403.19	1014.63	624.30	4,304.80

DESCRIPCIÓN/ACTIVIDAD	INVERSIONES CORRIENTES MMUSD									TOTAL MMUSD
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Inflación Subyacente USA	1.90%	1.70%	1.60%	2.00%	1.70%	1.50%	2.00%	2.00%	2.00%	
Índice	0.97	0.98	1.00	1.02	1.04	1.05	1.07	1.10	1.12	
Valor Constante = (Valor Corriente/Índice de Precios)*100										
Vehículos PMRT	0.08	0.01	0							0.09
Ejecución de proyectos sociales	0.65	1.54	0.98							3.18
Adquisición de inmuebles en la provincia de Talara	0	2.31	0.01							2.32
Inversión EPC+ Complementarias + Und. Aux			83.2	561.08	1063.39	473.53	375.42	926.23	558.73	4041.59
Total Inversión Constante 2014	0.73	3.86	84.19	561.08	1063.39	473.53	375.42	926.23	558.73	4047.18
Porcentaje de Inversión Real por años	0.02%	0.10%	2.08%	13.86%	26.27%	11.70%	9.28%	22.89%	13.81%	100%

Fuente: Petroperú

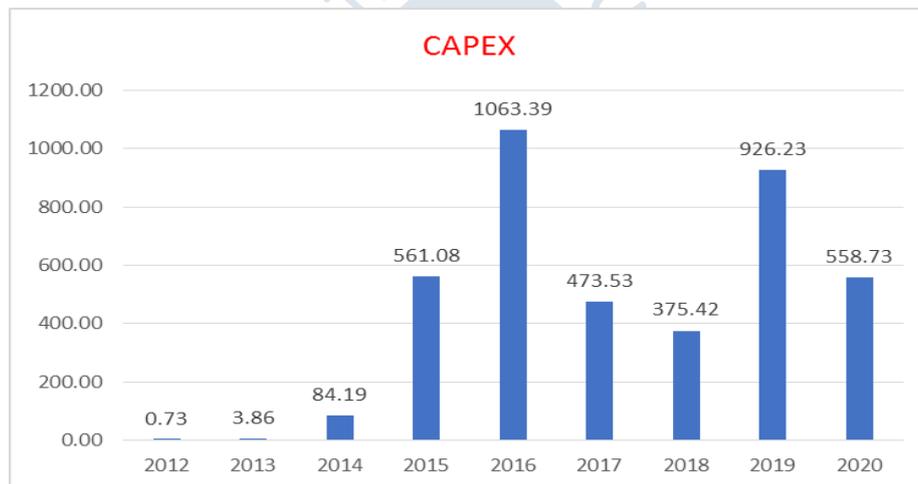


Figura 30. Evolución del CAPEX

Fuente: Datos tomados de Petroperú. Elaboración propia.

- h) Además, se tienen los porcentajes de inversión por año, siendo los años 2016 y 2019, los de mayor representatividad, pues muestran un mayor desembolso de dinero. Ello se puede observar en la Tabla 9.

Tabla 9. Porcentaje de inversión por año

Construction Period:	Units	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Percent of Capital Expended		0.00%	0.02%	0.10%	2.08%	13.86%	26.27%	11.70%	9.28%	22.89%	13.81%
Cumulative Construction Completed, YE		0.00%	0.02%	0.11%	2.19%	16.06%	42.33%	54.03%	63.31%	86.19%	100.00%

Fuente: Petroperú

- i) Así mismo, se tiene los montos (en dólares) invertidos por año. Los datos se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Monto de inversión por año

	Unds.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL CAPEX ANUAL		0	0.7	3.8	84.2	572.3	1103.10	498.58	403.19	1014.63	624.30
CAPEX ACUMULADO			0.7	4.5	88.7	661.0	1764.1	2262.7	2665.9	3680.5	4304.8

Fuente: Petroperú

- j) Además de tienen los supuestos generales, adicionales, como el año de inicio de inversiones, el año de inicio de operaciones, el valor de rescate, así como los suministros (consumos) de gas para los procesos internos (funcionamiento de unidades). En la Tabla 11, tenemos:

Tabla 11. Datos complementarios

Datos Complementarios:	
Año de Referencia de Evaluación	2014
Año de Inicio de Operaciones	2021
Tasa de Inflación	2.0%
Valor de Rescate (Si= 1 / No=0)	1
Costos Fijos y Variables (Si=1 / No=0)	1
Depreciación (Lineal=0 / Acelerada=1)	0
Efecto Tributario %	0%
Ajuste Volumetrico Produccion (%)	0.00%
Compra de GNat (Tercero=0 / Propio=1)	1
Con Aporte del Estado (Si=1 / No=0)	0
Con Financiamiento (%)	0.0%
Tasa Interes para Saldo de Caja	0.0%
% usado de gas por unidades de ejecución	23%

Fuente: Petroperú

- k) La vida útil de los activos se estimó en 20 años. Sin embargo, existen algunos activos con vida útil que alcanza los 40 años. El sustento para tomar 20 años de vida útil, es que, en promedio, la mayoría de los activos cuentan con una V.U de 20 años, esto con el objetivo de facilitar la evaluación financiera. Ello se ajusta, además, al modelo establecido de evaluación financiera de empresas del rubro energético, como es el caso de la petrolera estatal, Petroperú.
- l) En cuanto a los gastos financieros pre operativo, generados por la emisión de bonos, por los préstamos sindicados, ECA, y demás financiamientos de terceros, no deben ser considerados en esta evaluación. Ello, encuentra sustento financiero, pues la evaluación que se está planteando es estrictamente económica, a través de la elaboración de un Flujo de Caja de económico, el cual no considera las fuentes de financiamiento, sino solo evalúa la rentabilidad obtenida por el propio giro del negocio, en este caso evalúa si el proyecto, son la actividad de refinación de petróleo es rentable o no.
- m) Para la evaluación de los flujos de caja, generados a partir de los años 6 al 30, se consideró una ratio de inflación de 1.5%, como referencia a las fluctuaciones en el

rubro de la construcción, al factor laboral y al factor georreferenciado, es decir a la ubicación de la construcción del proyecto, en este caso la provincia de Talara.

- n) El proceso productivo se inicia con las cargas de refinería. Las cuales están compuestas de dos tipos de crudo, el crudo Napo y crudo ONO. Se estima, según la gerencia de suministro, en función a los prospectos analizados, que la dieta de crudo estará compuesta por 60 000 barriles de crudo Napo, mientras que de crudo ONO se estima una carga de 40 000 barriles.
- o) La procedencia de estos crudos, es de los lotes de CNPC, Savia, ONO, Lote III Interoil, ONO Lote IV Interoil, ONO Lote VI/ VII SAPET, BPZ, Olympic, ONO Varios, Albacora Z-1.
- p) El argumento para tomar dicha estructura de carga de crudo, se encuentra en el estudio base, elaborado por la consultora internacional Arthur D’Little, en la cual a través de modelos lineales (determinísticos), se analizaron 28 escenarios diferentes, combinando equipos y tipos de cargas, siendo esta opción la que mejores indicadores de rentabilidad alcanzaba.
- q) Por tanto, tenemos el siguiente esquema refinero, para lo que serían las cargas de crudo. Esto es importante, debido a que de ellas se genera el mix de productos a comercializar. La fortaleza de esta dieta de crudo, radica en el bajo precio al que se puede obtener el crudo NAPO.

Tabla 12. Dieta de crudos proyecto de refinación

Crudo	MBPDO	%vol
ONO	40	40%
Napo	60	60%
Total	100	100%

Fuente: Arthur D’Little

- r) En cuanto al Mix de productos, se detallan los derivados con mayor volumen de ingresos:

Tabla 13. Relación de productos

Relación de productos	
LPG A (70P/30B)	Turbo A1
Gasolina 84	Diésel B5 ULS
Gasolina 90	Petróleo Industrial 6
Gasolina 95	Petróleo Industrial 500
Gasolina 98	

Fuente: Arthur D’Little

- s) Para proceder con la comercialización de estos productos y estimar el ingreso por ventas, para poder continuar con el análisis financiero, se hace necesaria la estimación de los precios de estos productos. Para ello se tomó como referencia, los precios brindados por la consultora especializada, IHS, la cual estimó los precios para el periodo de evaluación. Así mismo, se tomó el set de precios para las cargas según los tipos de crudo, y con ello calcular el costo de las materias primas. Los precios están actualizados a mayo 2018, se considera combustibles con Euro 6 para la Refinería de Talara. Asimismo, se considera el precio de gas natural de diciembre 2017 por ser más conservadores para el modelo en comparación con los precios de IHS a mayo 2018. Los escenarios elegidos son (financieramente) los escenarios esperados.
- t) Los precios brindados por IHS, también fueron ajustados con el índice de inflación detallado en los apartados anteriores.
- u) Los ingresos promedio y la utilidad bruta, generada por las operaciones de venta de los derivados, alcanza los 3078.01 de ingresos, mientras que la U.B promedio es de 493.14 MMUSD.

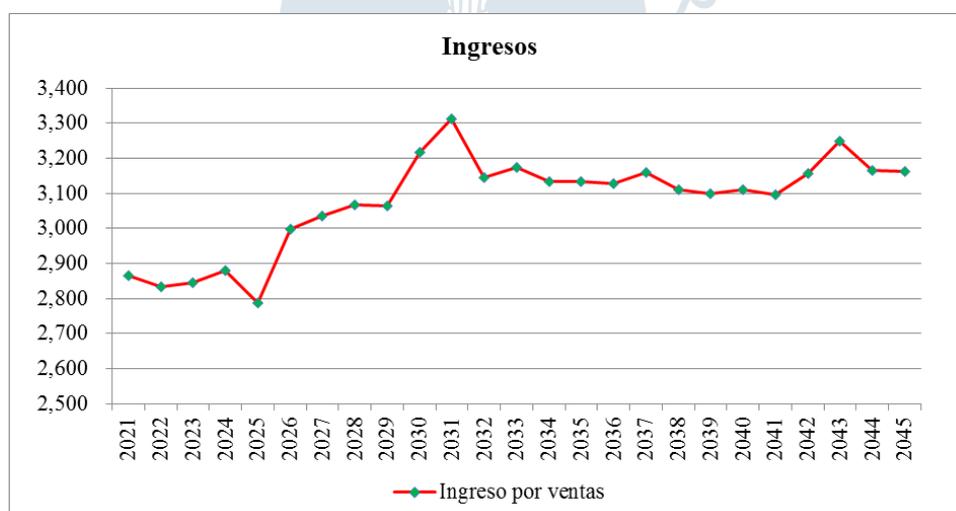


Figura 31. Ingresos promedio
Fuente: Elaboración propia

- v) En cuanto a la Utilidad Neta, alcanza un monto promedio de 233.58 MMUSD. Alcanzando picos de 342.31 MMUSD para el año 2021, y de 315.10 para el año 2043. En la Figura 32, se puede apreciar mayor detalle, respecto a la utilidad neta, la cual fue calculada a partir de la elaboración de un Estado de Resultados Real. (Entiéndase real debido a los ajustes inflacionarios y de construcción en los análisis previos).

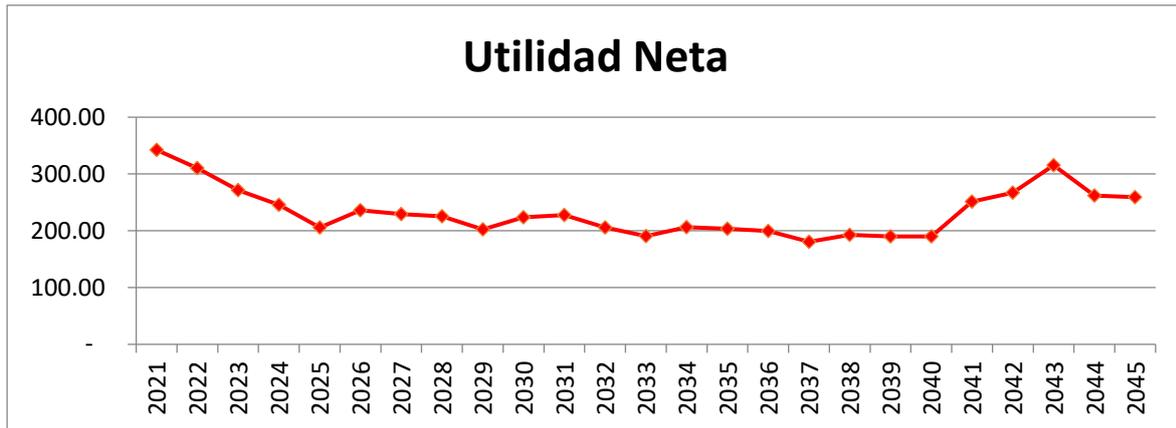


Figura 32. Utilidad neta
Fuente: Elaboración propia

- w) Para el caso de la evaluación financiera, necesitamos conocer a priori, si los ingresos generados por las operaciones (de refinación) cubren los costos generados en el proceso. Como respuesta del análisis, tenemos que los ingresos promedio, son de 3078.01, mientras que los costos operativos promedio son de 2584.87, y esa es la tendencia durante los 25 años de evaluación.

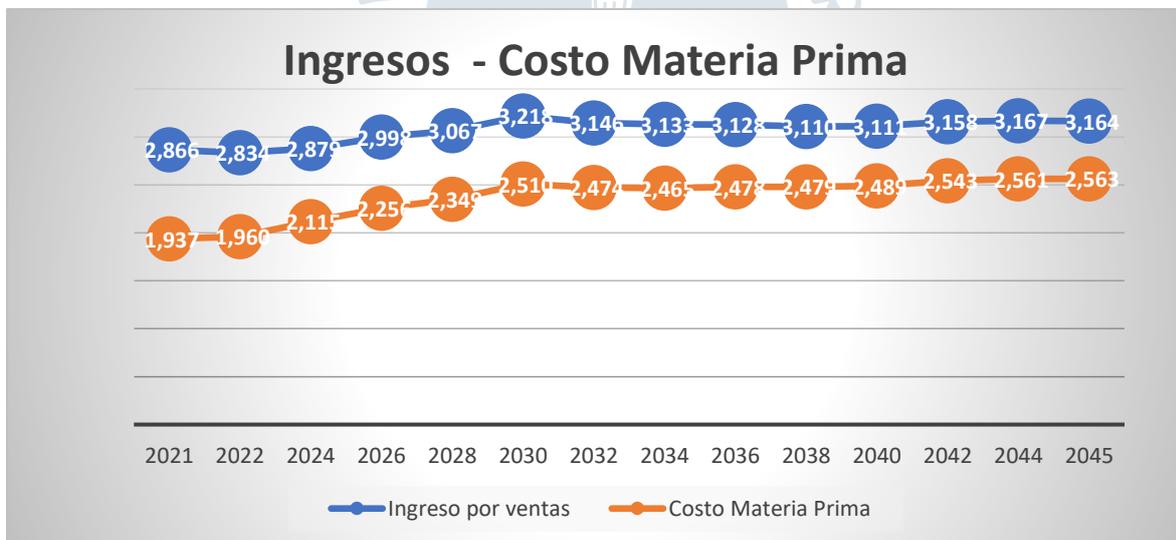


Figura 33. Ingresos – Costo promedio
Fuente: Elaboración propia

- x) Los flujos de caja proyectados, siguen la lógica de un megaproyecto de inversión. Los desembolsos iniciales, a causa de las inversiones realizadas, durante los años 2014-2020, muestran como la curva toma valores negativos. Mientras que a partir del año 2021 empieza un proceso ascendente, debido al inicio de las operaciones del proyecto de refinación.

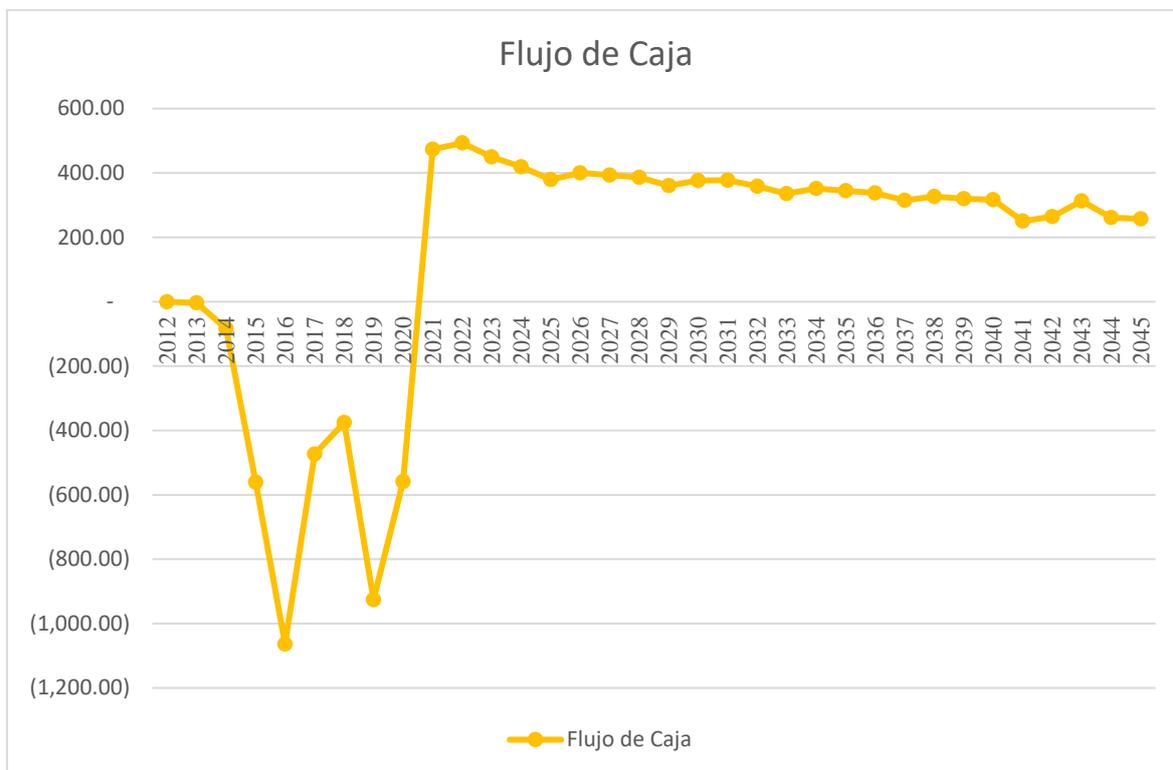


Figura 34. Flujo de Caja
Fuente: Elaboración propia

- y) Por tanto, se obtienen los siguientes márgenes de refino por barril, anual. El promedio, de margen de refino por barril, anual, es de 12.54 dólares.

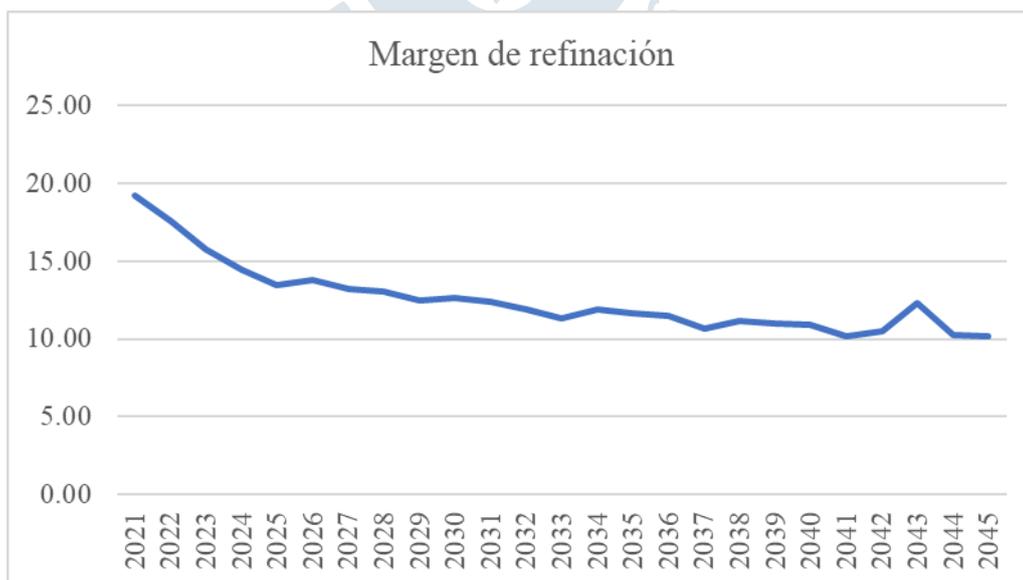


Figura 35. Margen de refinación
Fuente: Elaboración propia

➤ **Indicadores financieros**

Tabla 14. Indicadores financieros

Resumen indicadores	
TIR	7.57%
VAN	922.78
WACC	5.44%
PAYOUT	11 años

Fuente: Elaboración propia

Este es el último punto de la evaluación financiera, a través de la construcción del FCE. Estos nos indican la viabilidad o no, del proyecto que estamos evaluando. En este caso puntual, tenemos:

- a) Tasa WACC de 5.44%, esto significa, que el costo de nuestros financiamientos es de 5.44%. Los inversionistas que han puesto su dinero en nuestro proyecto, tienen un costo de oportunidad para el mismo, así como el capital propio también tiene un costo. Aplicando la fórmula, tenemos que el costo ponderado de los recursos es de 5.44%. Por tanto, el inversionista, ya sea tercero o capital propio, espera tener una rentabilidad mayor, de este 5.44%.
- b) Aplicando el criterio del VAN, tenemos que a una tasa de 5.44% este es igual a 922.78 MMUSD. Lo que viene a ser el dinero adicional, que el inversionista puede recibir por su inversión. Desde el punto de vista, estrictamente financiero, un $VAN > 1$, es un buen indicador, con el cual se declara la rentabilidad del proyecto.
- c) TIR de 7.57%. Significa que es la máxima tasa, que actualmente el proyecto puede pagar al inversionista. Al estar por encima de la tasa WACC y de ser mayor a uno, es indicador suficiente para declarar la rentabilidad del proyecto.
- d) Por tanto, con todo el análisis previo, se concluye que llevar a cabo este proyecto de refinación, ubicado en el norte del Perú, es viable económicamente.

3.7. Resultados simulación de Montecarlo

Con la ayuda del Software Crystal Ball, se sensibilizó el flujo de caja económico elaborado en los apartados anteriores. Este análisis se llevó a cabo mediante la técnica de Simulación de Montecarlo, la que consiste en evaluar estadísticamente los cambios y/o variaciones que puedan sufrir los montos esperados de las variables en estudio. Las variables consideradas fueron:

- Cantidad de crudo Napo
- Cantidad de crudo ONO
- Cantidad de Gas Natural
- Cantidad de Naphtha Importada
- Cantidad de Biodiesel

Todas ellas referidas a los “Rendimientos esperados de refinería”. Estas variables responden a los **requerimientos de entrada** de materia prima para unidades principales. Del mismo modo, se analizaron **variables de salida**, es decir las cantidades esperadas en el Mix de Productos. Siendo así, se tiene:

- Cantidad de Gas licuado de petróleo
- Cantidad de Naphtha
- Cantidad de Gasolina 84
- Cantidad de Gasolina 90
- Cantidad de Gasolina 95
- Cantidad de Gasolina 97
- Cantidad de Jet A1
- Cantidad de Diesel ULS
- Cantidad de Fuel Oil
- Cantidad de Low BTU
- Cantidad de Gas seco

– Cantidad de Material Cutter

Estas serán las variables a sensibilizar mediante el Método de Montecarlo. Sobre estas se tomarán los costos de adquisición de las materias primas, y por el lado del Mix de Productos, los precios de venta estimados para cada uno de ellos, durante los 25 años de evaluación del proyecto.

Se utilizó la distribución normal para sensibilización de precios y cantidades, así como se obtuvo una desviación estándar de 1.347. Por dato experto y ajustado con datos históricos, se ajustó el rango de la distribución normal, en cuanto a precio de barril y en cuanto a precio de los derivados a comercializar. Además, por norma estadística, se hizo el cálculo de dividir la desviación estándar entre la media, el cual no supera el 10%, resultado que valida el análisis.

Se corrieron 10000 interacciones, ello como respuesta a la complejidad del proyecto, al nivel de inversión, al número de productos a comercializar y al nivel de riesgo que asuma la empresa que lleve a cabo el proyecto.

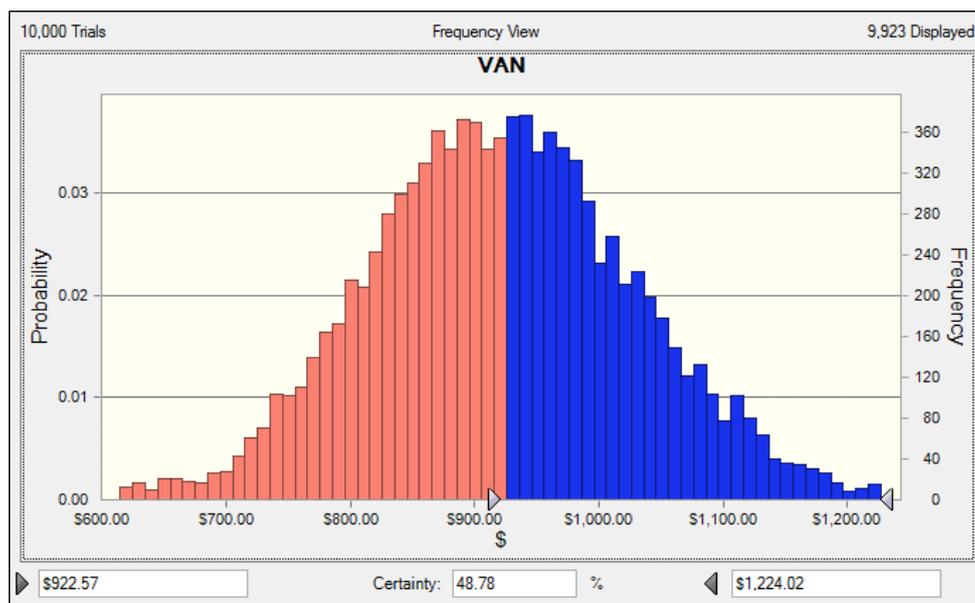
Es así, que el VAN, el cual es la “variable a pronosticar”, y sobre la cual se realizan las interacciones con el objetivo de calcular las probabilidades de obtener un VAN mayor o menor al estimado, y de que éste sea mayor o menor a cero.

Bajo ese funcionamiento del simulador, se obtuvo el siguiente recuadro. Del que se concluye:

- El Proyecto de refinación investigado, tiene un 43% de probabilidades de obtener un VAN mayor al estimado (922 MMUSD).
- El VAN máximo que podría alcanzar el proyecto está en el orden de los 1200 MMUSD.
- Aproximadamente, existe un 50% que el VAN sea menor al esperado, es decir menor a 922 MMUSD.
- Existe un 99% de probabilidades, que el VAN tenga un valor no menor a los 600 MMUSD.
- El VAN tiene un valor mínimo de 600 MMUSD y un valor máximo de 1200 MMUSD.

- VAN probabilístico

En cuanto a los percentiles calculados mediante la simulación, los resultados son similares. Si tomamos el percentil 50, tenemos que existe un 50% de probabilidades de obtener un VAN mayor a 922 MMUSD. Lo cual es muy similar a la conclusión de la Figura 36.



Fuente: Elaboración propia

- Percentiles

Percentile	Forecast values
0%	\$426.94
10%	\$787.21
20%	\$830.95
30%	\$866.42
40%	\$895.24
50%	\$922.41
60%	\$948.04
70%	\$976.66
80%	\$1,010.83
90%	\$1,059.12
100%	\$1,394.66

Fuente: Elaboración propia

Como se mencionó al inicio, esta figura muestra el mínimo VAN así como el máximo, valores que oscilan entre 600 MMUSD y 1224 MMUSD. El 99% de probabilidades indica que el van se encontrará entre dichos valores. Respetando el criterio de la TIR, la cual seguirá siendo mayor al WACC.

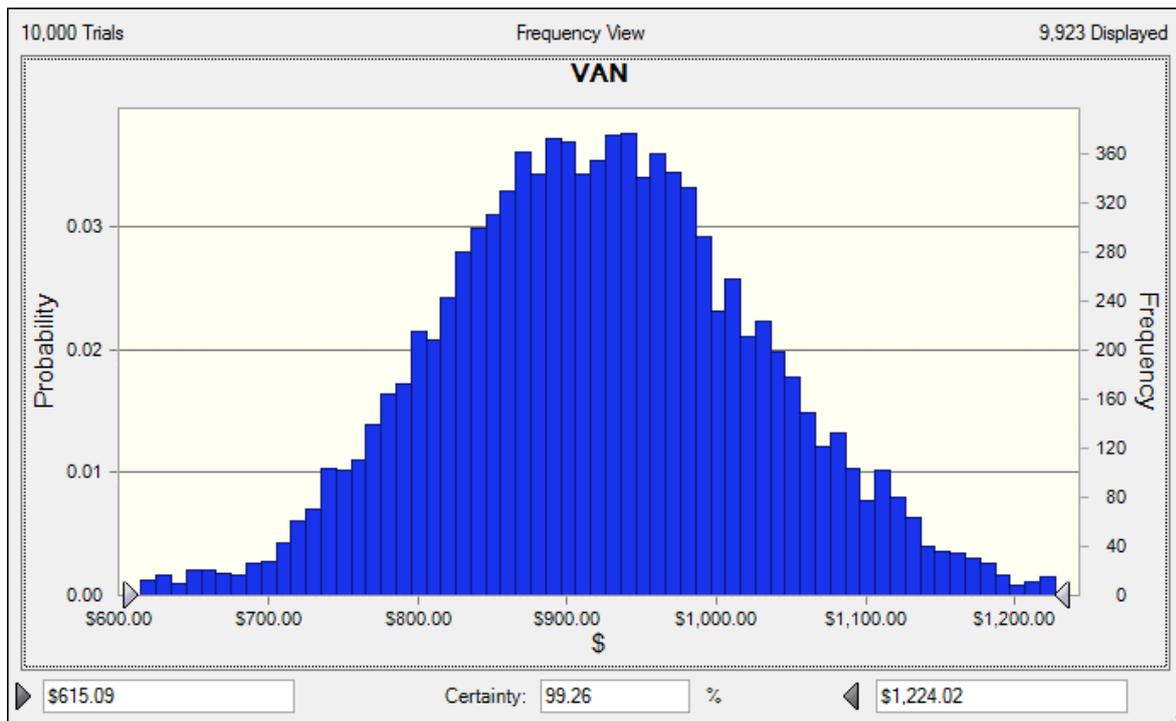


Figura 38. VAN probabilístico al 100%
Fuente: Elaboración propia

– VAN probabilístico

Por último, en cuadro de sensibilidad del VAN, nos indica que variables, de todo el conjunto de variables consideradas, son las que, frente a una eventual variación, generarían un mayor impacto en el VAN ESPERADO. Es así, que encontramos que:

- El Diesel ULS, es el producto que mayor impacto podría generar en el VAN. Siendo que la variable cantidad producida (J32) podría tener un impacto de 28.5%
- El precio del Diesel ULS (L30), tendría un impacto de 27.6%
- La cantidad necesaria de crudo Napo (J8), es la variable perteneciente a los costos de materias primas, que tendría un mayor impacto en el VAN Esperado. Siendo que dicho impacto, podría afectar en un 13% al monto esperado.

- El costo de Crudo Napo (L7), de igual modo, es el que mayor impacto generaría, siendo este del 11% aproximadamente, del VAN Esperado.

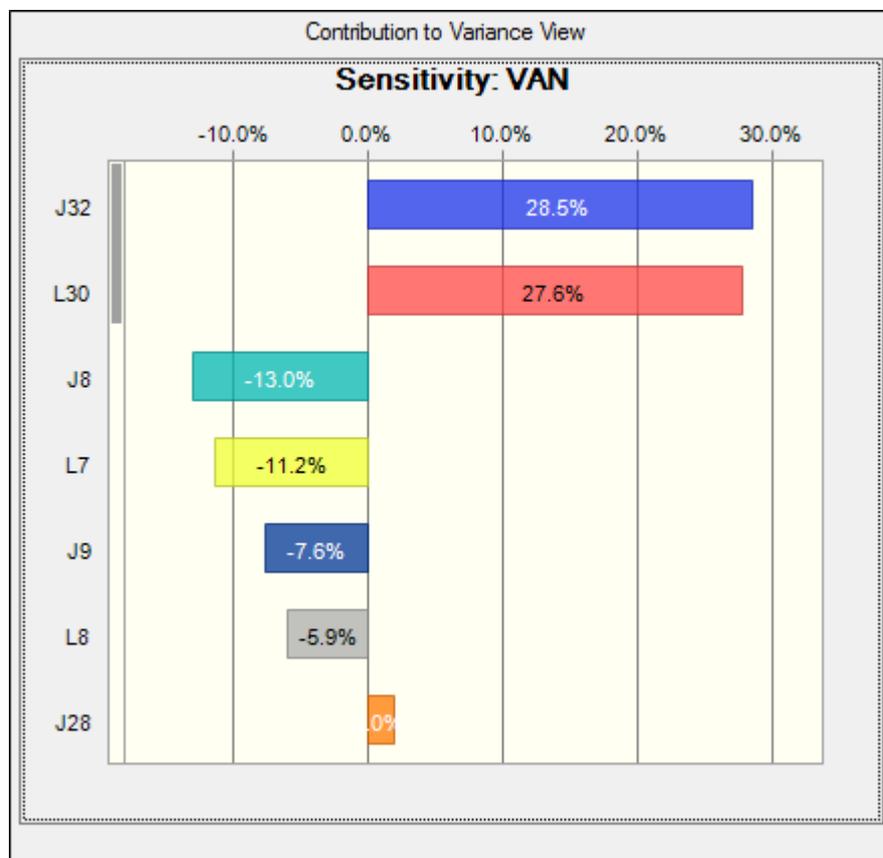


Figura 39. Variables de mayor sensibilidad
Fuente: Elaboración propia

3.7.1. Modelo de regresión para la variable flujo

Es importante señalar respecto de la modelización del comportamiento de la variable Flujos, pronosticados, que para un entorno de explotación petrolera no existe una teoría que lo describa, sino enfoques diversos que se centran en aspectos cualitativos, citar el estudio de EY.

La metodología econométrica permite estimar diversos modelos teóricos y contrastar qué variables independientes o exógenas incluidas en el modelo influyen de manera significativa sobre la variable dependiente o endógena.

En el modelo de regresión elaborado la variable endógena es el flujo, que puede explicarse por más de una variable exógena. Por ello se utilizará el modelo de regresión lineal múltiple, destacar que, en algunas variables, buscando un mejor

ajuste lineal, se ha realizado transformaciones no lineales, como son ajustes polinómicos múltiples centrados.

En el presente trabajo de investigación para predecir el Flujo se ha seleccionado las variables Tipo de cambio (TC), Paradas no programadas (PNP), Conflictos Sociales (CS), Suministro de energía (SDE) y Suministro de Feedstock (SDF).

La información inicial para cada variable ha sido obtenida a través de evaluaciones realizadas por el área de Control de Gestión y Control y Planificación de Riesgos. A partir de esta información financiera de partida se obtienen observaciones que constituyen la muestra de 25 observaciones multivariantes con las cuales se construye el modelo de regresión.

Para poder ajustar un modelo de regresión lineal múltiple, mejorado con ajustes polinómicos centrados, se ha realizado en un primer momento un análisis descriptivo buscando valores atípicos y análisis de correlación para encontrar un mejor ajuste. Esta característica es muy conveniente porque el objetivo que persigue el estudio es encontrar un modelo con el que se trata de captar cuantitativamente qué porcentaje de la variabilidad de la variable endógena se debe por la combinación de las variables exógenas.

– Análisis descriptivo y de correlación

En este primer momento de estudio se busca describir las variables de estudio y ver la forma e intensidad con que se asocian.

– Variable exógena Tipo de Cambio y Flujo

La siguiente tabla nos detalla estadísticos descriptivos

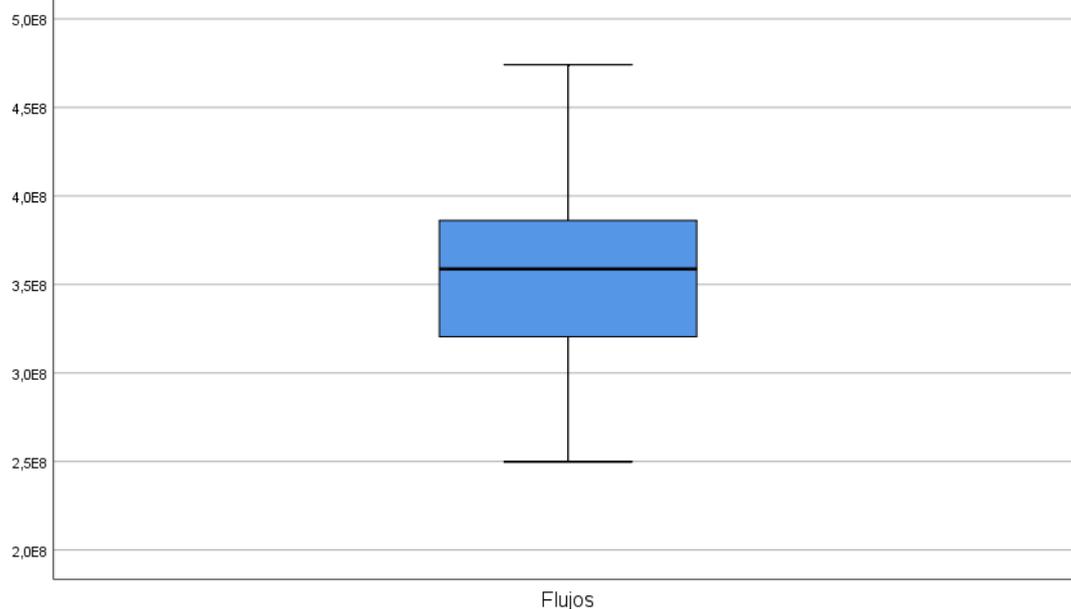
Tabla 15. Estadísticos descriptivos TC y Flujo

Estadísticos descriptivos					
	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Desviación
Flujos	25	249854543,15	474134745,80	358675920,27	59042119,97
Tipo de cambio	25	21030000,000	37260000,0	28326443,95	5629438,69
N válido (por lista)	25				

Fuente: Elaboración propia.

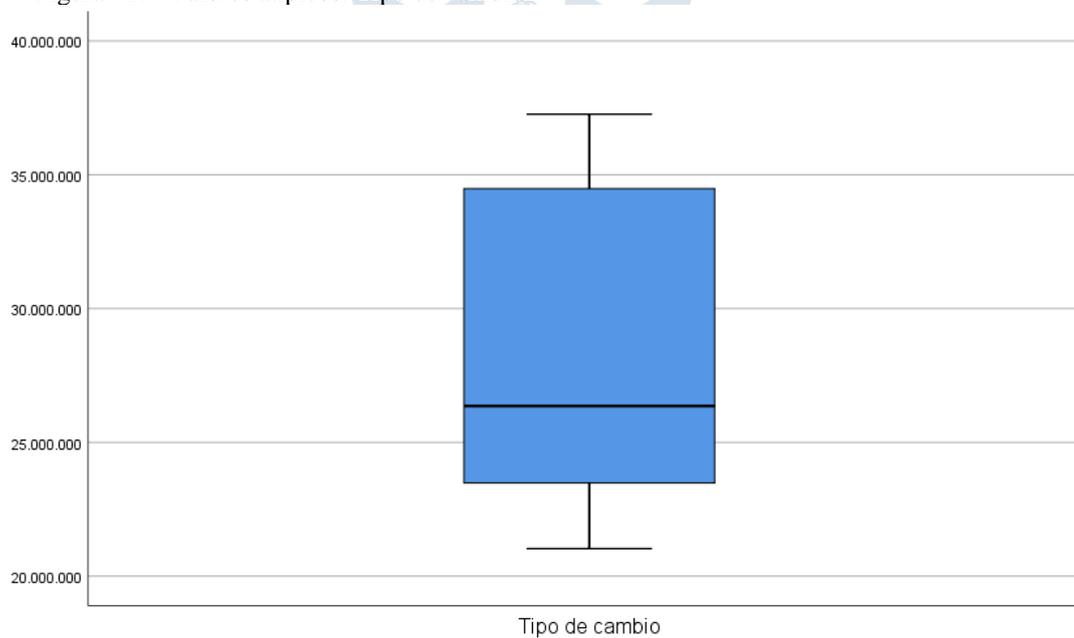
En las Figura 40 y Figura 41 nos indica ausencia de valores atípicos

Figura 40. Valores atípicos: flujos.



Fuente: Elaboración propia

Figura 41. Valores atípicos: Tipo de cambio.



Fuente: Elaboración propia.

Con ello se plantea un diagrama de dispersión

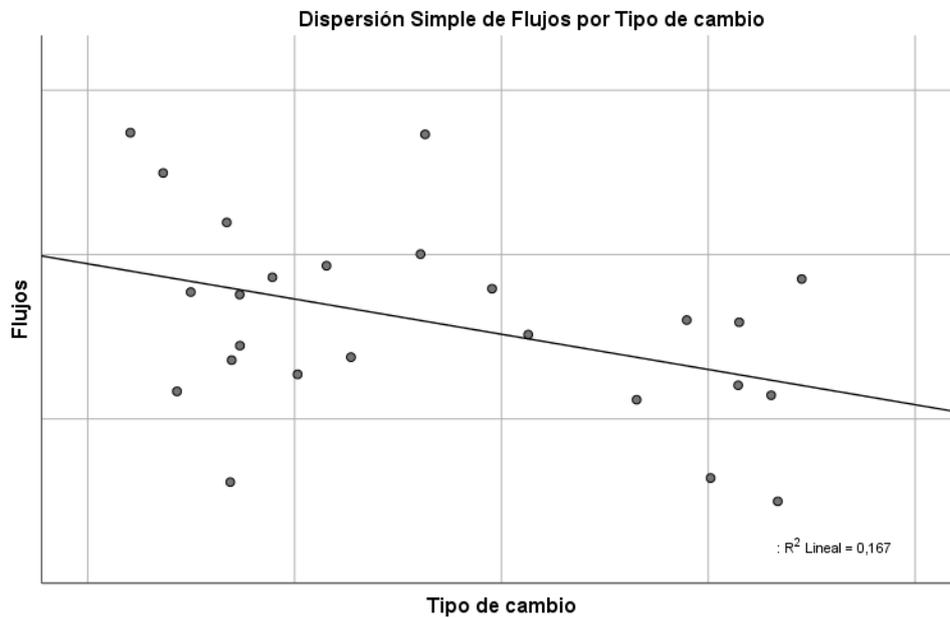


Figura 42. Diagrama de dispersión: tipo de cambio.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16. Correlaciones

		Flujos	Tipo de cambio
Flujos	Correlación de Pearson	1	-,409*
	Sig. (bilateral)		,043
	N	25	25

*. La correlación es significativa en el nivel 0,05 (bilateral).

Fuente: Elaboración propia

El análisis nos dice que la variable tipo de cambio es adecuada para el modelo. Asimismo, la correlación es negativa, ello indica que cuando el tipo de cambio aumente los flujos disminuyen.

– Variable exógena Paradas no programadas y Flujo

La Tabla 17 nos detalla estadísticos descriptivos

Tabla 17. Estadísticos descriptivos PNP y Flujo.

Estadísticos descriptivos					
	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Desviación
Flujos	25	249854543,15	474134745,80	358675920,27	59042119,98
Paradas no programadas	25	10000000,00	27500000,00	17970298,84	5456563,80
N válido (por lista)	25				

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 43 nos indica ausencia de valores atípicos

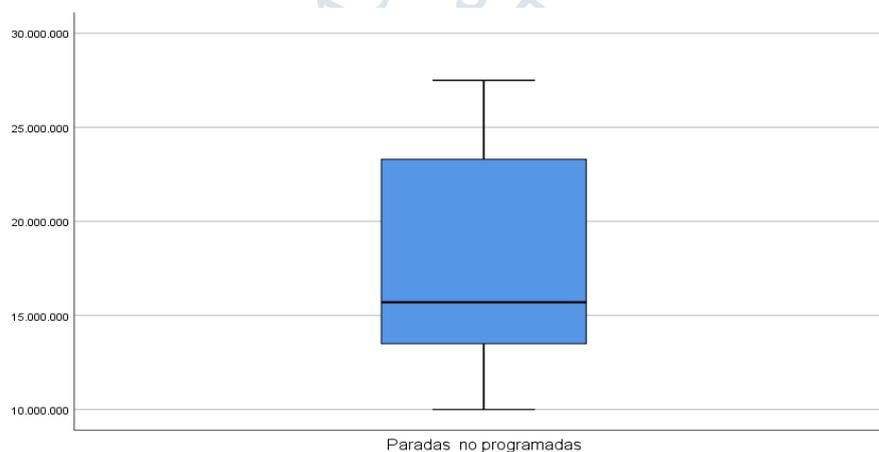


Figura 43. Valores atípicos: PNP.

Fuente: Elaboración propia.

Con ello se plantea un diagrama de dispersión se muestra en la Figura 44.

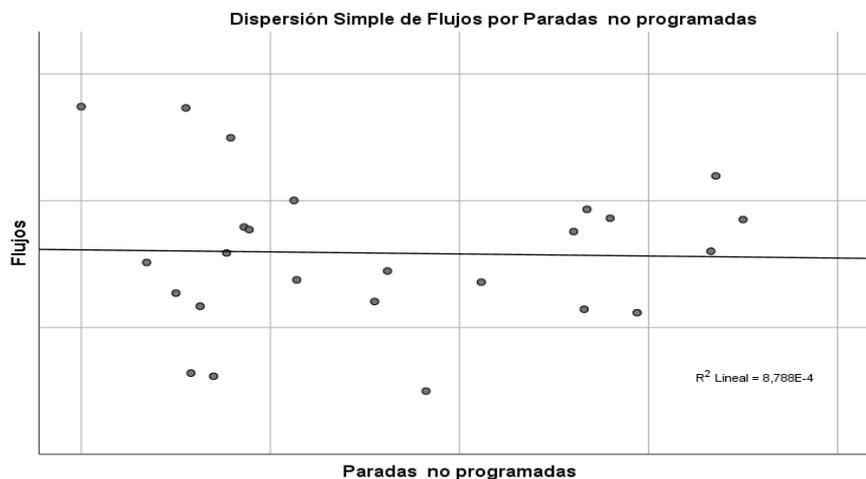


Figura 44. Diagrama de dispersión PNP.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 45 y el coeficiente de correlación nos indican ausencia de linealidad. Por ello se procederá a realizar un ajuste polinómico grado dos centrado. Esto es:

$$PNP_CENTRADO = (PNP - 17970298,84)^2$$

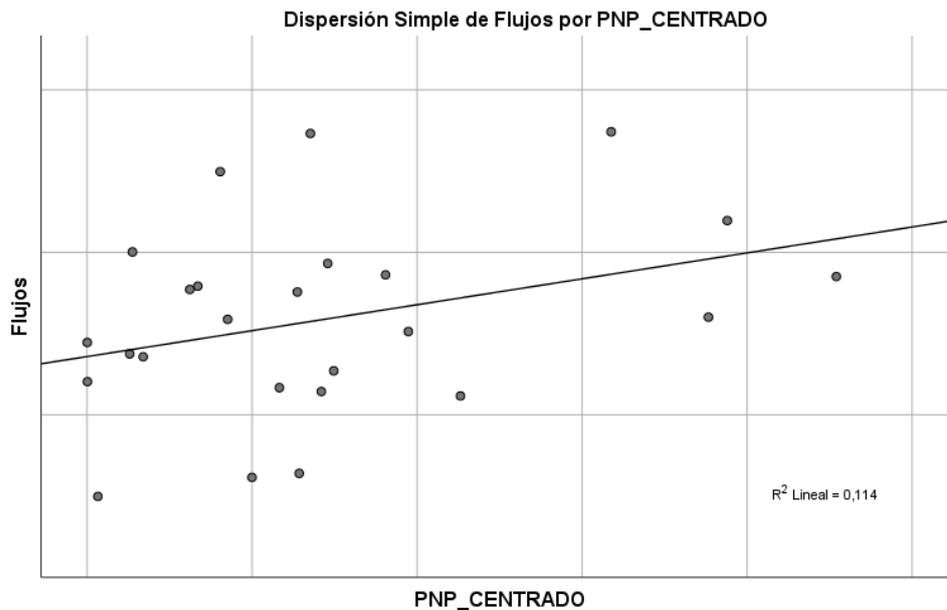


Figura 45. Diagrama de dispersión: Flujo y PNP.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Correlaciones.

Correlaciones			
		Flujos	PNP_CENTRADO
Flujos	Correlación de Pearson	1	0,337
	Sig. (bilateral)		0,100
	N	25	25

Fuente: Elaboración propia.

El análisis nos dice que la variable Paradas no programadas, ajustada, es adecuada para el modelo. Asimismo, la correlación es positiva, ello indica que a menor número de paradas no programadas menor será los flujos.

– Variable exógena Conflictos Sociales y Flujo

La Tabla 19 nos detalla estadísticos descriptivos

Tabla 19. Estadísticos descriptivos: Flujos y CS.

Estadísticos descriptivos					
	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Desviación
Flujos	25	249854543,15	474134745,80	358675920,27	59042119,98
Conflictos Sociales	25	5000000,00	17425000,00	11691531,24	3265379,15
N válido (por lista)	25				

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 46 nos indica ausencia de valores atípicos

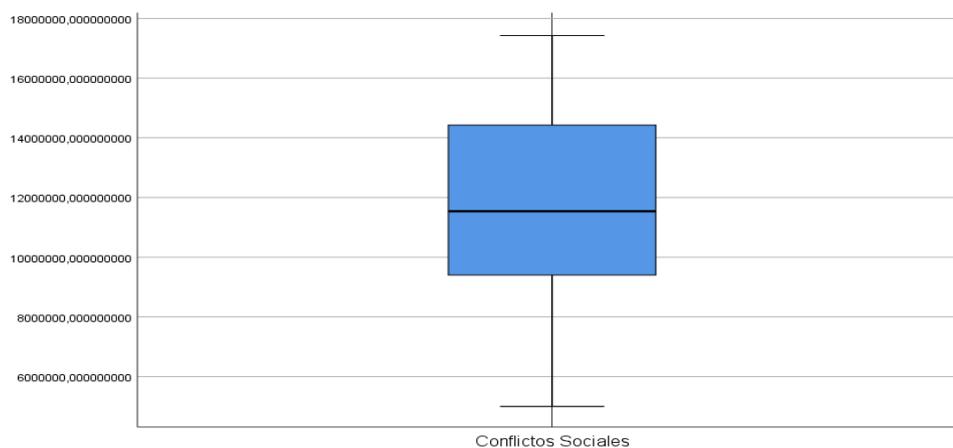


Figura 46. Valores atípicos: Conflictos Sociales.

Fuente: Elaboración propia.

Con ello se plantea un diagrama de dispersión como se muestra en la Figura 47.

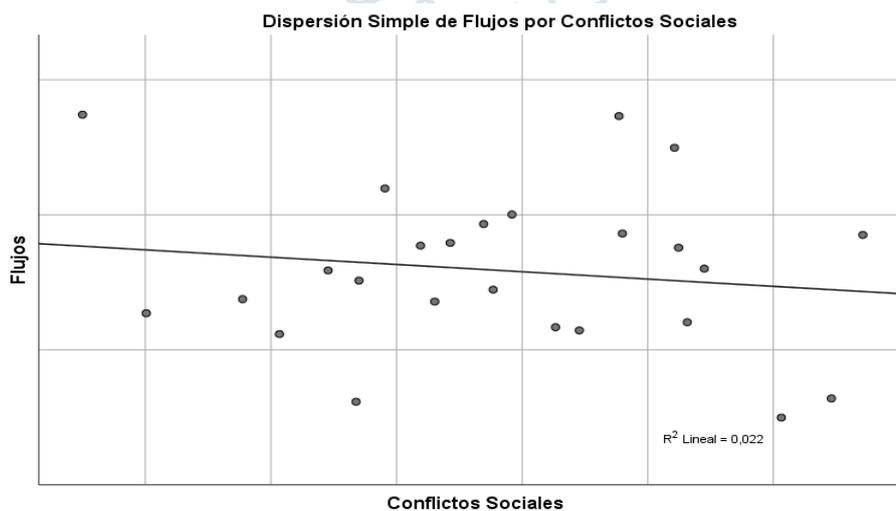


Figura 47. Diagrama de dispersión: Conflictos Sociales.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 48 y el coeficiente de correlación nos indica ausencia de linealidad. Por ello se procederá a realizar un ajuste polinómico grado dos centrado. Esto es:

$$CS_CENTRADO = (CS - 17425000,00)^2$$

Nuevamente se realiza el gráfico y se calcula el coeficiente de correlación



Figura 48. Diagrama de dispersión 2: Flujos y Conflictos Sociales.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Correlaciones: Flujo.

Correlaciones			
		Flujos	Conflictos Sociales
Flujos	Correlación de Pearson	1	-0,162
	Sig. (bilateral)		0,439
	N	25	25

Fuente: Elaboración propia.

El análisis nos dice que la variable Conflicto Social, ajustada, es adecuada para el modelo. Asimismo, la correlación es negativa, ello indica que a menor número de Conflictos Sociales mayor será los flujos. Sin embargo, esta correlación es no significativa.

– Variable Suministro de Energía y Flujo

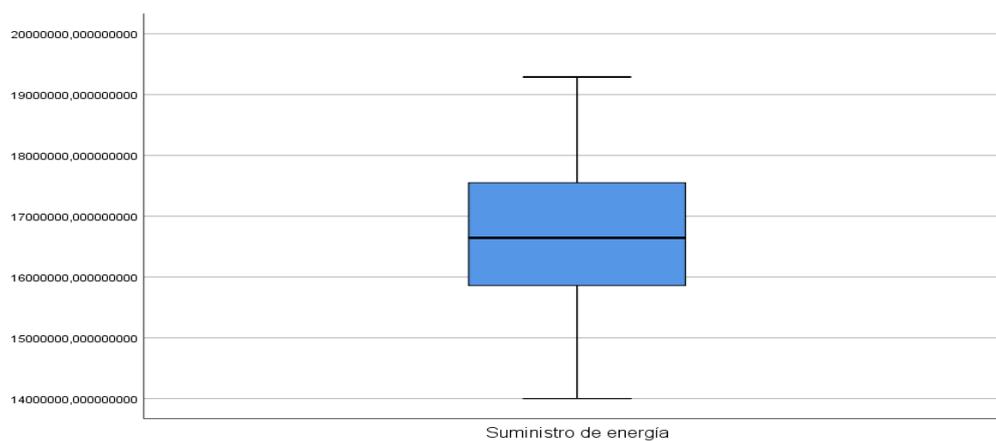
La Tabla 21 nos detalla estadísticos descriptivos

Tabla 21. Estadísticos descriptivos: Flujos y SE.

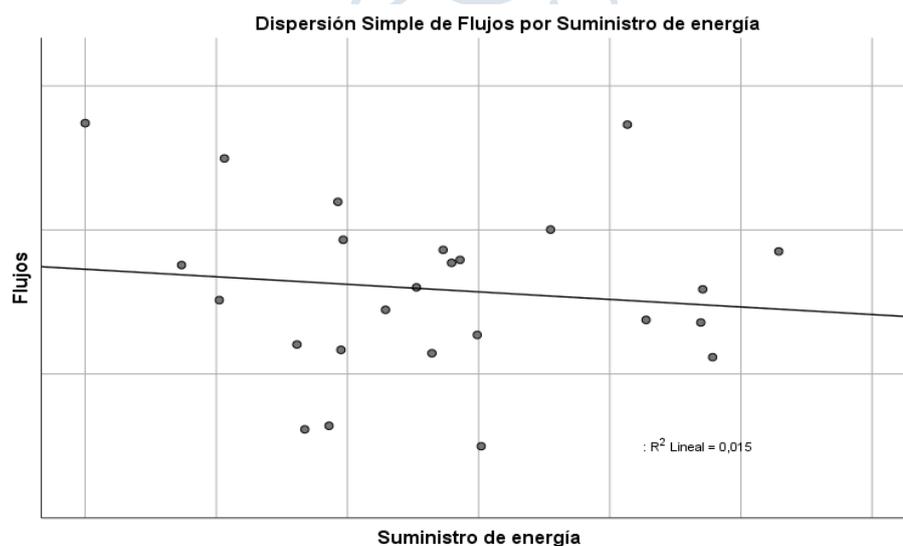
Estadísticos descriptivos					
	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Desviación
Flujos	25	249854543,15	474134745,80	358675920,27	59042119,98
Suministro de energía	25	14000000,00	19288365,00	16683964,88	1384706,60
N válido (por lista)	25				

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 49 nos indica ausencia de valores atípicos

Figura 49. Valores atípicos: Suministro de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Con ello se plantea un diagrama de dispersión como se muestra en la Figura 50.

Figura 50. Diagrama de dispersión: Flujos y SE.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 51 y el coeficiente de correlación nos indica ausencia de linealidad. Por ello se procederá a realizar un ajuste polinómico grado dos centrado. Esto es:

$$SDE_CENTRADO = (SE - 16683964,88)^2$$

Nuevamente se realiza el gráfico y se calcula el coeficiente de correlación se muestra en la Figura 51.

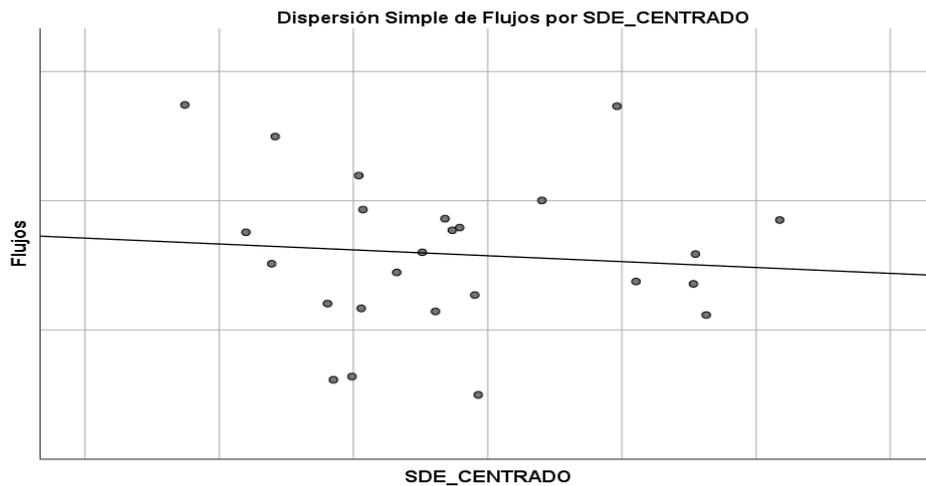


Figura 51. Diagrama de dispersión: Flujos por SDE CENTRADO.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22. Correlaciones.

Correlaciones			
		Flujos	SDE_CENTRADO
Flujos	Correlación de Pearson	1	-0,259
	Sig. (bilateral)		0,210
	N	25	25

Fuente: Elaboración propia.

El análisis nos dice que la variable Suministro de Energía, ajustada, es adecuada para el modelo. Asimismo, la correlación es negativa, ello indica que a Menor Suministro de Energía mayor será los flujos. Sin embargo, esta correlación es no significativa.

– Variable Suministro de Feedstock y Flujo

La Tabla 23 nos detalla estadísticos descriptivos

La Figura 54 y el coeficiente de correlación nos indica ausencia de linealidad. Por ello se procederá a realizar un ajuste polinómico grado dos centrado. Esto es:

$$SDF_CENTRADO = (SDF - 13334666,68)^2$$

Nuevamente se realiza el gráfico y se calcula el coeficiente de correlación

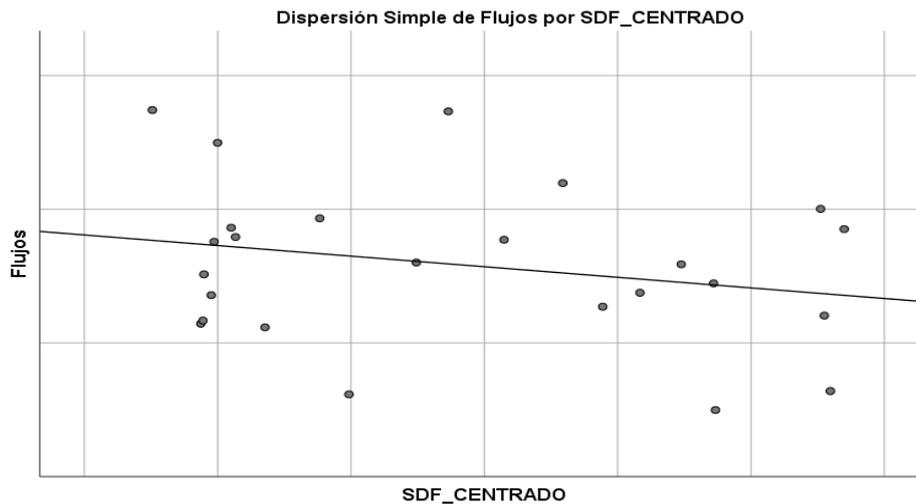


Figura 54. Diagrama de dispersión SDF CENTRADO.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24. Correlaciones.

		Correlaciones	
		Flujos	SDF_CENTRADO
Flujos	Correlación de Pearson	1	-0,246
	Sig. (bilateral)		0,235
	N	25	25

Fuente: Elaboración propia.

El análisis nos dice que la variable Suministro de Feedstock, ajustada, es adecuada para el modelo. Asimismo, la correlación es negativa, ello indica que a Menor Suministro de Feedstock mayor será los flujos. Sin embargo, esta correlación es no significativa.

3.7.2. Modelo de regresión con las variables propuestas

El objetivo de este apartado es encontrar un modelo de regresión que explique la generación de Flujos en función de las cinco variables regresoras descritas. A continuación, se muestran los resultados encontrados. El procedimiento utilizado para la selección de variables se denomina Por pasos (stepwise). Como su nombre

indica consiste en ir elaborando sucesivas ecuaciones de regresión en las que se va añadiendo cada vez un regresor más. El primer paso consiste en seleccionar el regresor de máxima correlación simple con el criterio, y se define, en consecuencia, una ecuación de regresión simple con esa variable. A continuación, se elabora una segunda ecuación de regresión añadiendo a la anterior otro regresor, esta vez el que más proporción de variabilidad explicada aporte sobre la ecuación anterior. Así hasta que no haya más regresores que aporten nada sustantivo, que es cuando el procedimiento acaba. A continuación, los resultados encontrados:

Tabla 25. Variables de entrada.

Variables entradas/eliminadas ^a			
Modelo	Variables entradas	Variables eliminadas	Método
1	Tipo de cambio		Por pasos (Criterios: Probabilidad-de-F-para-entrar \leq ,050, Probabilidad-de-F-para-eliminar \geq ,100).
2	Paradas no programadas		Por pasos (Criterios: Probabilidad-de-F-para-entrar \leq ,050, Probabilidad-de-F-para-eliminar \geq ,100).

a. Variable dependiente: Flujos

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados encontrados nos indican que se tienen dos modelos. El primero solo considera a la variable exógena Tipo de cambio. El segundo modelo considera dos variables regresoras, a Tipo de cambio se agrega Paradas no Programadas.

Tabla 26. Resumen del modelo.

Resumen del modelo ^c					
Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado ajustado	Error estándar de la estimación	Durbin-Watson
1	0,409 ^a	0,167	0,131	55045063,426542360000000	
2	0,564 ^b	0,318	0,256	50921222,687745940000000	1,946

a. Predictores: (Constante), Tipo de cambio

b. Predictores: (Constante), Tipo de cambio, Paradas no programadas

c. Variable dependiente: Flujos

Fuente: Elaboración propia.

El segundo modelo logra explicar el 25,6% de la variabilidad de los Flujos, como combinación lineal del Tipo de cambio y Paradas no Programadas. Asimismo, este modelo no presenta autocorrelación de errores, pues el coeficiente de Durbin Watson está alrededor de 2. Se selecciona el modelo 2, ya que este explica en mayor porcentaje la variabilidad de los Flujos.

Tabla 27. ANOVA.

		ANOVA ^a					
Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.	
1	Regresión	13974269185401824,000	1	13974269185401824,000	4,612	0,043 ^b	
	Residuo	69689057175537632,000	23	3029959007632071,000			
	Total	83663326360939456,000	24				
2	Regresión	26617966120609184,000	2	13308983060304592,000	5,133	0,015 ^c	
	Residuo	57045360240330272,000	22	2592970920015012,500			
	Total	83663326360939456,000	24				

a. Variable dependiente: Flujos

b. Predictores: (Constante), Tipo de cambio

c. Predictores: (Constante), Tipo de cambio, Paradas no programadas

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la tabla ANOVA nos dice que los dos modelos son significativos, ya que el valor p asociado es menor al 5%. Esto significa que si es posible explicar la variabilidad de los Flujos como combinación lineal del Tipo de cambio y Paradas no Programadas.

Tabla 28. Coeficientes.

		Coeficientes ^a					Estadísticas de colinealidad		
Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados		t	Sig.	Tolerancia	VIF
		B	Desv. Error	Beta					
2	(Constante)	467561465,305	53585968,602			8,725	0,000		
	Tipo de cambio	-4,778	1,860	-0,456		-2,569	0,017	0,986	1,015
	Paradas no programadas	9,262E-7	0,000	0,392		2,208	0,038	0,986	1,015

a. Variable dependiente: Flujos

Fuente: Elaboración propia.

La significancia para las dos variables regresoras, que presenta el modelo, son significativas ya que su valor p asociado es menor al 5%. Asimismo, el modelo no presenta multicolinealidad ya que la Tolerancia para cada variable regresora es mayor al 10%.

Asimismo, los coeficientes no estandarizados nos indica que la variable con mayor peso para explicar los Flujos es el Tipo de cambio. El signo negativo nos indica relación inversa, esto es, a mayor a Tipo de cambio menor será los Flujos generados.

En la Figura 55 y Figura 56 nos indican que el modelo cumple el supuesto de homocedasticidad y normalidad.

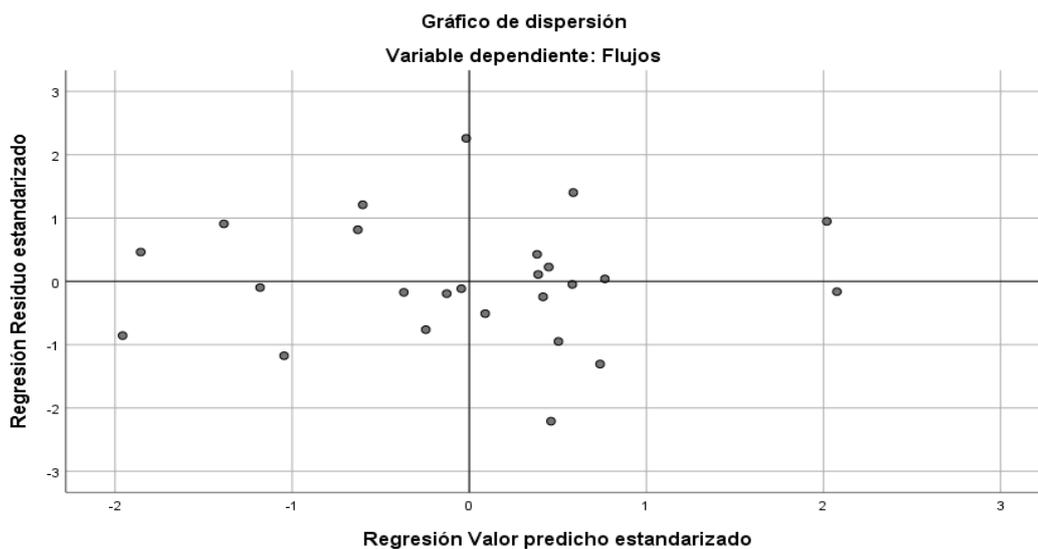


Figura 55. Gráfico de dispersión variables Flujo.
Fuente: Elaboración propia.

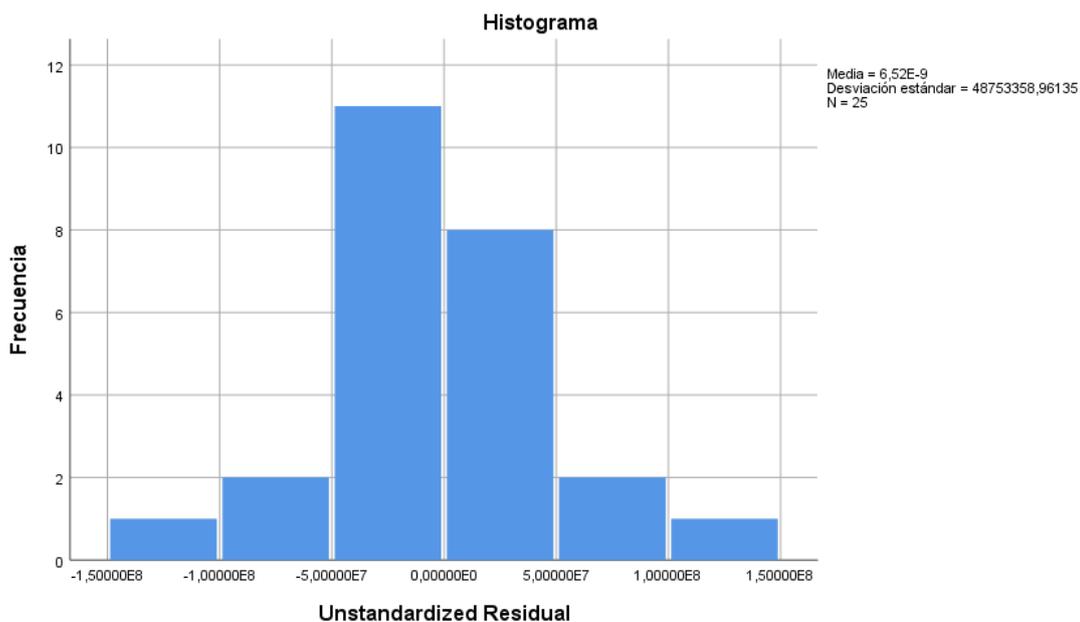


Figura 56. Histograma.
Fuente: Elaboración propia.

Con ello se cumple con los supuestos básicos del modelo. La siguiente ecuación matemática representa la parte estructural del modelo:

$$\text{Flujos} = 467561465.305 - 4.77 \times TC + 0.00000926 \times PNP$$



Capítulo 4

Descripción técnica del proyecto

4.1. Descripción técnica

A través de los capítulos anteriores, se ha explicado las bondades económicas y ambientales derivadas de la ejecución de este proyecto de refinación, a llevarse a cabo en el norte del país.

Las descripciones previas, los análisis estadísticos, financieros, las proyecciones, las externalidades como lo son los beneficios sociales, comunitarios, los puestos de trabajo, están directamente relacionados con la ejecución técnica del proyecto. Es, por tanto, menester, llevar a cabo una descripción de los principales activos (unidades de proceso) con las que contará nuestro proyecto de refinación, puesto que de ellas se derivan conceptos clave, como capacidad de producción, horas hombre requeridas, costos fijos y variables, costo de adquisición del activo, depreciación, vida útil y cuidado al medio ambiente.

A la vez, es importante entender que, desde el punto de vista financiero, estricto, este es un proyecto que se enmarca o se contextualiza, en lo que conocemos como decisiones de inversión para “**ampliación de planta**”, pues partimos de la premisa de una refinería que necesita ser ampliada para operar mayor eficiencia en su funcionamiento (indicadores financieros de rentabilidad).

Es esta, la primera decisión que se toma, y sobre ella de abre todo un abanico de otras decisiones importantes, para llevar a cabo el proyecto de la mejor manera. Por ejemplo, si bien una manera de rentabilizar un proyecto de esta naturaleza, es mediante el

volumen de producción, otra variable importante es la capacidad de conversión, tomando en consideración los tipos de crudos con lo que contamos en la zona y en el país, los que por sus grados API y viscosidad, son en su mayoría crudos pesados.

Todo ello, permitirá a nuestro proyecto, y por ende a la nueva refinería, un nivel de producción mayor, y además la obtención de destilados medios de mayor calidad, que le permitan adecuarse a las exigencias medioambientales del país, y poder continuar operando, sin verse afectada legal ni económicamente. Pues, los mercados (demanda) se ven reducidos debido a las exigencias ambientales, ello se explica comercialmente, pues son cada vez menores los puntos donde se podría comercializar los productos terminados de la actual refinería, en caso de no llevarse a cabo la ampliación y modernización de la planta.

La nueva refinería estará conformada por:

- **Unidades de separación física:** como Destilación Primaria (DP1), Destilación al vacío (DV3) y Recuperación de Gases (RG1 y RG2). Aquí se logra la producción de productos de alto valor económico, como el Diésel, Turbo A-1 y Naftas para otras unidades de conversión y tratamiento.
- **Unidades de conversión:** como Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), Flexicoking (FCK), Reformado Catalítico (RCA). Estas unidades se encargan de transformar, a través de reacciones químicas y el uso de catalizadores, productos de menor valor a mayor valor económico. Estos procesos tienen un efecto directo beneficioso en la rentabilidad de la refinación del petróleo.
- **Unidades de reducción de azufre:** aquí tenemos Hidrotratamiento de Diésel (HTD), Hidrotratamiento de Nafta (HTN), Hidrotratamiento de Nafta de FCC (HTF), y Tratamiento de Gas Licuado (TGL). En estas unidades, se logra retirar el azufre del diésel, las gasolinas y el GLP, a través de múltiples reacciones químicas y el uso de catalizadores.

Algunas de las unidades de proceso son:

- DP1 – Unidad de Destilación Primaria de Crudo
- DV3 – Unidad de Destilación al vacío III
- FCK – Unidad de Coquificación de Residuo de Vacío

- HTN – Hidrotratador y Separador de Nafta
- RCA – Reformador de Nafta
- FCC – Unidad de Craqueo Catalítico
- HTF – Hidrotratador de Gasolina de FCC
- RG1 – Unidad de Recuperación de Gases I
- RG2 – Unidad de Recuperación de Gases II
- HTD – Hidrotratador de Diésel
- AM2 – Planta de Amina
- TGL – Tratamiento de GLP
- WS2 – Despojador de Aguas Agrias II

4.1.1. Detalle de unidades

4.1.1.1. Unidad de destilación primaria UDP

La DP1 es la primera unidad en el proceso de refinación de crudo para la obtención de los productos que alimentarán las unidades posteriores a fin de conseguir productos de alto valor comercial.

El proceso consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, mediante la aplicación de calor, hasta lograr vaporizar cada componente, aprovechando que cada uno de ellos posee diferente punto de ebullición.

El petróleo crudo, que alimenta a la unidad, debe ser pre calentado, a través de los trenes de intercambio de calor, mediante la utilización de calor recuperado de las corrientes de productos y reflujos de la columna. El crudo pasa por un desalador y una vez que ha sido desalinizado continúa su calentamiento hasta llegar a un horno de fuego en donde alcanza la temperatura necesaria para poder entrar a la Torre de Destilación Primaria, en donde se lleva a cabo el fraccionamiento primario.

Para este proyecto, se espera una capacidad de 100 MBPD.



Figura 57. Columna de destilación

4.1.1.2. Unidad de destilación al vacío DV

El objetivo de la nueva Unidad de Destilación al Vacío (DV) será fraccionar el Residual Primario proveniente de la Unidad de Destilación Primaria (Unidad DP1), para producir la alimentación para las nuevas y existentes unidades de la Refinería ubicadas aguas abajo.

Esta Unidad opera a presión reducida, permitiendo obtener mayor volumen de productos útiles sin afectar su calidad. La Unidad DV, está diseñada para funcionar de manera independiente de la Unidad de Destilación Primaria (DP), por ello, se cuenta con las facilidades para cargar residual primario directamente desde la unidad DP y desde almacenamiento.

La Unidad DV producirá cuatro productos:

- Gasóleo liviano de vacío (LVGO)
- Gasóleo medio de vacío (MVGO)
- Gasóleo pesado de vacío (HVGO)
- Residual de vacío

El primer corte de la Unidad DV, es el Gasóleo Liviano de Vacío (LVGO), que será procesado en la Unidad HTD, donde se recuperará el gasóleo atmosférico que es degradado a residual primario a la Unidad de Destilación Primaria. El MVGO y HVGO son el segundo y tercer corte lateral respectivamente de la columna de vacío, y son combinados dentro de la Unidad antes de ser enviados a la nueva Unidad de Craqueo Catalítico (FCC).

El Residual de Vacío obtenido por el fondo de la columna es enviado a la nueva Unidad de Coquificación de Residuo de Vacío (Unidad FCK). El fondo de vacío tendrá líneas que permitan el envío del residual de vacío a producción de asfalto y de fuel oil en caso de parada de la Unidad FCK. También se dispondrá de conexiones para la mezcla de residual de vacío y HVGO con el fin de elaborar base asfáltica que serán enviadas a almacenamiento.

4.1.1.3. Coquificación de residuo de vacío (Flexicoker) - FCK

Su función es eliminar la mayoría de residuos sin generar al mismo tiempo grandes cantidades de residuales o de coque. Tanto los residuales como el coque, podrían representar un gran problema de manejo de residuos o desechos en las operaciones de la refinería, lo que acarrearía impactos ambientales que es justamente lo que se busca minimizar. Sin embargo, debido a la configuración del Flexicoker, el calor de la destilación de los VGO's vendrá de la quema del coque y no del gas natural o del gas de refinería.

El Flexicoker logra convertir la mayoría del coque de petróleo en Flexigas, un gas de bajo BTU que pueda ser usado como combustible en la refinería, minimizando la necesidad de compra de gas natural. Se espera un remanente de 488 TN/Día de la corriente de coque, el que a su vez contiene carbono, y contaminantes inorgánicos en la carga. Un beneficio externalizado de este proceso, es que dicho remanente puede ser vendido a plantas de cemento como combustible.

La Unidad FCK procesa los residuos o remanentes de la Unidad de Vacío convirtiéndolos en productos de mejor calidad, a través del rompimiento de cadenas carbonadas más largas, convirtiéndolas en cadenas carbonadas más cortas siendo la corriente de alimentación de carga muy pesada.

Esta nueva unidad de Coquificación (FCK) procesará el Residual de Fondo de la Torre de Vacío (DV). El residuo de vacío precalentado en el Scrubber se envía como alimentación al reactor donde al entrar en contacto

con el coque caliente, recibe la energía necesaria para el craqueo térmico. Los gases del reactor son enviados entonces al Scrubber donde se enfrían para controlar el punto de corte del reciclo (RCP) y se lavan para evitar arrastre de partículas de coque.

Los gases del tope del Scrubber son enviados a la sección de fraccionamiento y separación de gases donde se obtienen los productos finales de la unidad: Gasóleo pesado (HKGO), Gasóleo liviano (LKGO), Nafta, LGP y Gases.

El coque producido es enviado a un gasificador donde es convertido a gas de bajo poder calorífico (Low BTU³⁴ Gas) que es purificado en una planta interna de tratamiento de aminas antes de ser usado como gas combustible en la refinería (Flexigas), mientras que las partículas finas de coque liberadas y recuperadas son depositadas en recipientes y transportadas fuera del lugar para la venta.

4.1.1.4. Hidrotratamiento de naftas

La carga pasa por un sistema de reacción donde el hidrocarburo toma contacto con el hidrógeno en presencia de un catalizador. Produciendo corrientes de nafta pesada sin ningún contaminante, condicionando la carga para la reformación catalítica. La Unidad de Hidrotratamiento de Naftas elimina el azufre de la carga a la Unidad Reformación Catalítica, para prevenir el envenenamiento del catalizador.

La unidad cuenta con un separador de nafta, cuya función es procesar la corriente de nafta desulfurizada para mantener los precursores de benceno fuera del reformador catalítico, de manera tal que las gasolinas terminadas de alto octanaje no superen la máxima especificación de benceno. La nafta no reformada es de bajo octanaje, pero aumenta el volumen de gasolina

La primera etapa (conversión de diolefinas a monoolefinas) se lleva a cabo a temperaturas entre 160°C y 208°C. La segunda etapa (hidrogenación de monoolefinas, desulfuración y denitrificación) requiere una temperatura

³⁴ BTU= British Thermal Units

moderadamente alta, entre 260°C y 339°C, para favorecer las reacciones químicas deseadas. Una vez que la nafta abandona la sección de reacción, ésta se envía a una columna despojadora para eliminar los compuestos más ligeros y los productos gaseosos (incluyendo H₂S y agua).

A continuación, la corriente de fondo de la despojadora se separa en dos fracciones: nafta ligera y nafta pesada, siendo esta última la corriente con la que se alimenta la Unidad RCA.

4.1.1.5. Reformación catalítica

La Unidad de Reformación Catalítica(RCA) convierte la fracción pesada de la nafta hidrotratada, obtenida en la Unidad HTN y la Nafta coking (proveniente de la unidad FCK) en hidrocarburos aromáticos de alto octanaje para la mezcla de gasolinas. Consiste principalmente en hornos de alimentación, una serie de reactores, separadores, compresor de gas de reciclo y una unidad de estabilización del producto.

El objetivo de esta unidad de reformado semi-regenerativo es mejorar el índice de octano de la nafta pesada hidrotratada de la Unidad de Hidrotratamiento de Nafta (HTN), produciendo una corriente de reformado (RON 100) con menos del 1,5% en volumen de benceno, gas rico en hidrógeno para su uso en la Unidad HTN, Unidad de hidrotratamiento de Nafta de FCC (HTF) y la red de distribución general de Hidrógeno y, producir gas licuado del petróleo (LPG).

La unidad de Reformado Catalítico de Nafta incluye las siguientes secciones:

- Sección de reacción.
- Sección de absorción.
- Sección de estabilización.

4.1.1.6. Craqueo catalítico fluidizado – FCC

Este proceso se basa en la ruptura de cadenas de carbono e hidrógeno, mediante la acción de un catalizador que favorece al rompimiento de esas cadenas obteniendo productos ligeros de mejor calidad.

La nueva Unidad de Craqueo Catalítico (FCC) procesa Gasóleos pesados y los "craquea" para producir compuestos con menor número de átomos de carbono, incrementando el número de octanaje de la gasolina. Los gases de tope de la unidad FCC son enviados a la nueva Unidad de Recuperación de Gases (RG1) con el objetivo de producir GLP.

El proceso de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) convierte las fracciones pesadas del crudo en fracciones más ligeras, productos de hidrocarburo más valiosos, a alta temperatura y presión moderada en presencia de un catalizador basado en partículas finamente divididas de sílice y alúmina.

Una de las importantes ventajas del craqueo catalítico fluidizado es la capacidad del catalizador de fluir fácilmente entre el Reactor y el Regenerador cuando es fluidizado con fase apropiada de vapor. En las Unidades FCC la fase vapor en el lado del Reactor es hidrocarburo vaporizado y vapor, mientras que en el lado del Regenerador el medio de fluidización es aire y gases de combustión. De esta forma, la fluidización permite que el catalizador regenerado caliente entre en contacto con el catalizador fresco alimentado; el catalizador caliente vaporiza la alimentación líquida y catalíticamente craquea la alimentación vaporizada para formar productos de hidrocarburo más ligeros. Una vez que los hidrocarburos gaseosos son separados del catalizador gastado, son enfriados y fraccionados en las corrientes producto deseadas.

El catalizador gastado separado fluye gracias al vapor de fluidización desde el Reactor al Regenerador donde el coque presente en el catalizador es quemado para restaurar su actividad. En el transcurso del quemado del coque se libera gran cantidad de calor.

La mayoría del calor de combustión es absorbido por el catalizador regenerado y es llevado al Reactor mediante la fluidización de este catalizador para suministrar el calor requerido para conducir el lado de la reacción del proceso. La capacidad de circular continuamente el catalizador fluidizado entre el Reactor y el Regenerador permite al FCC operar de forma eficiente como un proceso continuo.

4.1.1.7. Recuperación de gases

Trata específicamente las corrientes gaseosas y nafta inestable. También, las corrientes de GLP, TGL y FCK.

La Unidad de Recuperación de Gases, procesa los gases de tope y la Nafta de la Unidad FCC para producir GLP, Butano y Nafta. Dentro del alcance del proyecto se incluye en la unidad el tratamiento con amina y la separación del C3/C4 de las unidades FCC, FCK para producir GLP con una especificación de 70% mol de C3 / 30% mol C4, como alimentación a la Unidad TGL.

La unidad produce los siguientes productos:

- Gas combustible tratado con amina para eliminar H₂S que será enviado al sistema de fuel gas de la refinería.
- Gas Licuado del Petróleo (GLP) con la especificación (70% mol C3 / 30% mol C4) que será enviado a la unidad de TGL previo tratamiento con amina para eliminar H₂S.
- Butano excedente que será utilizado en la planta de hidrógeno, para mezclar con gasolina o para aportar al sistema de Fuel gas.

Nafta estabilizada (luego de tratada en la unidad de HTF) que será enviada a almacenamiento para la gasolina.

4.1.1.8. Hidrotratamiento de nafta

La nueva Unidad de Hidrotratamiento de Nafta de FCC (HTF) reduce el contenido de azufre de la gasolina procedente de la unidad FCC para cumplir las especificaciones de azufre mientras se minimiza la pérdida de octanaje. Esto se cumple mezclando el hidrógeno procedente de RCA y PHP (Unidad de Producción y Purificación de Hidrógeno) con la gasolina de FCC en un proceso catalítico de hidrosulfuración. Como productos se obtienen nafta ligera craqueada (LCN) y nafta pesada craqueada (HCN) con un contenido en azufre de 50 wt ppm. Los gases ácidos remanentes son tratados en la nueva Unidad RG2 y luego son enviados a la nueva Unidad de Aminas para su procesamiento.

El propósito de la unidad HTF es alcanzar una hidrosulfuración profunda de la nafta craqueada liviana (LCN) y la nafta craqueada pesada (HCN), procedentes de la unidad fraccionamiento catalítico (FCC). La mayoría del azufre presente en el “pool” de gasolina de la refinería proviene de la unidad FCC. Este producto es caracterizado también por un alto contenido olefínico. La tecnología convencional de desulfuración deriva en una bajada significativa del número de octano, debido a la saturación de olefinas de alto-octanaje a parafinas de bajo octanaje. A altos niveles de desulfuración, el número de octano (RON+MON) /2 puede ser reducido en 5 o 10 puntos, lo cual es inaceptable, El objetivo del proceso HTF es retirar el azufre evitando una bajada sustancial en el número de octano.

4.1.1.9. Hidrotratamiento de Diésel

La Unidad de Hidrotratamiento de Diésel (HTD) utiliza reacciones de hidrotratamiento para eliminar contaminantes de la alimentación. Estas reacciones se llevan a cabo a elevadas temperaturas y presiones en una atmósfera rica en hidrógeno con la presencia de un catalizador. Las temperaturas normalmente oscilan entre 290°C y 425°C y las presiones desde 35 kg/cm²(g) hasta por encima de 100 kg/cm²(g).

La unidad debe producir gasoil producto y nafta inestable.

4.1.1.10. Tratamiento de aminas

El propósito de la unidad AM2 es el de regenerar la disolución de amina que ha sido utilizada en diversas columnas absorbedoras de la refinería para limpiar gas de refinería y GLP entre otras corrientes. Para ello, la unidad despojará a la disolución de DEA de los componentes absorbidos en dichos usuarios (fundamentalmente H₂S y CO₂).

El objetivo de la Unidad de Tratamiento de Aminas es llevar a cabo la regeneración de la amina usada para eliminar el ácido sulfhídrico contenido en corrientes gaseosas o líquidas de la planta. El H₂S absorbido en la corriente de amina es separado en las columnas regeneradoras y enviado a la Planta de Ácido Sulfúrico. El gas dulce producido en las columnas de Absorción es usado como gas de refinería tratado. Por su parte, el LPG tratado será utilizado como producto con valor añadido.

La solución de amina empleada es una disolución acuosa al 25% wt. de dietanolamina (DEA).

4.1.1.11. Tratamiento de GLP - TGL

En la nueva configuración de la Planta se considera un nuevo proceso licenciado para eliminar los compuestos de azufre de las corrientes de GLP (RG1, RG2 y otras).

La unidad TGL está basada en la tecnología extractiva SULFREX, licenciada por AXENS, cuyo objetivo es eliminar compuestos de azufre, principalmente mercaptanos, H₂S y COS, de un modo continuo, de un corte de GLP agrio en estado líquido, procedente de la unidad aguas arriba FCC (RG1, LPG Section C3/C4 Splitter). El GLP dulce producto se dirige a Almacenamiento (T- 603/604/609). La soda cáustica usada para esta extracción se regenera por oxidación directa con aire en presencia de un catalizador.

4.1.1.12. Aguas agrias

El objetivo de la Unidad de Aguas Agrias es despojar el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco que acompaña a ciertos efluentes acuosos que se generan en determinadas unidades de proceso (Flexicoker, FCC, HTF, HTN, HTD, DV3, DP1 y RG2) obteniendo así un agua libre de ácido sulfhídrico y amoníaco (agua despojada) que puede volver a utilizarse como alimentación al Flexicoker para cierto tipo de servicios y/o enviarse a Tratamiento de aguas residuales y un gas ácido que se envía a la unidad de generación de ácido sulfúrico.

En sustitución de WS1, que será desmantelada, y para despojar las aguas que se generan en la unidad de destilación atmosférica (DP1) se instalará una nueva unidad de aguas agrias WS2. En esta unidad se despojarán también las aguas de la nueva unidad de vacío (DV3) y la nueva unidad de concentración de gases (RG2). Todas las aguas agrias generadas en FCC serán enviadas a WS2 en vez de a WS1 ya que son agua con las mismas características. Además de las aguas de FCC se despojarán en la nueva unidad WS2 los efluentes de las nuevas unidades: Flexicoker (FCK), Hidrotratadora de diésel (HTD), Hidrotratadora de naftas (HTN) y la Hidrotratadora de nafta de FCC (HTF).

Hasta aquí se han mencionado las unidades principales que conforman este proyecto. A la vez se han mencionado algunos detalles de funcionamiento, de consumo y de producción. La importancia del punto 5.1 radica en que dichos activos sustentan gran parte del monto de inversión. Siendo que, del total invertido, 5400 MMUSD, la inversión en Unidades de Proceso, alcanza la cifra de 2679 MMUSD.

Como se mencionó al inicio de este punto, los activos principales (Unidades de proceso) han sido mencionados y detallados en cuanto a su función principal, y a su capacidad de producción y necesidades de alimentación (corriente in y corriente out).

Del mismo modo, esto sustenta gran parte no solo de la inversión, sino además de la infraestructura necesaria y de la tecnología que el proyecto necesita para cumplir el objetivo de producir Gasoholes y demás derivados

que se ajusten a la legislación ambiental vigente. Con la adquisición de estos activos, es que el proyecto logra rentabilizar la inversión, que dicha adquisición significa. Esto responde a unos de los criterios principales, evaluados para este tipo de mega proyectos de refinación, este criterio es el de rentabilizar la inversión en proyectos refineros a través de “**La capacidad de conversión**”, esto quiere decir, “**¿Qué derivados, de alto nivel comercial, es capaz de producir la refinería?**”, es así que gracias a la adquisición de los activos antes mencionados se marca una primera fase para la producción de estos derivados de alto valor comercial.

La otra fase, o los otros activos necesarios para poder completar todo el proceso de refinación esperado con este proyecto, son los que se engloban en lo que denominaremos Unidades Auxiliares. Estas unidades suman una inversión total de 891 MMUSD.

Por tanto, en este capítulo, mencionaremos los equipos necesarios y que han sido clasificados como Unidades Auxiliares, las cuales son todas unidades recién adquiridas (nuevas).

4.1.1.13. Unidades auxiliares

Unidades Auxiliares (UA): proveerán el suministro de hidrógeno, nitrógeno, tratamiento de gas ácido para producción de ácido sulfúrico, gestión de diferentes tipos de aguas, electricidad, vapor y tratamiento de condensado. Entre los principales servicios considerados tenemos: aire, vapor, agua de enfriamiento, energía eléctrica, nitrógeno y gas combustible.

Se consideran también en este punto: plantas, facilidades, edificios, instrumentación, químicos, catalizadores, implementación de laboratorio, software, etc.; todos estos necesarios para la operación de las unidades de proceso del esquema de refinación.

Las unidades de auxiliares son:

- PHP - Planta de Producción y Purificación de Hidrógeno
- WSA - Planta de Ácido Sulfúrico
- TKT - Unidad de Tratamiento de Keroseno

- OX - Unidad de Tratamiento de Cáustico Gastado
- GE - Planta de Cogeneración
- SGV - Sistema de Vapor
- RCO - Sistema de Recuperación de Condensados
- TKS - Almacenamiento de Crudos, Productos Intermedios Y Productos Finales
- SWC/CWC - Sistemas de Agua de Mar y Circuito Cerrado de Enfriamiento
- SWI - Sistema de Captación de Agua de Mar
- SWO - Sistema de Evacuación de Efluentes
- WWS - Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
- SA2 - Tratamiento de Aguas Sanitarias FWS - Sistema de agua contra incendios
- NIS - Sistema de Inertización con Nitrógeno
- OR2-DM2-STA – Plantas de Desalación de Agua y Sistema de Distribución
- ASC - Instalaciones de Ácido Sulfúrico
- SLP - Sistema de Almacenamiento y Tratamiento de Aguas Aceitosas /SLOP
- BAW Mejoras en la Planta de Lastre
- SCR - Sistema de Combustibles de Refinería
- CAF - Instalaciones de Soda Cáustica
- Edificaciones (Oficina administrativa/técnica, Laboratorio, Sala de Control etc.)
- INT – Interconexiones
- Mejoras a las instalaciones de los Muelles
- Otras instalaciones nuevas

4.2. Otros servicios

El agua de enfriamiento será tomada de, y de vuelta a, el Océano Pacífico. Al tomar el agua del océano, su temperatura será menor que el agua de la bahía de Talara, mejorando la transferencia de calor en toda la planta. Será separada de otras corrientes de aguas de tal forma que no tendrá que ser tratada para cumplir con los requisitos ambientales antes de su descarga. El vapor será generado por calderas CO que queman gas del Flexicoker (Flexigas) o flue gas rico en CO del regenerador FCC. Así mismo, son necesarios otros servicios industriales, como lo son los de almacenamiento y despacho, además de la construcción de nuevos edificios, en donde se puedan establecer las distintas áreas que llevarán a cabo las tareas de Ingeniería, Construcción, Procura, Comisionamiento, Control de Gestión, entre otras.

Es así que tenemos dos principales servicios industriales como son:

- **Sistemas de almacenamiento:** Consiste en la construcción de tanques de almacenamiento que, junto a los tanques existentes y un moderno sistema de instrumentación, monitoreo y seguridad, permitirán una eficiente preparación y almacenamiento de los productos de refinería.
- **Sistema de despacho:** Permitirá recibir y despachar en forma simultánea con el actual Muelle de Carga de Liquida (MU1) los nuevos productos e insumos de la refinería como GLP, gasolinas de bajo azufre, diésel de bajo azufre, TAME, Turbo A-1, Biodiesel, ácido sulfúrico, alcohol, Biodiesel, etc.

4.3. Controles e instrumentación

El proyecto cuenta con un altísimo nivel de ingeniería en cada uno de sus procesos, por lo cual, se ha estimado que, para el arranque de la planta, será necesario contar, no solo con equipos que permitan el control automatizado de toda la refinería, sino con personal altamente capacitado y calificado, para la operación del mismo.

De igual modo, se comprarán licencias para poder contar con otros sistemas, que otorguen información en tiempo real, y permitan el control en remoto, por ejemplo: la apertura o cierre de válvulas.

La integración de sistemas y las interconexiones son aspectos clave, en el control de la nueva planta, siendo el tiempo de respuesta en procesos y más aún en alguna emergencia, el factor crítico a controlar.

De igual importancia, también tenemos como mecanismo de control en nuestro proyecto, la Normativa Euro VI, a través de la cual la refinería busca operar y producir combustibles que cumplan las más altas exigencias medioambientales del mundo. Este se configura como uno de los beneficios principales a obtener con este proyecto. Por tanto, será obligación de la empresa la implementación, cumplimiento y monitoreo de dicha norma ambiental.

- **Simulador de entrenamiento:** (OTS por sus siglas en Inglés) que estará conformado por cuatro sistemas personalizados e independientes con modelos de alta fidelidad, uno para cada una de las siguientes unidades de Proceso:
 - Flexicoking (FCK)
 - Craqueo Catalítico Fluido (FCC)
 - Hidrotratamiento de Diésel (HTD)
 - Reformación Catalítica y Separación de Nafta (RCA)

La implementación del Sistema OTS consiste en modelos dinámicos de información, creación de escenarios de simulación para el arranque, condiciones normales, parada, problemas comunes en planta, condiciones anormales y condiciones críticas de seguridad, integración de software y hardware, capacitación en uso de OTS.

- **System One:** Sistema avanzado de monitoreo de vibraciones System One que efectúa análisis automático de los datos proporcionados por el sistema de monitoreo de vibraciones de los equipos rotatorios críticos.
- **Normativa Euro VI:** La Norma Euro V/VI es un programa de medidas reglamentarias de la Comisión Europea y aprobadas por el Parlamento Europeo por el que se establecen los requisitos técnicos para la homologación de los vehículos de motor en lo que se refiere a las emisiones.

El diseño original de este proyecto está orientado a la producción de Combustibles bajo la normativa EURO IV.

El Perú muestra una tendencia a evolucionar hacia regulaciones más estrictas de combustibles, tanto por tendencia regional, política ambiental, como por la evolución del parque automotor peruano, se espera que tarde o temprano, la refinería de Talara se encontraría frente a la necesidad de ajustar su configuración para mantener su posición competitiva, por tal razón se vio en la necesidad de actualizar su configuración para adecuarse a la Norma EURO VI, donde el contenido de azufre es el parámetro clave en dicha regulación.

En la Figura 58 se muestra las diferentes ppm de azufre, con las que los diferentes países comercializan sus productos refinados.

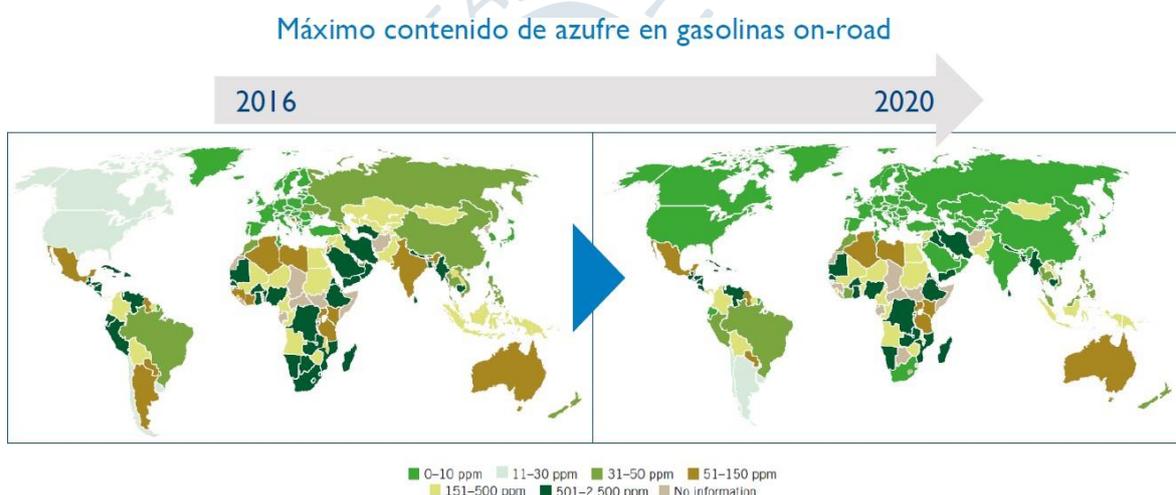


Figura 58. Contenido de azufre a nivel mundial

Fuente: Arthur D'Little

Otros sistemas, equipos, interconexiones y modernizaciones:

- Equipos y sistemas de ataque contra incendios.
- Interconexiones y modernización del Sistema Eléctrico
- Integración de SSEE, SO4, SO7
- Integración del Sistema de Telecomunicaciones

4.4. Ubicación de unidades

Para la ubicación de las unidades, tanto de procesos como las auxiliares, se tomó en cuenta la necesidad de interconexiones entre estas, las interconexiones entre unidades es sinónimo de inversión.



Capítulo 5

Costos del proyecto

En el presente capítulo, se darán a conocer el costo (monto) de inversión y el sustento de dicho monto. Así mismo, se estimará los ingresos proyectados, generados por la refinería en sus condiciones técnicas actuales (capacidad), sobre ellos se estimarán indicadores, como VAN y TIR, los cuales serán comparados con los indicadores obtenidos en el capítulo 3. Con dicho análisis, se responderá a la pregunta, si conviene o no, llevar a cabo el proyecto de refinación.

Durante los años 2021 hasta el 2045, se considera como horizonte de planeación según las nuevas características técnicas que tiene como objetivo el proyecto. Durante estos años, se han estimado los OPEX, los cuales se han dividido en costos operativos y costos de mantenimiento, los cuales también se detallarán en los siguientes apartados. Se han estimado también los gastos de personal, para los años de evaluación considerados en esta evaluación económica.

5.1. Comparación de decisiones (Hacer vs No hacer)

Este proyecto de refinación, se ajusta al concepto financiero de **“ampliación de capacidad”**, y además se dio inicio a la fase inicial, en el año 2014. Por tanto, se debe sustentar la decisión tomada respecto a qué es más rentable, si seguir operando bajo las especificaciones técnicas actuales o llevar a cabo el proyecto, si bien el proyecto ya se encuentra en ejecución, es de justicia, realizar el análisis para conocer las ventajas de la ejecución del mismo.

Para esto, necesitamos el Mix de productos que se comercializan bajo la configuración actual, el costo de las materias primas según la capacidad de producción de la UDP, los precios de venta de los productos refinados y la fecha de corte de actividades según las exigencias medioambientales. Del mismo modo, necesitamos las cargas de crudo y los precios, para poder, obtener a partir de ellos los costos de producción. Lo que se busca con ello, es medir financieramente el resultado de continuar operando bajo las características actuales de la refinería y determinar cuál será el Valor Actual Neto de dichas operaciones, para poder hacer una comparación con el Valor Actual Neto para el proyecto de ampliación de la refinería.

Por tanto, el supuesto inicial es: tener ya en operación una refinería con capacidad de refinación de 65 mbpd y sin conversión profunda. A este supuesto le llamaremos “Situación inicial”. Al no contar con conversión profunda y al producir derivados que contienen más de 50ppm de azufre, la refinería se verá afectada por la regulación ambiental, la cual, periódicamente viene recortando los lugares (departamentos) permitidos para la comercialización de productos derivados del petróleo con estas características. Siendo así, se espera que para los años 2020, 2021, 2022 y 2023 se requieran mayores niveles de Diésel de Ultra bajo azufre (ULS) importado, así como de elevadores de octanaje (HOGBS), para poder cumplir con las exigencias ambientales en la comercialización a nivel de todo el Perú. Estimando un cierre de operaciones, debido a los altos costos de importación y a la no adecuación técnica de la planta existente, para el año 2023, fecha tentativa en que el ejecutivo exigirá a las empresas refineras del Perú, la comercialización en todo el país, de diésel que contenga menos de 50ppm de azufre. Estos años de operación generan flujos (calculados de manera anual) los que permitirán determinar los ingresos y la rentabilidad de continuar operando bajo dichas condiciones.

La “Situación 2” hace referencia a la decisión de llevar a cabo el proyecto. El que requiere una inversión, especificaciones técnicas, como capacidad de refinación de 100 mbpd y contar con unidades de conversión profunda. Para este nuevo esquema también se calcularon ingresos y egresos, llegando a flujos anuales, para con ellos estimar los indicadores de rentabilidad (VAN).

Para la Situación 1, tenemos los siguientes ingresos de crudo, por tipo, necesarios para la configuración actual:

Tabla 29. Ingresos de crudo, esquema actual

Ingresos de crudo
Barret
ONO
Iquitos
Natural Gas
Diésel ULS
HOGBS

Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo, tenemos los productos que se obtienen con los ingresos (cargas) de crudo mencionados:

Tabla 30. Salidas de productos, esquema actual

Salidas de productos
LPG A (70P/30B) to Peru
Naphtha
84 RON to Peru
90 RON to Peru
95 RON to Peru
Jet A1 to Peru
Diésel alto en azufre -3000ppm to USGC
Fuel Oil #6 Industrial to Peru
Fuel Oil R500 to Cent. America
Asphalt to Peru

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de indicadores de ambas situaciones, se construyó un flujo de caja económico, siendo que para la situación 1 (sin proyecto) se tomó como año crítico el 2023, que es en donde se genera el primer flujo negativo, debido al aumento de los costos, por el aumento de las importaciones de ULS³⁵ y de HOGBS³⁶, necesarios para poder seguir comercializando. Así mismo, tenemos una disminución continua en las ventas de Diésel de alto azufre, producido por la refinería, como efecto inmediato a la aplicación de ley ambiental, ello genera una disminución en los ingresos por ventas. Todas las proyecciones, indican que las importaciones se tornarán elementales para poder continuar con la

³⁵ Ultra Low Sulfur

³⁶ Elevadores de octanaje

operación, lo cual genera flujos negativos para los años posteriores, más aún con el incremento en la demanda de combustibles líquidos en el país.

Siendo así, tenemos los siguientes indicadores para la Situación 1:

Tabla 31. Indicadores Situación 1

Indicadores sin proyecto	
WACC	5.44%
TASA	\$225.65

Fuente: Elaboración propia

Se consideró como horizonte, los años 2012 al 2045. Sin embargo, se puede realizar el ajuste a fecha actual, es decir, tomando como fecha de inicio el 2019 y fecha final al 2045. Con lo cual, tendríamos los siguientes indicadores:

Tabla 32. Indicadores Situación 1 años 2019 al 2045

Indicadores sin proyecto	
WACC	5.44%
TASA	-\$2,208.04

Fuente: Elaboración propia

Para la Situación 2, se consideró la inversión de 5000 MMUSD, horizonte de 2012 a 2045, tasa Wacc de 5.44%, con lo que se tienen los siguientes indicadores:

Tabla 33. Indicadores situación 2

Resumen indicadores con proyecto	
VAN	922.78
WACC	5.44%
PAYOUT	11

Fuente: Elaboración propia

Teniendo como horizonte del año 2012 al 2045, obtenemos un VAN de 922.78 millones de dólares. Sin embargo, al igual que en la Situación 1, podemos ajustar el análisis al año 2019, en adelante, que es el año en que se realiza este análisis. Para ello podemos apoyarnos en el criterio de costos hundidos, debido a los desembolsos realizados en años previos, los cuales tienen la característica de ser irre recuperables. Por tanto, los indicadores, bajo un horizonte de planeamiento del 2019 a 2045, serían:

Tabla 34. Resumen de indicadores con proyecto (2019-2045)

Resumen indicadores con proyecto (2019-2045)	
VAN	4,039.06
WACC	5.44%
PAYOUT	5 años

Fuente: Elaboración propia

En resumen, un proyecto de refinación (nuevo o decisión de ampliación), con una capacidad de refinación de 100 mbpd, con unidades de conversión profunda, y con una vida útil (para la evaluación financiera) de 25 años, ajustado con una tasa wacc de 5.44%, alcanza un VAN de 922.78 millones de dólares y logra una TIR de 7.56%. Estos indicadores financieros, son positivos para el nivel de inversión, el rubro en el que se plantea el proyecto y el nivel de riesgo aceptado por la empresa y por los inversionistas.

Sin embargo, y tal como se mencionó al inicio de este capítulo, se busca detallar los beneficios que puede alcanzar un proyecto de esta naturaleza. Siendo así, que muchas veces suele suceder que, en el camino, se realicen nuevos análisis complementarios, debido a desviaciones en la inversión, y en los precios y cantidades proyectadas, ante lo cual se hace necesaria la sensibilización de los “*Economic cash flow*”, y se enfrentan –los directores- a toma de decisiones racionales respecto a la continuación o no del proyecto.

Es de establecer una fecha de corte, en la cual se realice la comparación de decisiones, si continuar o detener el proyecto, estimando las ventajas o desventajas de dicha decisión. Muchas veces se aplica el concepto de “**costos hundidos**” en la etapa de inversión, con la finalidad de maximizar el retorno y mejorar los indicadores. El criterio de los costos hundidos es usado con mucha frecuencia en proyectos de inversión en la industria de los hidrocarburos, siempre respondiendo a las exigencias financieras internacionales y del país en donde se viene ejecutando la inversión.

Ante esto, Arturo Vásquez Cordano, director de estudios económicos de Osinergmin, afirma lo siguiente:

“La refinación es una actividad que involucra fuertes inversiones hundidas e importantes economías de escala, lo que puede restringir la inversión en nuevos activos de refinación ante un crecimiento de la demanda”.

5.2. Inversión de capital para la ejecución del proyecto

Como se ha mencionado, la inversión total asciende a 5000 MMUSD. Este monto, no considera los intereses por financiamiento, pues al tratarse de una evaluación económica, a través de la construcción de un flujo de caja económico, no se debe considerar el costo de los financiamientos. Ello deberá considerarse en la preparación del flujo de caja financiero. Se estima que este proyecto, se encuentre listo para diciembre 2020 y que entre en actividad en el primer trimestre del 2021.

5.3. Costos fijos y variables

La importancia de este apartado es conocer el criterio utilizado para agrupar los costos según la naturaleza fija o variable. Siendo así tenemos:

➤ **Costos variables**

Referidos a productos químicos y catalizadores, principalmente. El gas combustible, deberá ser suministrado por alguna de las operadoras del país, como podría ser el caso de la estatal Petroperú, ya que ésta cuenta con procesos de refinación, y el gas es uno de los subproductos obtenidos en sus procesos. Los demás servicios, como electricidad, vapor de agua y otros serán recibidos mediante contrato de suministros de servicios.

➤ **Costos fijos**

Referidos a mano de obra (directa e indirecta), mantenimiento, seguros y gastos generales.

5.4. Gastos de personal

Se incluyen aquí, las horas hombre demandadas totales, y se hace una distinción entre mano de obra calificada y no calificada. Es importante mencionar que estos gastos de personal, han sido proyectados para la etapa de inversión, que es la variable a cubrir (económicamente) para poder cumplir con los plazos de ejecución.

Siendo así, se estima un total de 3600 trabajadores, los que al 2019, acumularán un total de 50 millones de horas hombre (directas). Haciendo la distinción por mano de obra tenemos:

- Mano de obra calificada: 3200
- Mano de obra no calificada 400



Conclusiones

1. La economía peruana, destaca respecto a la de los demás países Sudamericanos, logrando cifras positivas en cuanto a crecimiento del PBI. Lo que es un factor importante, como estímulo para la inversión.
2. La matriz energética en el Perú, es mayoritariamente sustentada por la producción, refinación y comercialización de combustibles fósiles.
3. El sector hidrocarburos en Perú, mantiene un crecimiento constante en demanda interna de combustibles líquidos, ello como efecto directo de otras variables, como lo son el crecimiento poblacional, de la industria y del parque automotor.
4. El estado, a través de sus organismos, viene incentivando la inversión en el sector Oil & Gas, a fin de aumentar la producción y de satisfacer la demanda interna de combustibles.
5. Un proyecto de refinación, llevado a cabo en el norte del Perú, el cual considere 100 mbpd como capacidad de refino, procesos (unidades) de conversión profunda, una inversión de 5000 mmusd, logra indicadores de rentabilidad positivos.
6. El Perú, muestra dos condiciones elementales que sustentan y permiten llevar a cabo un proyecto de refinación, la demanda interna, la cual no es cubierta, y la rentabilidad del proyecto, pues la Utilidad Bruta es positiva año a año, y los indicadores de rentabilidad (VAN y TIR) son positivos.
7. Este proyecto de refinación, logra los siguientes indicadores:

$VAN = 922.78$

$TIR = 7.57\%$

PAYOUT = 11 años

8. De ser necesario, ya en etapa de inversión, se puede utilizar el criterio de costos hundidos, a fin de no considerar aquellas inversiones antiguas y con carácter de irrecuperables o que no deben ser consideradas en la toma de decisiones, si lo que se evalúa es la continuación del proyecto.
9. Es menester, llevar a cabo proyectos de refinación que consideren procesos de conversión profunda, para así aprovechar los residuales de vacío.
10. Una mayor producción de Diesel ULS, así como de Gasohol 90, son los derivados que sustentan en gran parte la rentabilidad del proyecto.
11. Todas las empresas refineras del país, deben ajustarse a las leyes medioambientales promulgadas por el ejecutivo.
12. Para la Simulación de Montecarlo se consideraron los precios del crudo (WTI), el Diesel ULS y del Gasohol 90, por ser los de mayor importancia.
13. Para el Método Generalizado de Momentos, se consideraron riesgos que puedan afectar la operatividad del proyecto, y que no hayan sido considerados en la simulación de Montecarlo ni en el Cash Flow. Mediante tablas de contingencia y juicio experto se seleccionaron: Tipo de cambio, Paradas no programadas, Conflictos sociales, Suministro de energía, Suministro de feedstock.
14. Existen múltiples externalidades (beneficios), relacionadas con este tipo de mega proyectos de inversión, como son los nuevos puestos de trabajo, mayor demanda de alojamiento, alimentación, insumos, menores indicadores de contaminación.
15. La integración vertical en empresas de hidrocarburos resulta muy beneficiosa para los resultados económicos. Claros ejemplos de ello, son los resultados obtenidos por Ecopetrol, Petroecuador y Petrobras, quienes llevan a cabo sus operaciones de manera integrada.

Recomendaciones

1. Contratación de personal con experiencia en megaproyectos de refinación. No solo en el área de ingeniería, sino también en área legal, económica y contable.
2. El área de finanzas debe estar muy bien estructurada y liderada por personal con experiencia en megaproyectos.
3. Debido al tamaño de la estructura organizacional, se necesita independencia en la toma de decisiones en las diferentes gerencias. Ello permitirá acortar los tiempos de ejecución de los planes de acción.
4. Se recomienda el apoyo de empresas especializadas en identificación, cuantificación y control de riesgos, tanto para la etapa de inversión como para la etapa de operación.
5. Todo el diseño del proyecto debe estar listo a priori, antes de tomar la decisión de iniciar los trabajos, considerando el personal y los procedimientos necesarios en cada una de las áreas involucradas.
6. El análisis del macro y micro entorno, es elemental en este tipo de megaproyectos, una pequeña variación en uno de estos factores, puede cambiar todo el proyecto e incrementar los niveles de inversión.
7. Tener mapeados a los actores sociales, como lo son las poblaciones aledañas y los sindicatos, pues cualquier disturbio, genera una mala imagen empresarial, y las huelgas o protestas, generan días perdidos, lo cual incrementa el monto de inversión.
8. Se recomienda la integración vertical de la empresa, abarcando operaciones upstream y downstream, con el objetivo de asegurar suministro y puntos de venta, así como asegurar menores costos de materia prima (crudo).

Referencias Bibliográficas

- Aliaga, Carlos. *Matemática Financiera: Anualidades y Perpetuidades, Soluciones*. Perú. ECITEC S.A, 2011. 294 pp.
- Allen, Frankling; MYERS, Stewart C. y BREALEY, Richard A. *Principios de Finanzas Corporativas*. 9na ed. Mc GRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. 976 pp.
- Alvarado Pintado, L., & Agurto Mejía, L. (2013). *Estadística para Administración y Economía*.
- Alturi S., Liu N., Sablok A., Weaver T., *Dynamic analysis of riser release and lowering*. ASME 2010 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2010. June 6-11, Shanghai, China (2010).
- Arroyo, Antonio M. y PRAT, Margarita. *Dirección Financiera. 3era ed.* Ediciones Deusto. 430 pp.
- Berk, Jonathan y Demarzo, Peter. *Corporate Finance*. España: Thomson Editores Spain Paraninfo S.A., 2008. 388 pp.
- Brealey, Richard A; Myers Stewart C. y Marcus, Alan J. *Fundamentos de Finanzas Corporativas*. 5a ed. Mc Graw-Hill/Interamericana Editores, S.A. de C.V. 764 pp.
- British Petroleum. (2016 - 2017). BP Statistical Review of World Energy.
- Canals, Jordi, FAUS, Josep. *Las Decisiones de Inversión*. Ediciones Folio S.A Barcelona, 1997.
- Denia, A., & Mauleón, I. (1995). *Método Generalizado de Momentos*. Universidad de Alicante.

- D'Little, A. (2008). Deloitte Perú, consorcio PMO, área de riesgos PMRT. (K. Arroyo, Entrevistador) Brasil: Universidad de Sao Paulo.
- D'Little, A. (2008). *Estudio de Factibilidad del PMRT*.
- Douglas, Considine. *Tecnología del Petróleo*. Redactado por 142 especialistas. Publicaciones Marcombo S.A
- Gallo Costa, Jorge. *Alternativas de inversión y fuentes de financiamiento empresarial*. Universidad de Piura, 2013. 203 pp
- Ministerio del Ambiente Perú. (s.f.).
- Osinergmin. (2005). *Demanda de combustibles*.
- Osinergmin. (2015). *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú*.
- Osinergmin. (2017). *Industria de los hidrocarburos líquidos en Perú*.
- PEMEX. (s.f.). Visión de negocios, 2017-2021.
- Petroperú. (julio de 1969). Recuperado el 2018, de [https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=525/Historia de Petroperú](https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=525/Historia%20de%20Petroperu)
- Petroperú. (2014). *Ley 30130*. Obtenido de <https://www.petroperu.com.pe/pmrt/ley-30130/>
- Valera Moreno, Rafael. *Matemática financiera: conceptos, problemas y aplicaciones*. 7ma ed. Perú. Universidad de Piura 2016. 356 pp.
- Venegas Martínez, F. (2008). *Riesgos financieros y económicos. Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre*.