



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**OPTIMIZACIÓN DE LA LOGÍSTICA DE
ABASTECIMIENTO TERRESTRE Y MARÍTIMA PARA LA
DEMANDA PROYECTADA 2016-2030 DE ENAP**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

FELIPE ANDRÉS CERÓN SPIKIN

PROFESOR GUÍA:

RICARDO SAN MARTÍN ZURITA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODOLFO URRUTIA URIBE

FERNANDO ORDOÑEZ PIZARRO

SANTIAGO DE CHILE

2016

OPTIMIZACIÓN DE LA LOGÍSTICA DE ABASTECIMIENTO TERRESTRE Y MARÍTIMA PARA LA DEMANDA PROYECTADA 2016-2030 DE ENAP

El trabajo de memoria se realizó en la empresa ENAP, la única refinería de petróleo en Chile y la segunda empresa estatal más grande del país. La compañía es líder en cuanto a la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos, siendo sus principales productos gas licuado, gasolina, kerosene y diésel. Cuenta con tres refinerías, cinco terminales marítimos, lugares de almacenamiento y oleoductos. La empresa tiene ganancias aproximadas de US\$ 157 millones de dólares al año, generadas por 11,4 millones de m^3 de producto. El año 2014 logró una participación de mercado de 60%, y tuvo costos logísticos de 160,798,000 USD.

El trabajo consistió en la planificación y distribución de producto, en base a la demanda futura que la empresa estimó para el período entre 2016 y 2030. La demanda actual tendrá un crecimiento para dicho período, y el sistema logístico actual no sería capaz de enfrentarla. Para dicho período, la empresa ha decidido invertir en sus refinerías, teniendo como resultado mayores requerimientos logísticos. Por ello, se busca adaptar la distribución de combustibles líquidos a través de vías marítimas y terrestres a los nuevos volúmenes de refinación. En conjunto, estas distribuciones representan un 67% de los costos logísticos de la empresa.

Actualmente, no existe un modelo estratégico que integre estas distribuciones y en consecuencia, no se podrían observar las nuevas necesidades de distribución. El trabajo consistió en realizar un modelo agregado de la red logística global de ENAP, que permitiese determinar las nuevas necesidades de distribución de manera óptima. El objetivo principal fue la realización de esta metodología y la obtención de resultados mediante el posterior análisis de requerimientos logísticos. El trabajo es relevante pues pretende optimizar la inversión futura de ENAP.

La metodología de la memoria consistió en estudiar modelos de distribución y métodos de optimización, analizar las demandas futuras, formular problemas de programación lineal, realizar un modelo y evaluar los requerimientos futuros de logística. Por último se propusieron diferentes estrategias para enfrentar la demanda para distintos escenarios.

La propuesta final considera un Costo Actual Neto de 1.034 miles de millones de dólares. Además, se rescata que es beneficioso traspasar demanda de Kerojet al Oleoducto Sur. Esta propuesta considera un costo promedio de US\$ 137 millones de dólares al año, que corresponde a un aumento de 24% respecto a los costos de distribución marítima y terrestre estimados para 2015. Se estudió además el efecto en el indicador *Costos/Demanda*. Según la propuesta, este indicador empeoraría 1,9%, lo cual pareciera ser aceptable, dado el monto de inversión y que la empresa funciona al tope de sus capacidades.

Esta propuesta rescata las mejores alternativas y potenciales escenarios. Entre trabajos futuros importantes destaca la inclusión de ingresos y manejo de inventario en horizontes más pequeños.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, mis amigos, a mi tutor y amistades de ENAP, a los profesores y a la universidad.

Tabla de Contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1.1. Planteamiento.....	1
1.1.2. Justificación.....	2
1.2. ALCANCES	4
1.3. OBJETIVOS	6
CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES GENERALES.....	7
2.1. INDUSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO	7
2.2. LA CADENA DE SUMINISTROS DEL PETRÓLEO.....	8
2.3. LA EMPRESA	11
2.4. LOGÍSTICA DE ENAP	13
2.5. ESTADO DEL ARTE	17
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE DEMANDA.....	20
3.1. DEMANDA 2015	20
3.2. DEMANDA FUTURA 2016-2030.....	23
CAPÍTULO 4: SITUACIÓN ACTUAL	26
4.1. BUQUES	26
4.1.1. Capacidad.....	26
4.1.2. Costos	29
4.1.3. Contratos de Buques.....	30
4.2. OLEODUCTOS	31
4.2.1. Oleoducto Concón-Maipú	32
4.2.2. Oleoducto Sur.....	33
4.2.1.1. Capacidad.....	33
4.2.1.2. Costos	37
4.3. INVENTARIO.....	38
4.4. CONTRATOS CON CLIENTES	38
CAPÍTULO 5: ENFOQUE DE SOLUCIÓN Y MODELAMIENTO	41
5.1. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE OLEODUCTOS.....	41
5.1.1. Aditivo	42
5.1.2. Estaciones Intermedias.....	44
5.1.3. Ampliaciones de Oleoducto Sur.....	45
5.1.4. Bombas	47
5.1.5. Vida Útil	48
5.1.6. Costos	49
5.1.6.1. De Inversión.....	49
5.1.6.2. De Operación.....	51
5.2. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE BUQUES	52
5.3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN	56
5.3.1. Índices	57
5.3.1.1. Comunes	57
5.3.1.2. Oleoductos	58
5.3.1.3. Buques.....	58
5.3.2. Parámetros	58

5.3.3.	<i>Variables</i>	61
5.3.4.	<i>Función Objetivo</i>	63
5.3.5.	<i>Validación</i>	64
CAPÍTULO 6: RESULTADOS		66
6.1.	INTRODUCCIÓN	66
6.2.	RESULTADOS CASO BASE	66
6.3.	ESCENARIOS.....	70
6.3.1.	<i>Traspaso de Demanda de Oleoducto Concón Maipú a Ducto Sur</i>	71
6.3.2.	<i>Variación en Demanda de Gasolina y Diésel</i>	72
6.4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	74
6.4.1.	<i>Buques</i>	74
6.4.2.	<i>Oleoducto Sur</i>	77
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y ESTUDIOS POSTERIORES		78
7.1.	CONCLUSIONES	78
7.2.	ESTUDIOS POSTERIORES.....	80
BIBLIOGRAFÍA		82
ANEXOS		84
A.1.	PRODUCTOS ENAP	84
A.2.	FLUJOS DE CAJA.....	84
A.2.1.	<i>Escenario De 2% De Traspaso de Kerojet</i>	85
A.2.2.	<i>Escenario De Menor Demanda</i>	86
A.2.3.	<i>Escenario De Mayor Demanda</i>	87
A.3.	ECUACIONES DEL MODELO.....	88
A.3.1.	<i>Definición de Siglas y Otros</i>	88
A.3.2.	<i>Ecuaciones Refinerías</i>	89
A.3.3.	<i>Ecuaciones Ducto Sur</i>	90
A.3.4.	<i>Ecuaciones Ducto Concón Maipú</i>	94
A.3.5.	<i>Ecuaciones Buques</i>	95

Índice de Tablas

Tabla 1: Costos Logísticos 2014	4
Tabla 2: CAGR Agregado para cada zona	24
Tabla 3: Crecimiento Proyectado Productos Combustibles Más Demandados	25
Tabla 4: Características de Buques Arrendados Por ENAP	26
Tabla 5: Demanda Agregada Promedio Por Zona.....	28
Tabla 6: Costos Variables de Buques: Recalada, Navegación, Carga y Descarga.....	29
Tabla 7: Costos Totales Buques	30
Tabla 8: Bombas Del Oleoducto Sur.....	32
Tabla 9: Detalle Oleoductos	33
Tabla 10: Volumen Máximo por Producto.....	35
Tabla 11: Límites de Retiro de Producto por Punto de Descarga	35
Tabla 12: Detalle de Bombas Estación Biobío.....	37
Tabla 13: Costos de Envío Oleoducto Sur	38
Tabla 14: Aumento en Volumen Mensual dada la Inclusión de una Estación Intermedia.....	45
Tabla 15: Aumento Porcentual Requerido para llegar a 14" de Diámetro	47
Tabla 16: Aumento en Volumen dada una Ampliación a 14"	47
Tabla 17: Aumento en Volumen dada una Renovación de Motores de Bombas	48
Tabla 18: Vidas Útiles de Estrategias.....	49
Tabla 19: Costos de Inversión	51
Tabla 20: Costo de Envío de Producto desde Biobío o Concón.....	51
Tabla 21: Productos Demandados Para Distribución Marítima por zona	52
Tabla 22: Capacidad por Buque y Producto.....	53
Tabla 23: Costos de Uso Buques Adicionales.....	54
Tabla 24: Costos de Arriendo Buques Adicionales.....	54
Tabla 25: Capacidades de Buques Adicionales.....	55
Tabla 26: Factibilidad de Vueltas de Buques Totales	56
Tabla 27: Buques Arrendados según el Modelo año 2015.....	65
Tabla 28: Flujos Ducto Sur Modelo vs. Realidad	65
Tabla 29: Resultados Modelo Distribución Marítima	67
Tabla 30: Estrategias Óptimas Oleoducto Sur por Año	67
Tabla 31: Flujo de Caja Caso Base 2016-2023	69
Tabla 32: Flujo de Caja Caso Base 2024-2030	69
Tabla 33: Escenarios vs. Indicador.....	70
Tabla 34: CAN según escenario	73
Tabla 35: 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Handy”	75
Tabla 36: 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Small”.....	75
Tabla 37: 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Handy”	76
Tabla 38: 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Small”.....	76
Tabla 39: Flujo de Caja traspaso 2% Kerojet 2016-2023.....	85
Tabla 40: Flujo de Caja traspaso 2% Kerojet 2024-2030.....	85
Tabla 41: Flujo de Caja Escenario Menor Demanda 2016-2023	86

Tabla 42: Flujo de Caja Escenario Menor Demanda 2024-2030	86
Tabla 43: Flujo de Caja Escenario Mayor Demanda 2016-2023	87
Tabla 44: Flujo de Caja Escenario Mayor Demanda 2024-2030	87

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Consumo Nacional De Combustibles.....	7
Ilustración 2: Cadena de Suministros ENAP.....	9
Ilustración 3: Consumo Nacional de Combustible y Ventas ENAP	11
Ilustración 4: Estructura ENAP	12
Ilustración 5: Porcentaje de Venta a Principales Clientes y Mix de Productos ENAP	13
Ilustración 6: Distribución Marítima y Terrestre de Producto	15
Ilustración 7: Oleoductos ENAP	17
Ilustración 8: Distribución de Ventas ENAP RM y RP.....	20
Ilustración 9: Evolución Demanda 2015	21
Ilustración 10: Demanda de Kerosene Doméstico 2015	21
Ilustración 11: Distribución de Gasolina	22
Ilustración 12: Distribución de Diésel	22
Ilustración 13: Distribución General De Productos.....	23
Ilustración 14: Demanda Futura y Mercado Abordable	24
Ilustración 15: Mapa Puertos Visitados Por Buques	27
Ilustración 16: Capacidad vs. Demanda Marítima 2016-2030.....	28
Ilustración 17: Oleoductos y Puntos de Descarga	31
Ilustración 18: Dimensiones y Clientes Oleoducto Sur.....	34
Ilustración 19: Distribución de Producto Oleoducto Sur.....	34
Ilustración 20: Flujos Máximos por Producto y Tramo	34
Ilustración 21: Flujo Promedio Mensual 2015	36
Ilustración 22: Capacidad Oleoducto Sur según año.....	36
Ilustración 23: Curva de Rendimiento de Aditivo en Oleoducto para Transporte de Diésel	42
Ilustración 24: Relación Lineal entre Inversos de PPMV y %DR	43
Ilustración 25: Aumento de Flujo en Diésel vs. Concentración de Aditivo	43
Ilustración 26: Aumento en Volumen por Producto vs. Concentración de Aditivo.....	44
Ilustración 27: Ley de Poiseuille	45
Ilustración 28: Relación entre Radio y Flujo.....	46
Ilustración 29: Aumento en Volumen Mensual Dado un Aumento de Radio para Gasolina.....	46
Ilustración 30: Costo Unitario de Envío, 2015 v/s 2016-2030.....	68
Ilustración 31: CAN vs. Traspaso de Kerojet a Ducto Sur.....	71
Ilustración 32: Costo Unitario de Envío, 2015 v/s 2016-2030 con 2% de Traspaso de Kerojet...	72
Ilustración 33: CAN según Variaciones de Demanda del Caso Base	73
Ilustración 34: Productos ENAP.....	84

Capítulo 1: Introducción

1.1. Justificación y Planteamiento del Problema

1.1.1. Planteamiento

ENAP ha definido un plan estratégico para el período 2020-2030, el cual incluye proyectos que buscan alcanzar los objetivos de desarrollo de la empresa. Este plan está diseñado para maximizar el valor de las instalaciones, siguiendo el crecimiento del mercado nacional de combustibles líquidos. En este marco, se ha avanzado en las necesidades de crecimiento de las plantas de sus refinerías, implicando que aumentarán sus niveles de producción y capacidades, desequilibrando la cadena de suministros de la empresa.

En función del crecimiento antes descrito, se requiere revisar cómo adecuar los otros eslabones de la cadena de suministro para que ésta funcione eficientemente como conjunto. Entre estos eslabones figuran, entre otros, el sistema de distribución marítima y terrestre de ENAP.

El proyecto consiste en la creación de un modelo agregado de la logística de abastecimiento de ENAP, que permita tomar las decisiones relativas a este período de tiempo. Éste incluiría la logística de cabotajes y oleoductos de ENAP, y estaría enfocado en enfrentar escenarios futuros de demanda en puertos y puntos de descarga de oleoducto. Las decisiones que se tomarían en el modelo serían a nivel estratégico con un horizonte de quince años (2016-2030), tomando como períodos los meses de cada año.

El trabajo de tesis concierne además el análisis de los requerimientos y soluciones necesarias para que dicha infraestructura logística de entrega pueda soportar el aumento de demanda estimado. Básicamente, consiste en analizar la nueva situación de la empresa en cuanto a cadena de suministros: luego de haber ajustado la fábrica, ¿cómo adapto la distribución de modo que la cadena funcione adecuadamente? En particular, se busca adaptar distribución de combustibles líquidos a través de vías marítimas y oleoductos a los nuevos volúmenes de refinación. Se espera obtener el menor Costo Actual Neto (CAN) para enfrentar la demanda.

ENAP debe cumplir con cierto nivel de servicio frente a sus clientes, tanto para distribución marítima como terrestre. La empresa tiene un margen de error en base a la entrega acordada con el cliente el año anterior. Específicamente, puede variar su entrega de producto $\pm 10\%$ anual y $\pm 7,5\%$ mensual¹ sin ser multado. Si la entrega escapa a este margen, ENAP se ve obligado a pagar una multa².

En cuanto al modelo, es importante mencionar que corresponde a un problema de tipo “MIP³”. Esto quiere decir que es de tipo lineal y que cuenta con variables enteras y continuas. El problema tiene 126,990 variables enteras y 94,006 continuas. Las discretas representan aproximadamente el 60% de las variables, lo que hace que el problema sea no trivial, y de alta complejidad de resolución para el motor optimizador. Esto se explica por la dificultad de encontrar soluciones factibles en problemas con variables enteras, dado que el dominio de soluciones es más acotado. Al trabajar

¹ Detalle en sección 4.4, Contrato con Clientes.

² Se reserva el monto de la multa por temas de confidencialidad.

³ Mixed Integer Programming o Programación Lineal Entera Mixta.

con variables enteras la solución óptima puede estar en el interior o en las aristas de la región factible del problema (siempre en puntos con valor entero), no necesariamente coincidiendo con un vértice de la región factible del problema continuo.

1.1.2. Justificación

Es usual modelar este tipo de problemas en el área de gestión de operaciones, pues la planificación de la distribución de productos es de suma importancia en cualquier empresa. Una buena planificación permitiría disminuir costos, tomar decisiones con más tiempo y utilizar recursos de manera más eficiente. ENAP aún no ha evaluado decisiones estratégicas de distribución para el período 2016-2030 en cuanto a la distribución terrestre y marítima, si no que su foco está en optimizar decisiones operacionales. Este trabajo permitiría guiar las decisiones que se tomarían a largo plazo.

El problema preocupa al área de Operaciones de la empresa, que optimiza y regula la distribución de combustibles a clientes. Actualmente, dicha área no cuenta con un modelo integrado de distribución a nivel estratégico, solo con modelos operacionales específicos y altamente complejos para cada tipo de distribución. El desafío consiste en integrar distribución marítima y terrestre en un modelo general y estratégico, con tal de obtener una visión global que permita observar el impacto de la inversión en refinerías. Con esto se podrá dimensionar el tamaño flota y oleoductos necesarios para manejar las nuevas necesidades de la empresa.

ENAP cuenta con un modelo que optimiza la distribución a través de buques a nivel operacional. Dada la demanda, este modelo elabora el ruteo completo de toda la flota de ENAP para un mes, definiendo el orden y tamaño de envíos de cada viaje a realizar por cada buque. El ruteo debe cumplir con los acuerdos comerciales preestablecidos con los clientes y minimizar los costos de transportes, recaladas y otros para la empresa. En su versión original el modelo considera todas las rutas posibles de distribución, estableciendo una red donde cada nodo es un punto de detención. Este modelo no permite tomar decisiones a largo plazo, es decir, de tipo estratégicas.

La parte de distribución terrestre del proyecto tiene que ver con la distribución de combustible a través de oleoductos. Éste también supone un problema logístico complejo. Para esta distribución también se establece un plan que determina los distintos productos y la cantidad a transportar, de manera que se utilice eficientemente el medio de transporte. Para este tipo de distribución se debe considerar que el oleoducto siempre debe estar lleno y que se van insertando distintos productos derivados del petróleo que se mezclan en cierta medida. Lo que se busca es establecer planes que entreguen maneras eficientes de disminuir las mezclas pero a la vez mantener niveles de abastecimiento adecuados. Para esto, existen métodos para establecer los planes de entrega, pero no existe un modelo que permita tomar decisiones estratégicas.

Para ambas distribuciones no se toma en cuenta inventario, asumiendo que siempre es posible cargar buques y oleoductos. Por ello, para modelos de corto plazo sería relevante que incluyeran variables de inventario. Como se plantea un modelo a largo plazo, se modelarán las refinerías de manera simple, es decir, tomando la demanda como un dato, y produciendo siempre lo que es demandado. No se tomarán en cuenta políticas o restricciones de inventario, asumiendo que siempre es posible cargar los buques u oleoductos.

La razón por la cual no se integrarán estos factores es que las políticas de manejo de inventario de ENAP son bastante variables a través del tiempo, como en todas las empresas petroleras. Esto se debe principalmente a la alta volatilidad del precio de los crudos, la cual impide determinar políticas eficientes a largo plazo. Esta incertidumbre implica que en un horizonte de 15 años sería imposible determinar en qué mes en particular conviene inventariar o vender más combustible, lo cual sería la base para determinar una buena política de inventario. En particular, en ENAP el manejo de inventario se determina para horizontes temporales de corto plazo, a diferencia del horizonte que se utiliza en esta memoria.

Otro factor que impide incluir inventario es que los planes de producción de ENAP se determinan en base a los pedidos de los clientes, y solamente para un año a futuro, por lo que faltarían datos específicos de producción. Por estas razones, se concluye que la inclusión de manejo de inventario para un horizonte de tiempo de 15 años no sería significativo para la memoria. Básicamente, se modelará el inventario de manera simple para entregar un modelo más robusto, en el que eventualmente se pudiese agregar políticas de inventario a corto plazo.

También por la aleatoriedad de los precios del petróleo, y principalmente por temas de confidencialidad de precios de venta de combustibles, no se incluirán ingresos⁴. Como no se consideran ingresos, no se puede determinar el beneficio que produce cumplir la demanda versus el costo que esto conlleva. Además, en este caso, la elección de un nivel de servicio no corresponde a una decisión de nivel estratégico. El nivel de servicio se decide mes a mes, puesto que no se saben los pedidos específicos de los clientes con más anticipación⁵. Por esto, es difícil determinar incentivos o castigos para que el modelo elija un nivel de servicio particular. Sin embargo, el objetivo principal de ENAP es satisfacer a todo el país con combustibles derivados del petróleo, a pesar de percibir pérdidas. Por esto es razonable pensar que dado cualquier ingreso, en el horizonte dado, ENAP satisface la mayoría de la demanda. Por lo anterior, y por contar con un horizonte estratégico, se determinará un penalizador arbitrario del nivel de servicio que incentive a cumplir con la demanda.

El trabajo es relevante pues pretende optimizar la inversión futura de ENAP con respecto al aumento a la demanda. Además, se tendrá una visión más fidedigna de las operaciones, lo que permitirá tomar mejores decisiones en este nivel e impulsará el desempeño general de la empresa, al satisfacer más eficientemente la demanda. Esto se llevaría a cabo mediante el modelo, que sirve para cuantificar costos de aumento de la capacidad de distribución y optimizar el funcionamiento estratégico de la compañía en base a estos.

En cuanto a costos, se puede mencionar que los costos logísticos de 2014 son cercanos 160,798 MUSD⁶. Estos costos se observan en la página siguiente.

⁴ Como se consideran solamente costos se hablará de Costo Actual Neto (CAN), no de Valor Actual Neto (VAN).

⁵ Ver sección 4.4, Contratos con Clientes.

⁶ Para esta memoria se utilizarán las abreviaciones MUSD para miles de dólares y BUSD para miles de millones de dólares.

2014		
Tipo	\$MUSD	%
Contratos Logísticos	\$ 11,042	7%
Flete crudo y gas	\$ 3,155	2%
Fletes Oleoductos	\$ 38,249	24%
Fletes Marítimos	\$ 68,769	43%
Fletes Productos Terrestre	\$ 9,322	6%
Personal	\$ 11,679	7%
Otros	\$ 18,582	12%
Total	\$ 160,798	100%

Tabla 1: Costos Logísticos 2014

De estos, interesan los fletes Oleoductos y Marítimos que representan un costo de 107,018 MUSD. Para el 2015 se estima, según el modelo, que estos costos serán de 110,560 MUSD.

Un indicador importante, y señal de crecimiento, corresponde a $Costos_t/Demanda_t$, donde t corresponde a un año particular. En 2015 alcanza $110,560 MUSD/8,067Mm^3 = 13,7$. Se espera que, con la propuesta de aumento de capacidad, este indicador disminuya o que se mantenga. Este indicador se calculará sumando los costos esperados entre 2016 y 2030, dividiéndolo por la demanda total de dicha época.

1.2. Alcances

El trabajo de tesis se realizará en la casa matriz de ENAP, localizada en Las Condes. En particular, se trabajará en el área de Investigación de Operaciones que corresponde a una sub-área de la Gerencia de Optimización.

El trabajo se realizará en la distribución marítima y terrestre de la cadena de suministros de manera agregada, con el fin de gestionar las decisiones relativas a estos procesos en entre los años 2016 y 2030, tomando decisiones a nivel mensual. Este trabajo considera decisiones de tipo táctico/estratégicas, pues el horizonte sobre el cual se van a tomar es de largo plazo y la mayoría son difíciles de revertir. Entre estas decisiones se encuentra el arriendo y uso de buques, qué estrategias usar para el oleoducto y qué nivel de servicio cumplir. Se quiere llegar a minimizar una función objetivo que incluirá dichos parámetros.

Para la parte marítima se considerará la distribución de buques desde la quinta y octava región, en los puertos de Quintero y San Vicente respectivamente. Para la terrestre se considerará el transporte a través del oleoducto entre la refinería de Biobío y la planta de San Fernando y entre San Fernando y Maipú. La distribución terrestre desde la refinería Aconcagua a Maipú también se considerará, pero solo para efectos de inventario, costos y escenarios⁷, puesto que no se requieren aumentos de capacidades en el horizonte de tiempo dado.

⁷ Un escenario contempla el traspaso de demanda del Oleoducto Concón Maipú al Oleoducto Sur.

Los modelos de distribución marítima y terrestre serán integrados⁸ al programa GAMS (General Algebraic Modeling System), un lenguaje modelador de alto nivel para problemas matemáticos de programación. Este programa permite elegir el “*solver*”⁹ a utilizar, además de tener una fase de “*presolve*”, que permite reducir el tamaño del modelo. También, junto con los resultados, entrega un output que ayuda bastante a detectar errores. Con este programa se entregará un modelo que permita determinar los requerimientos para que infraestructura logística de entrega a clientes pueda soportar los aumentos de volúmenes estimados.

Los parámetros de demanda se tomarán de un modelo realizado por ENAP, solamente considerando productos combustibles, puesto que son los productos más importantes de la compañía. Estas demandas serán consideradas como datos.

En cuanto al nivel de servicio, se incluirán ecuaciones en el modelo que permitan tomar decisiones relativas a que porcentaje de la demanda cumplir (teniendo penalizadores como castigo al no cumplir). Se determinará un penalizador arbitrario que incentive a cumplir con la demanda, es decir, se va a satisfacer la demanda a menos que esto cueste más de lo que costaría pagar el penalizador. Determinar el penalizador real no forma parte del alcance de esta memoria, puesto que no se consideran ingresos, y por ende no se puede determinar el beneficio que produce cumplir la demanda versus el costo que esto conlleva. Además, dado que el nivel de servicio en ENAP se elige mes a mes, se concluye el horizonte temporal de la memoria es muy grande para que tenga sentido determinar dichos niveles. Vale decir que el objetivo principal de ENAP es satisfacer a todo el país con combustibles derivados del petróleo, a pesar de percibir pérdidas. Por esto, es razonable pensar que en el horizonte dado va a satisfacer la mayoría demanda.

No se incluirán ingresos, puesto que no se tiene acceso a estos, debido a que los precios que fija ENAP son confidenciales. Además existe una alta complejidad a la hora de determinar los precios de venta de los combustibles, dada la aleatoriedad de los costos del petróleo. Por esto, no se podrá determinar si la mejora en capacidad (y por ende un aumento en ingresos) justifica la inversión¹⁰.

En cuanto a inventario, este será modelado, pero no se considerarán políticas especiales de ENAP, pues no se tiene acceso a estas. Se modelarán las refinerías de manera simple, es decir, tomando la demanda como un dato, y produciendo siempre lo que es demandado. La razón por la cual no se integrarán estos factores es que las políticas de manejo de inventario de ENAP son bastante variables a través del tiempo, al igual que los precios de venta. Esta incertidumbre implica que en un horizonte de 15 años sería imposible determinar en qué mes en particular conviene inventariar o vender más combustible, lo cual sería la base para determinar una buena política de inventario. Por esto, se tomarán valores arbitrarios para los costos de inventario. Básicamente, se modelará el inventario para entregar un modelo más robusto, en el que eventualmente se pudiese agregar políticas de inventario.

Particularmente, no se busca realizar mejoras a nivel operacional, como por ejemplo, establecimiento de rutas óptimas para buques, optimización de estibas¹¹, u optimización de inyección de lotes (productos) al oleoducto (que permitan disminuir contaminación¹²). Este tipo de cosas se dejan afuera pues son decisiones que se deben tomar con total conocimiento del panorama

⁸ Mediante problemas de programación lineal.

⁹ Método de optimización.

¹⁰ Parte de las propuestas de trabajos futuros.

¹¹ Corresponde a la configuración interna de un buque en cuanto a cantidades y orden de producto.

¹² Más sobre esto en el Marco Teórico.

futuro cercano (como por ejemplo conocer con exactitud la demanda del mes siguiente) y no tiene sentido planificarlas con tanta anticipación.

Lo que se busca es determinar un plan estratégico basado en la optimización de decisiones estratégicas en cuanto a aumentos de capacidad logística. El modelo cuantifica costos de aumento de capacidad y entrega una estrategia óptima para enfrentar la demanda.

1.3. Objetivos

Objetivo General

- Realizar un modelo que incluya la logística de cabotajes y oleoductos de ENAP, enfocado en enfrentar escenarios futuros de demanda de combustibles líquidos en puertos y puntos de descarga de oleoducto. Éste servirá para determinar los requerimientos de inversión en oleoductos y buques de manera tal que permitan sostener el crecimiento proyectado de la demanda eficientemente.

Objetivos Específicos

- Comprender modelos de distribución actuales.
- Determinar impacto de crecimiento de producción en la cadena entre 2016-2030.
- Determinar parámetros de costos.
- Determinar nuevos requerimientos de capacidad.
- Integrar distribución marítima y terrestre en un modelo.
- Crear de posibles escenarios para el análisis logístico.

Capítulo 2: Antecedentes Generales

2.1. Industria Nacional de Petróleo

El funcionamiento eficiente de la industria del petróleo y sus derivados se debe principalmente a su capacidad de gestionar operaciones. En particular, la logística de distribución de producto final es esencial para el funcionamiento óptimo de la cadena de suministros.

Por lo general, los costos de la industria del petróleo se dividen en costos de ventas, costos de distribución, gastos de administración, otros gastos por función, costos financieros y gastos de personal¹³. Para ENAP (única empresa nacional de petróleo) sus costos de distribución corresponden al 2% de sus costos totales¹⁴, que corresponden a 160.798 MUSD al año.

Durante el año 2014, el consumo nacional de productos refinados del petróleo alcanzó los 18,16 millones de metros cúbicos, equivalentes a 312.975 barriles por día¹⁵.

El consumo nacional anual se observa en la siguiente tabla:

Consumo Nacional	2014 Mm ³
Gas licuado de petróleo	2.229
Gasolina vehicular	4.039
Kerosene	1.311
Diesel	9.062
Petróleo Combustible	1.070
Productos industriales y otros	453
TOTAL	18.164

Ilustración 1: Consumo Nacional De Combustibles

¹³ Solo se entrará en detalle en los costos de distribución, pues son los únicos relevantes a esta memoria.

¹⁴ La mayoría de los costos corresponden a compras de petróleo en el segmento de costos de ventas.

¹⁵ Un barril equivale a 6,29 metros cúbicos.

La demanda de productos derivados del petróleo en Chile sigue una tendencia creciente. El consumo de estos productos creció aproximadamente 72% entre 1991 y 2010. Este crecimiento se ha sostenido a través de los años, llegando a crecer entre 3% y 4% al año entre 2010 y 2014. Para el año 2015 el crecimiento llega a 3%, *“Ha crecido el parque automotor, pero también los autos eficientes, lo que hace que se consuma menos bencina. A su vez, en la capital los tacos han aumentado”*, comenta un ejecutivo del sector, concluyendo sobre la tendencia al aumento de esta demanda.

2.2. La Cadena de Suministros del Petróleo

Una cadena de suministros es una red de organizaciones, personas, actividades, información y recursos que generan y distribuyen un producto o servicio desde un productor a un cliente.

La cadena típica de la industria del petróleo es la siguiente:

1. Exploración de petróleo: Es el primer nivel de la cadena. Las decisiones concernientes a este nivel incluyen el diseño y planeación de la infraestructura del campo de petróleo. Vale decir que el petróleo también puede ser importado de fuentes internacionales, principalmente mediante vías marítimas.
2. Transporte de petróleo: Si el petróleo es obtenido mediante fuentes internacionales, el método más común de recibimiento es a través de buques. Los buques se cargan de petróleo en el país de origen y viajan hasta los puertos de destino que contienen terminales de petróleo. Las decisiones en este nivel consisten en la elección de nodos de transporte y planeación de “supply”.
3. Refinación: La materia prima es convertida en una serie de productos en una refinería. Estas pueden estar interconectadas de manera eficiente para aprovechar el diseño de cada refinería en particular.
4. Transporte de producto final: Los productos son transportados, generalmente, por medio de oleoductos, desde la refinería a los centros de distribución.
5. Entrega a clientes: Los productos son transportados nuevamente, a través de oleoductos, camiones, trenes o buques, dependiendo de la demanda del consumidor.

En general, el planeamiento de producción incluye decisiones tales como la producción individual de cada producto y las condiciones operacionales de cada refinería. El transporte de productos se centra en calendarizar y manejo de inventario.

Los productos finales del último nivel de la cadena pueden ser considerados como materia prima de otros procesos. Esto indica que la cadena anterior puede ser extendida. Sin embargo, este trabajo se centra solo en la optimización de la cadena definida anteriormente.



Ilustración 2: Cadena de Suministros ENAP

El petróleo constituye la materia prima para la empresa, existiendo varios tipos diferenciados de acuerdo a sus componentes principales y niveles de azufre. Todo tipo de petróleo entrega los mismos productos luego de refinarse, pero en distintos porcentajes. Para obtener los porcentajes deseados se hace un “*blending*” o mezcla de petróleos, y se refina. En particular, ENAP trabaja con:

1. **Productos combustibles**¹⁶: Gas licuado, gasolinas (93 y 97), kerosenes, petróleos Diésel, petróleos combustibles y coque de petróleo.
2. **Productos petroquímicos**: Etileno y propileno.
3. **Productos especiales**: Solventes y bases para asfaltos.

Luego de la etapa de refinación, el combustible líquido se distribuye a través de oleoductos o buques¹⁷. Para transportar producto a través de buques se debe cargar en puerto, con una configuración de producto llamada “estiba”. Esta representa que producto y cuanta cantidad se va a transportar en cierto buque. Es de suma importancia, pues debe asegurarse de que no existan problemas de contaminación de producto y que logre abastecer al cliente.

Una vez cargado, un buque tiene en promedio cuatro recaladas¹⁸, y vuelve al punto de partida en aproximadamente diez días. Por lo general, la capacidad de los buques se mide en barriles, que es una unidad de volumen equivalente a 159 litros aproximadamente. Un metro cúbico corresponde a 6,29 barriles y por ende, la capacidad de los buques que maneja ENAP va desde los 88.000 a los 300.000 barriles.

¹⁶ El foco de esta memoria es en los petróleos combustibles.

¹⁷ Un buque equivale a aproximadamente 4.500 camiones en términos de capacidad

¹⁸ Descargas de buques (de combustible)

El ducto tiene un diámetro promedio de 25,4 cm, y está hecho de un material llamado Api 5LX. Este es un material metálico que permite el transporte de gases, agua, y petróleos (junto a sus derivados) minimizando la corrosión generada por esto. Además, permite mantener las presiones adecuadas para el transporte de producto.

En cuanto al funcionamiento del oleoducto, éste siempre debe estar transportando producto, sin dejar espacios vacíos por temas de presión¹⁹. El oleoducto funciona con diferencias de presión, generando un mayor flujo en la medida en que la presión inicial (inyección al ducto) tenga la mayor cantidad de diferencia con la presión de salida (punto de retiro). Es por esto que a medida que se generen más diferencias de presión se puede transportar más volumen.

Los distintos productos se van incluyendo uno tras otro, sin dejar espacio entre ellos. Por esto, se genera una mezcla entre la parte final del último producto insertado y la parte inicial del producto a insertar. Esta mezcla se conoce como “corte”. Estos cortes deben ser retirados y reprocesados en la refinería para obtener producto puro nuevamente, lo cual implica un nuevo costo. En este sentido se genera un trade-off entre costos de reprocesamiento y niveles de abastecimiento. Si se inserta poca cantidad de producto-obteniendo mayor variedad en el oleoducto-habrá un mayor abastecimiento, pero se deberá reprocesar más debido a un mayor número de cortes. Para cuantificar, la cantidad de productos entregados se controla normalmente con los medidores volumétricos instalados en las líneas que alimentan oleoductos. Es importante mencionar que la optimización operacional del oleoducto escapa del alcance de esta memoria, sin embargo, sería una interesante adición a este trabajo.

La capacidad total del ducto se basa en su capacidad de mantención de cierto nivel de flujo. Este flujo depende de cuatro cosas, el producto que se está transportando, las bombas que generan la propulsión, el diámetro del ducto y cualquier implementación extra que podría generar variaciones en el flujo. Como indicador final de las capacidades de un oleoducto, se considera la cantidad de volumen que puede transportar de cada producto en un mes. Es fácil de obtener, simplemente se utiliza la siguiente fórmula:

$$\overline{Flujo}_k * \text{horas en el mes} = \text{Capacidad de transporte}$$

Donde la variable \overline{Flujo}_k representa el flujo promedio con que se transportó el producto k .

En cuanto al inventario, se deben considerar políticas de stock y niveles de seguridad e integrarlos mediante restricciones. Se debe considerar la autonomía que tenga cada puerto, por ejemplo se pueden considerar sus días piso:

$$\text{Días piso} = \frac{\text{Combustible}}{\text{Ventas}}$$

El inventario se conforma de materia prima, producto intermedio y producto final y este es inventariado en plantas y terminales marítimos. Las plantas de Maipú, San Fernando y Linares, que tienen capacidad conjunta 316.000 metros cúbicos, almacenan combustible líquido y GNL²⁰. Además, los cinco terminales marítimos tienen capacidad de almacenar hasta un millón de metros cúbicos de crudo. Las plantas, refinerías y terminales abastecen a los buques y oleoductos de

¹⁹ El producto es transportado aproximadamente a 4 km/hr.

²⁰ Detalle plantas de almacenamiento en Anexo parte 2.

producto para transportar a los clientes. Cada cliente o puerto tiene su autonomía, y se debe cuidar que no lleguen a niveles muy bajos por la posibilidad de que se acabe el stock.

2.3. La Empresa

La logística de distribución de producto es uno de los problemas principales que afecta a la empresa nacional del petróleo, ENAP, la cual cuenta con un departamento de investigación de operaciones para gestionar precisamente este tipo de problemas. El trabajo de tesis se realizará en dicha empresa, líder en Chile en exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Esta tiene presencia en Chile, Argentina y Egipto con un EBITDA cercano a los 600 millones de dólares al año.

La empresa vende cerca de 11,41 millones de metros cúbicos al año, de los cuales 11,13 corresponden a ventas en suelo nacional. Las ventas se detallan de la siguiente manera:

Consumo nacional de combustibles y ventas de ENAP en 2013 y 2014										
Cifras en Mm ³	Consumo Nacional		Ventas Nacionales ENAP		Participación de Mercado		Exportaciones ENAP [**]		Variaciones 2014 / 2013	
	2014 Mm ³	2013 Mm ³	2014 Mm ³	2013 Mm ³	2014 Mm ³	2013 Mm ³	2014 Mm ³	2013 Mm ³	Consumo Nacional	Ventas Nac. ENAP
Gas Licuado	2.229	2.244	399	474	17,9%	21,1%	46	24	-0,7%	-15,9%
Gasolina Vehicular	4.039	4.024	4.076	4.003	100,9%	99,5%	80	99	0,4%	1,8%
Kerosene	1.311	1.331	915	888	69,8%	66,7%	1	7	-1,5%	3,1%
Diesel	9.062	9.183	4.295	4.768	47,4%	51,9%	97	410	-1,3%	-9,9%
Petróleo Combustible	1.070	1.174	1.149	1.204	107,4%	102,6%	42	228	-8,9%	-4,6%
Prods. Indust./Otros (*)	453	496	293	335	64,6%	67,6%	17	119	-8,6%	-12,6%
Total	18.164	18.452	11.127	11.672	61,3%	63,3%	283	987	-1,6%	-4,7%

[*] Incluye Propileno, Etileno, Naftas, Solvente y Asfaltos, entre otros.

[**] Exportaciones incluyen ventas Offshore principalmente a Perú.

Ilustración 3: Consumo Nacional de Combustible y Ventas ENAP

Donde la gasolina y diésel corresponden al 36% y 38% de las ventas de ENAP respectivamente.

La empresa cuenta con tres refinerías, cinco terminales marítimos, lugares de almacenamiento para petróleo y producto, oleoductos y un porcentaje del primer terminal de GNL²¹ del hemisferio Sur. ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. Sus productos principales son gas licuado, gasolina, kerosene, diésel, petróleo combustible y otros. Además de esto, la empresa es accionista de Sonacol²² que es propietaria del Oleoducto Concón-Maipú.

La empresa trabaja con altos volúmenes de producción, y sus resultados se basan en su correcta distribución de producto. ENAP produce cerca de 12,2 millones de barriles de petróleo al año, con una capacidad refinadora aproximada de 230.000 barriles por día. Esto le permite obtener ventas anuales cercanas a los 11,4 millones de m³, con una participación de mercado de 61,3%²³.

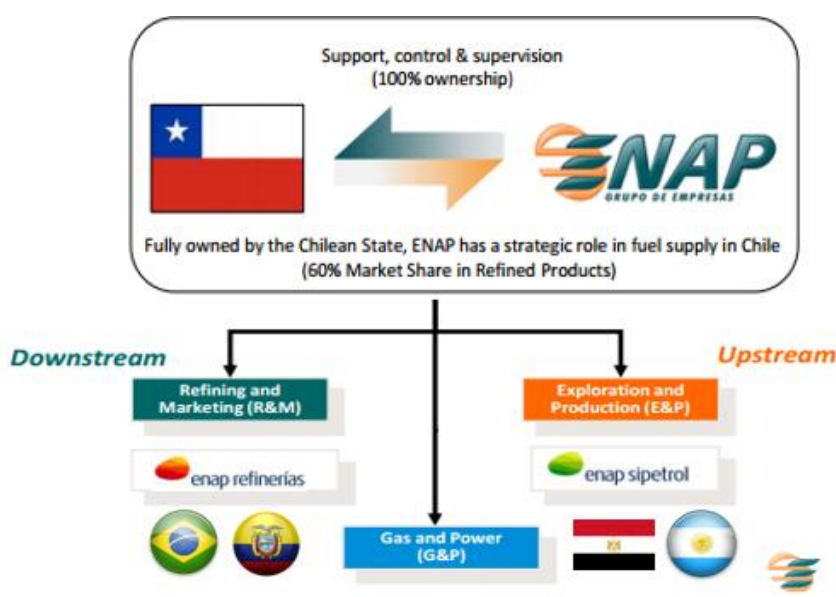


Ilustración 4: Estructura ENAP

ENAP es la única empresa de Chile cuya línea de negocio se centra en la elaboración de productos derivados del petróleo. Esta es responsable del 40% de la matriz energética chilena y satisface cerca del 60% de la demanda de productos refinados de petróleo²⁴.

ENAP se divide en dos grandes empresas, ENAP Sipetrol y ENAP refinerías. La primera trabaja en la parte aguas arriba de la cadena de suministros de ENAP, realizando actividades de exploración y producción de petróleo en Chile, Argentina y Egipto, llegando a abastecer el 15% de las necesidades de petróleo de la empresa (Aproximadamente 38.000 barriles de crudo y 19.000

²¹ Gas natural licuado.

²² Dueña de aproximadamente un 10%.

²³ Memoria ENAP 2014.

²⁴ Presentación resultados Q1 2015.

barriles de Gas). El resto se abastece mediante importaciones. ENAP importa cerca de 61,8 millones de barriles de crudo al año, provenientes de Sudamérica (95%) y África (5%).

Los principales activos de ENAP son los siguientes:

- 3 Refinerías: Aconcagua (Quinta región), Biobío (Octava región) y Gregorio (Doceava Región).
- 5 Terminales Marítimas: Quintero, San Vicente, Cabo Negro, Gregorio y Clarenia.
- Oleoductos: Dueño del Oleoducto desde Biobío a San Fdo. Con participación en oleoducto de San Fernando a Maipú y del Oleoducto Concón-Maipú.
- Estanques para inventario.

La oferta de productos y los principales clientes de la empresa se separan de la siguiente manera:

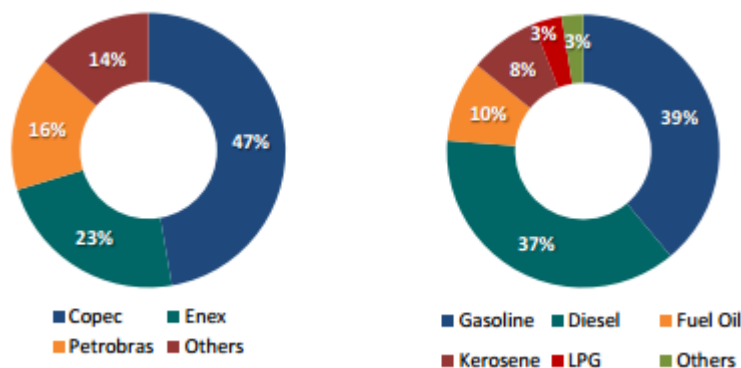


Ilustración 5: Porcentaje de Venta a Principales Clientes y Mix de Productos ENAP

2.4. Logística de ENAP

ENAP refineras trabaja en la parte aguas debajo de la cadena de suministros, siendo la encargada de recibir y refinar el petróleo que adquiere la empresa. Este puede transformarse en una serie de productos, tales como gasolinas, diésel, fuelóleo, kerosene, etc²⁵, los cuales posteriormente se deben distribuir.

El hecho de que la empresa venda múltiples productos tiene ciertas implicancias logísticas. Principalmente se deben a las prevenciones de potenciales contaminaciones. En cuanto a distribución marítima, los productos deben ser compartimentados, es decir, separados por barreras. Las gasolinas no pueden estar en un compartimento en que haya habido Diésel y vice-versa (a menos que haya una limpieza profunda). En cuanto al oleoducto, el Diésel no se puede insertar luego de una gasolina y vice-versa. Si se necesita enviar Diésel y gasolina, se inserta un pequeño taco de Kerosene para separarlas. Además, la gasolina de 97 octanos debe ir antes y después de gasolina de 93 (para protegerla).

²⁵ Detalle de productos en Anexo parte 1.

Se identifica la cadena de suministros como sigue:

- a. Obtención de materia Prima: La compañía tiene dos fuentes de obtención de petróleo, explotación e importación. La explotación se realiza en la única fuente de petróleo del país, en Punta Arenas, representando solo un 2% de la cantidad de materia prima necesaria para ENAP. Además, se realizan operaciones de producción en Argentina y Egipto, que representan el 13% de las necesidades de materia prima para ENAP. El resto se obtiene a través de importaciones de Brasil, Ecuador y Angola principalmente. Estas operaciones se realizan a través de sus cinco terminales marítimas: Quintero (Región de Valparaíso), San Vicente (Región de Biobío), Cabo Negro, Gregorio y Clarenia (Región de Magallanes y la Antártica Chilena). Estos terminales tienen una capacidad de almacenamiento total del orden de un millón de metros cúbicos.
- b. Refinación: Luego de la obtención de materia prima, ésta debe ser refinada. La compañía continúa el proceso a través de sus tres grandes refinerías, Aconcagua en la quinta región, Biobío en la octava y Gregorio en la doceava. Éstas comparten la capacidad de producción de productos en 43%, 49% y 7%²⁶ respectivamente, llegando a una capacidad conjunta de refinación de 36.000 metros cúbicos diarios o 235.700 bpd (barriles por día). La mayor cantidad de petróleo es importado por las refinerías de Aconcagua y Biobío, a través de los puertos de Quintero y San Vicente respectivamente. Estas refinerías cuentan con instalaciones industriales para la refinación de petróleo crudo, procesamiento de productos intermedios, mejoramiento de la calidad de los productos, plantas de tratamientos, terminales marítimas para la recepción de petróleo crudo y entrega de productos y otras instalaciones industriales.
- c. Distribución: Después de la refinación, el producto se distribuye por dos vías: marítima y terrestre. Las regiones norteñas y sureñas son abastecidas mediante el primer método y la zona centro, entre Aconcagua y Biobío se abastece mediante el segundo.

El sistema de distribución se observa en el mapa de la página siguiente, donde los rectángulos rojos corresponden a puertos abastecidos por buques y los rectángulos azules a las refinerías. Todo el espacio entre refinerías se abastece mediante métodos terrestres, ya sea a través de camiones u oleoductos²⁷.

²⁶ Aconcagua: 104.000bpd, Biobío: 116.000bpd, Gregorio: 15.700bpd.

²⁷ No se muestran los camiones, pues que representan un porcentaje despreciable de distribución y no son relevantes a esta memoria.

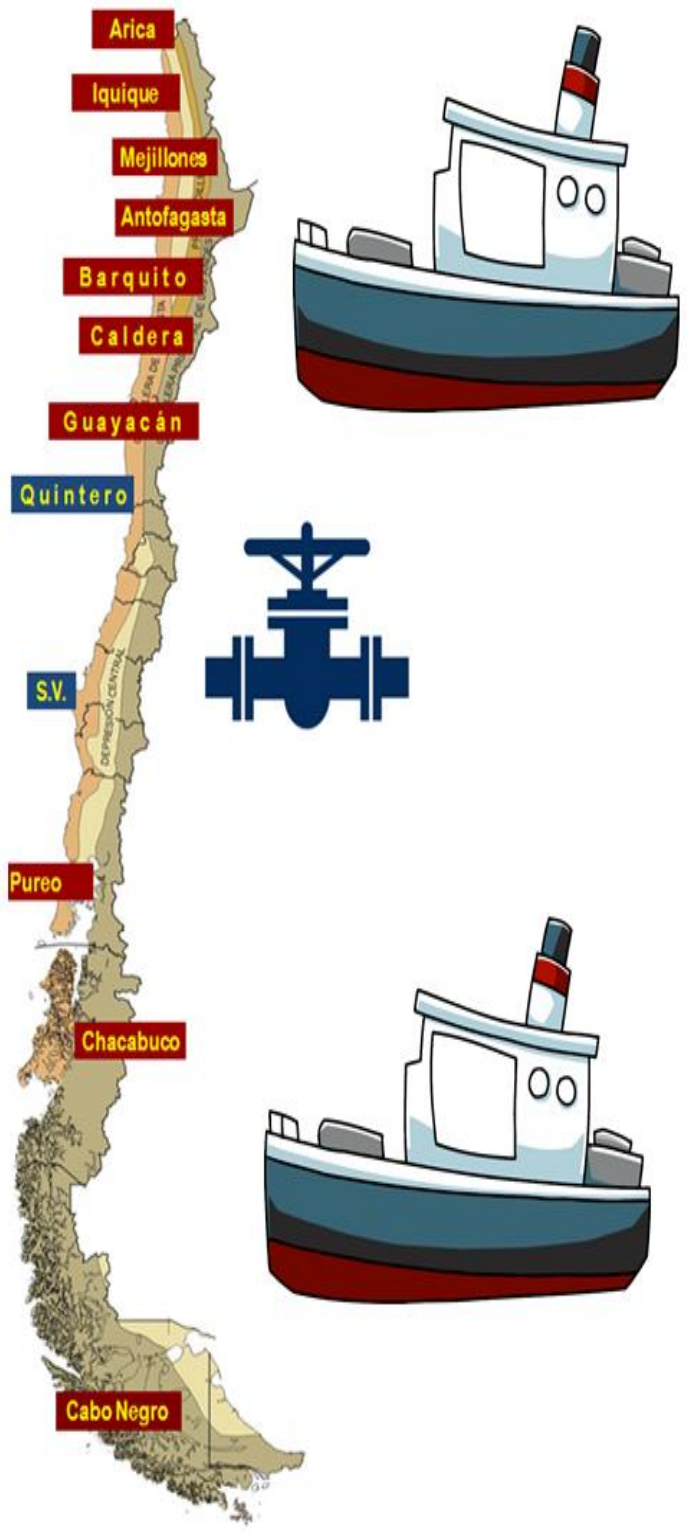


Ilustración 6: Distribución Marítima y Terrestre de Producto

Distribución Marítima: La refinería de la quinta región abastece a las regiones norteñas a través de buques que zarpan del puerto de Quintero, comprendiendo aproximadamente el 20% de la demanda total de ENAP. La refinería de Biobío abastece las regiones sureñas a través de buques que zarpan del puerto en San Vicente, comprendiendo un 10% de la demanda total de ENAP. Los buques salen de puertos cercanos a las refinerías y llegan a puertos específicos (rectángulos rojos) donde son conectados a los puertos mediante “brazos” que reciben el producto y lo depositan en los estanques de los clientes (o arrendados por los clientes).

Distribución Terrestre: La empresa opera con dos oleoductos, el Oleoducto Sur y el Oleoducto Concón-Maipú. El primero está compuesto por dos segmentos, el primero se extiende entre la refinería de Biobío y la planta de San Fernando, y el segundo va desde San Fernando hasta Maipú. Se realiza esta distinción pues el segundo segmento de este ducto pertenece a Sonacol y rara vez es utilizado por ENAP. Este Oleoducto abastece la zona centro sur del país, realizando descargas de producto en Chillán, Linares, San Fernando y Maipú.

El segundo ducto se extiende entre Concón y Maipú. El propietario de este Oleoducto es Sonacol y desemboca solamente en Maipú, encargándose de satisfacer todas las necesidades de productos derivados del petróleo de la Región Metropolitana.

Con estos oleoductos se abastece a las regiones centrales, entre la quinta y la octava. Ambas refinerías abastecen las regiones centrales por medio del oleoducto, que corresponde a un 70% de la demanda total de ENAP.

La refinería de Aconcagua se encarga de abastecer el producto que llega a la Región Metropolitana a través del oleoducto Concón-Maipú. La refinería de Biobío se encarga de abastecer el producto que requiere el Oleoducto Sur. Los Oleoductos se observan en figura de la página siguiente.



Ilustración 7: Oleoductos ENAP

El ducto Sur corresponde a la línea azul entre la refinería Biobío y San Fernando. La línea roja entre San Fernando y Maipú también corresponde al ducto sur, pero su propietario es Sonacol. La línea roja entre Concón y Maipú corresponde al ducto Concón-Maipú, cuyo propietario es Sonacol.

2.5. Estado del Arte

Últimamente, se han realizado numerosos estudios de acuerdo a la cadena de suministros de los productos derivados del petróleo. Esto se debe a que importantes empresas han empezado a observar su negocio de manera unificada, es decir, considerando todas las fases productivas, directas o indirectas que afecten al producto final. La finalidad de esto es que la cadena de suministros de las compañías funcione de manera interdependiente.

Beamon define la compañía ideal como un proceso integrado donde un número de entidades de negocio trabajan en conjunto para adquirir materia prima, convertirla en producto y distribuirla al cliente [1]. Existe actualmente un gran interés en que la cadena de suministros del petróleo incluya integraciones horizontales a través de los departamentos, y coordinación entre planeación, estrategia, programación, y ejecución de operaciones [2].

El método que es aparentemente favorito para optimizar la cadena es a través de modelos de programación lineal mixta (MILP), que incluye variables enteras y no enteras. De acuerdo a Thomas y Griffin, se pueden identificar tres tipos de estudios principales relacionados con la gestión cadenas de suministro: Comprador-Vendedor, producción-distribución e inventario-coordinación de distribución [3]. Para este trabajo interesan las dos últimas, la segunda por la parte de distribución de producto a través de buques y oleoductos y la tercera por la estrategia de inventario.

Es útil caracterizar la industria del petróleo como una cadena de suministros donde se toman decisiones operacionales, tácticas y estratégicas. A pesar de la alta complejidad en cuanto a la toma de decisiones en esta industria, gran parte de la gestión se basa en heurísticas, instinto o modelos simples [4]. Inclusive, de acuerdo a Forrest y Oettli, la mayoría de la industria petrolera todavía opera sus áreas de planeamiento, ingeniería central, refinación, suministro y transporte como entidades completamente separadas e independientes [5]. Desde este punto de vista, surge motivación e interés por explorar métodos integradores que puedan gestionar el negocio de manera más agregada, tomándolo como una cadena de suministros.

El primero en publicar estudios sobre la cadena de suministros de la industria del petróleo fue Sear en 1993. El autor realizó un modelo de programación lineal para planear la logística de una compañía petrolera, incluyendo compra de materia prima, transporte, procesamiento de productos y manejo de inventario [6].

La planeación de producción en base a demanda incierta es fundamental para la realización de esta tesis. Esto se debe a que la decisión de invertir en refinerías se debe a aumentos en estimaciones de demanda y esto impacta directamente en el plan de distribución. Las estimaciones hechas por la empresa se pueden utilizar para determinar los cambios a realizar en el área de distribución. En cuanto a la planeación de producción frente a demanda incierta, Escudero, Quintana y Salmeron proponen un modelo lineal que maneja el suministro, producción y distribución de una compañía, tomando en cuenta incertidumbres en costos de producción y suministros y niveles de demanda.

En cuanto al suministro de petróleo a la cadena, Más y Pinto estudiaron la distribución de petróleo en un sistema compuesto por buques, muelles, inventario, tanques, subestaciones y refinerías [7]. Magalhaes y Shah se encargaron de programar la producción y distribución de un sistema compuesto por un terminal, un oleoducto y una refinería [8].

En el nivel de distribución, Magatao, Arruda y Neves, proponen un modelo de programación lineal mixto para el proceso de toma de decisiones para programar el transporte de “commodities” en oleoductos [9]. Iakovou se centra en la distribución en vías marítimas de productos derivados del petróleo tomando en cuenta el riesgo de derrames, siendo este representado por una distribución de probabilidad [10].

En la investigación de estrategias de inventario, Stebel, Arruda, Fabro y Rodrigues realizaron un modelo sobre la toma de decisiones sobre operaciones de inventariado de gas natural licuado [11].

Dada esta revisión, se desprende que, por lo general, se estudia el negocio del petróleo por partes o sub-sistemas. Esto se debe a la alta complejidad que implica unir los sistemas en una modelación

detallada. Sin embargo, dadas las nuevas necesidades e interés de las empresas respecto al “Supply Chain” y gracias a los avances tecnológicos, hay varios autores que se han dedicado a estudiar la cadena de manera integrada. Pinto y Neiro proponen un marco para modelar la cadena, planteándolo como un problema de programación no lineal mixto. Realizan un modelo integrado, que considera el suministro de petróleo, refinерías, terminales, oleoductos y tanques de inventariado. Todo esto se modela como un sistema interconectado a través de oleoductos, donde cada entidad es representada por un nodo. Entre las variables de decisión se encuentra el flujo de productos, las propiedades a elegir, variables operacionales e inventario [4].

Capítulo 3: Análisis de Demanda

3.1. Demanda 2015

En esta sección se analizan los datos de la demanda del año 2015.

ENAP vende sus productos a cuatro grandes clientes Copec, Enx, Petrobras e IFOS. Para todos los clientes, los productos más importantes son las Gasolinas y el Diésel, que consideran cerca del 80% de las ventas totales. Las ventas se distribuyen de la siguiente manera, donde RM corresponde a la Región Metropolitana y RP al resto del país:

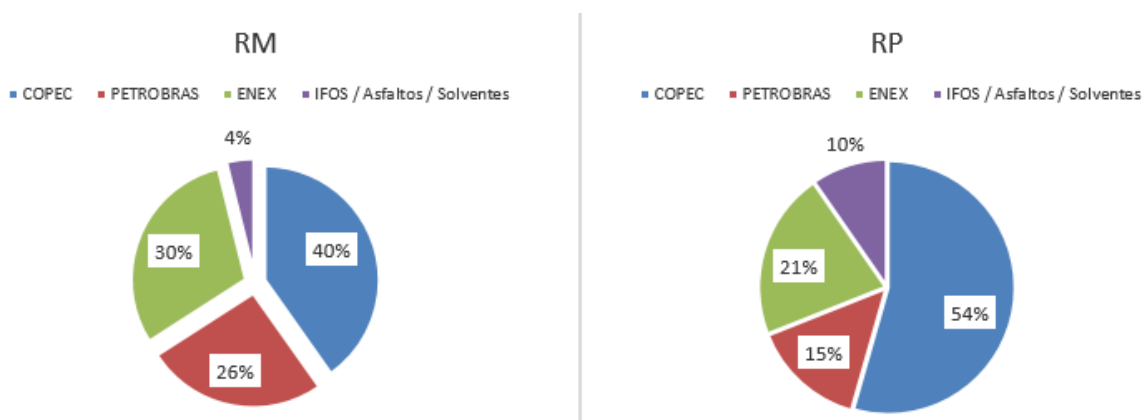


Ilustración 8: Distribución de Ventas ENAP RM y RP

De estos gráficos se puede desprender que Copec es el cliente más importante, tanto en la Región Metropolitana como el resto país. Copec satisface solamente la mitad de sus necesidades de Diésel con ENAP, el resto la importa de Estados Unidos. En cuanto a Gasolina y otros productos se abastece completamente con ENAP.

La demanda se mantiene relativamente constante a través del año, mostrando pequeñas variaciones debido principalmente a productos que son más o menos requeridos debido a estacionalidades. Por ejemplo el caso del Kerosene en invierno, que se utiliza principalmente como método de calefacción. También en verano se ve un aumento en la demanda de gasolina. En la página siguiente se observan los gráficos respectivos.

Evolución Demanda de Clientes

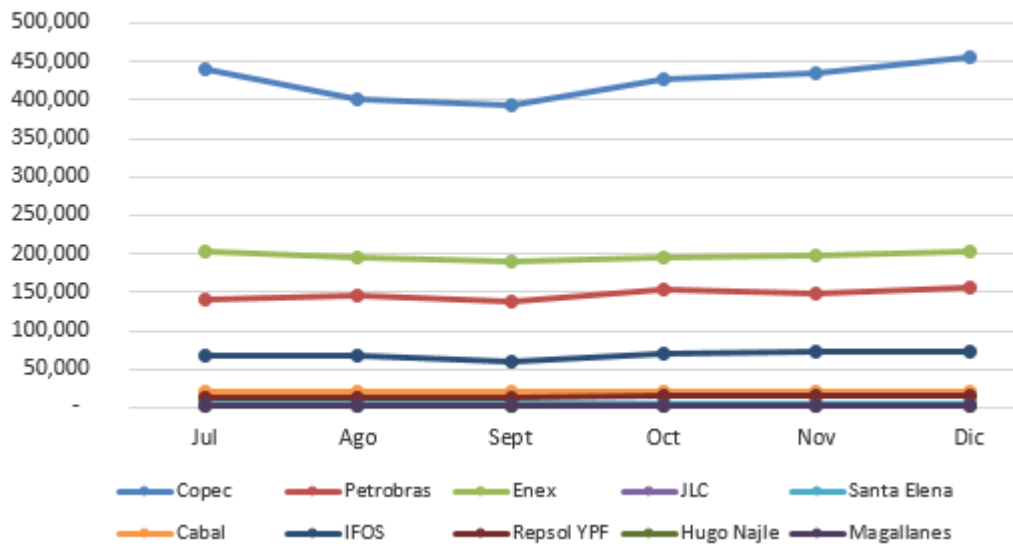


Ilustración 9: Evolución Demanda 2015

Demanda Kerosene Doméstico

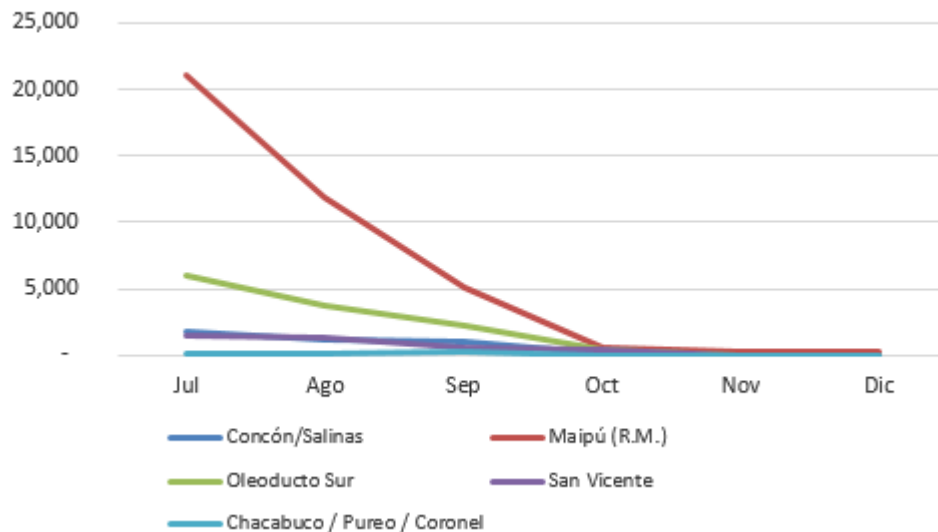


Ilustración 10: Demanda de Kerosene Doméstico 2015

También resulta importante tener una noción de las demandas por zona, con tal de saber qué método de distribución es más o menos requerido. Por ello se estudiaron las distribuciones por zona de los productos más importantes (el resto de los productos sigue una tendencia similar).

Los productos que tengan destino a la zona norte o sur son transportados por vía marítima. Los productos a la zona centro norte, es decir, Maipú, San Vicente, Concón y Salinas se abastecen mediante el ducto Concón-Salinas. Los productos a la zona centro sur Chillán, Linares o San Fernando se envían por medio del ducto Sur.

Distribución Mensual de Dda. de Gasolina por zona

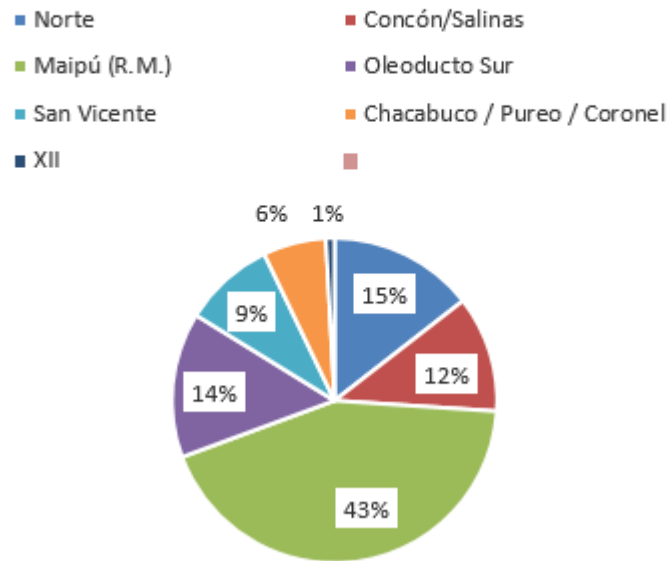


Ilustración 11: Distribución de Gasolina

Distribución Mensual de Dda. de Diésel por zona

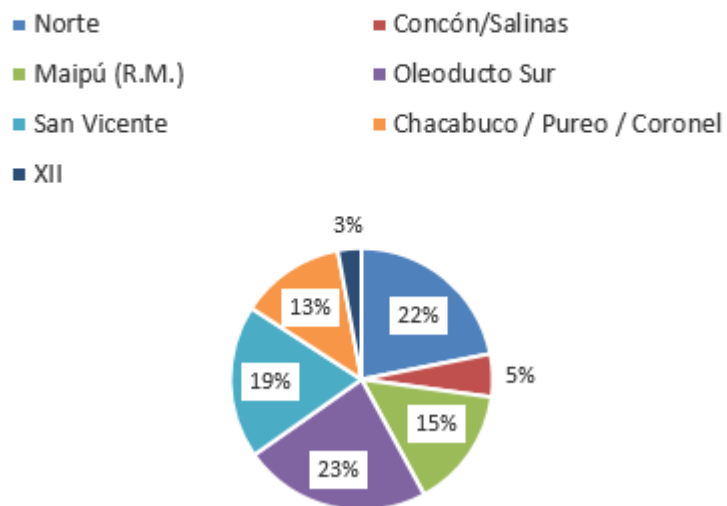


Ilustración 12: Distribución de Diésel

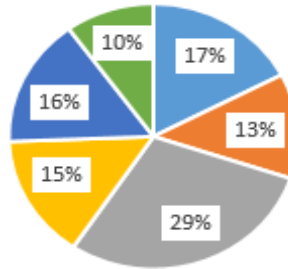
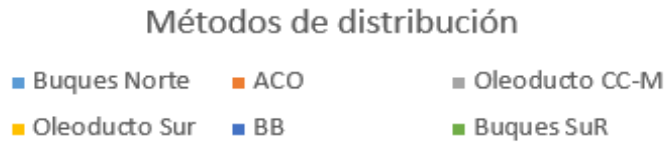


Ilustración 13: Distribución General De Productos

En el tercer gráfico se observa la relación global entre métodos de distribución, donde se observa que la mayoría de los productos son transportados mediante el ducto norte, cuyo centro principal de descarga es Maipú.

3.2. Demanda Futura 2016-2030

Los modelos de proyección de demanda de ENAP entregan dos datos para cada año, la Demanda Total y el Mercado Abordable. El primer dato corresponde a la demanda total del país para cierto producto. El segundo dato es el mercado total que ENAP podría abastecer dadas sus capacidades (puede ser menor o igual a la demanda total). Esta información se puede ver por zona, producto y año, desde el 2016 al 2030.

Interesa estudiar la fracción de demanda total que ENAP considera abastecer, siendo un buen indicador el ratio:

Mercado Abordable/Demanda Total

Este ratio representa la potencial participación de mercado que tendría la compañía. Claramente, si este ratio crece significa un aumento en participación de mercado y vice-versa si es que baja. En total, es decir, considerando todos los productos, ENAP proyecta una baja de 61,1% a 58,6% comparando 2016 y 2030. Esto se explica por un crecimiento en demanda mayor al crecimiento de las capacidades de ENAP. En términos de m^3 en 2016 se dejarían de satisfacer 7,352 M y en 2030 11,274 M (explicado principalmente por el aumento en demanda de diésel).

ENAP pretende cubrir todos los años el 100% de la demanda futura de gasolina. Se proyecta pasar de satisfacer el 47,2% de diésel al 46,9% debido principalmente a un fuerte aumento de demanda de diésel. En cuanto a Kerosene, también disminuiría, pasando de 66,38% a 65,2%. El Gas licuado subiría de 19,1% a 21,9%. El resto permanecería constante.

En los gráficos inferiores se aprecia la comparación entre demanda real y el mercado abordable, apreciándose el pronunciado crecimiento del Diésel en demanda total, que es seguido por el

crecimiento del mercado abordable, sin llegar a alcanzarlo. Esto tiene como consecuencia la disminución de porcentaje de satisfacción de demanda.

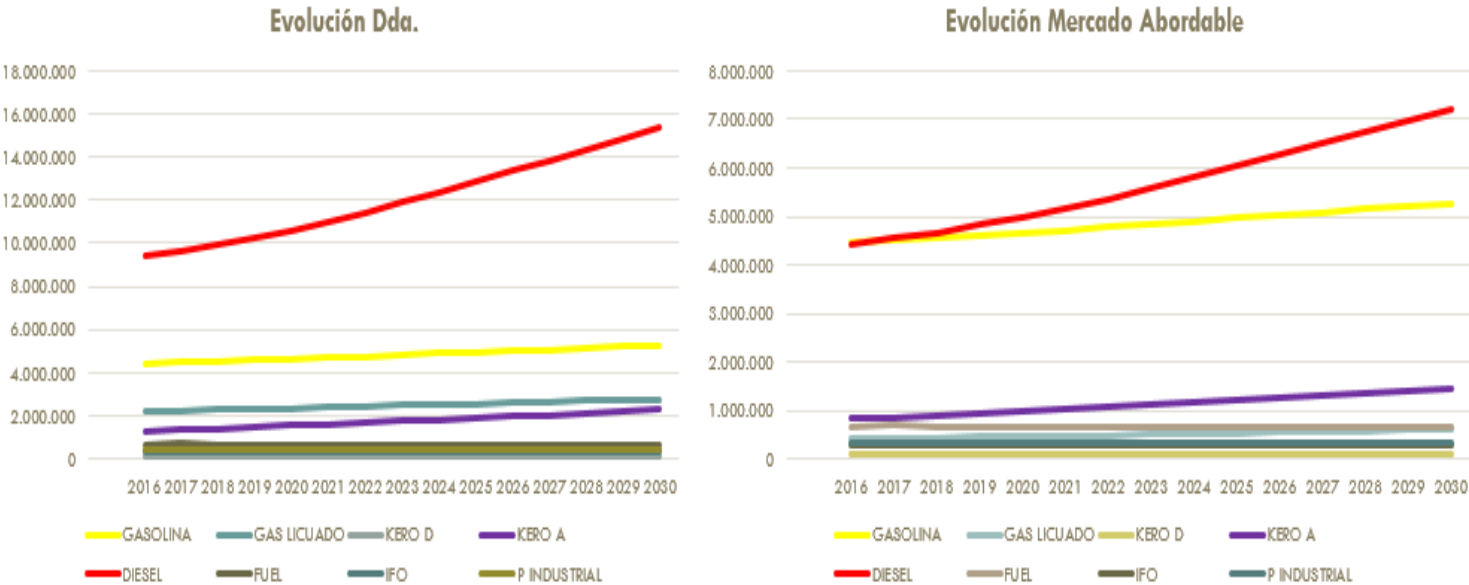


Ilustración 14: Demanda Futura y Mercado Abordable²⁸

En cuanto a crecimientos, se calcularon los crecimientos anuales de cada producto por cada zona, además de calcular su respectivo CAGR (compounded annual growth rate)²⁹:

Zona	CAGR
Norte	2.65%
Quinta	1.42%
RM	2.20%
SFDO/LN	2.75%
VII y Sur	2.43%

Tabla 2: CAGR Agregado para cada zona

²⁸ Ifó es una mezcla de combustibles destilados y residuales, “Intermedian Fuel Oil”.
²⁹ El CAGR es una tasa equivalente (tasa promedio que se estima que crezca cada año).

Zona	CAGR			
	Diésel	Gasolina	Kerosene	Gas Licuado
Norte	3,66%	1,22%	4%	0%
Quinta	3,54%	1,22%	2%	2%
RM	3,42%	1,22%	4%	0%
San Fdo.	3,75%	1,22%	0%	3%
San Vicente	3,58%	1,22%	3%	3%
Sur	1,93%	1,22%	4%	2%

Tabla 3: Crecimiento Proyectado Productos Combustibles Más Demandados

El mayor crecimiento corresponde a la zona de San Fernando y Linares, lo que implicaría la necesidad de aumentar los flujos en el Oleoducto Sur. La zona de menor crecimiento es la sur, cuyo encargado de abastecimiento son los buques que realizan cabotajes en dicha zona.

Los crecimientos de Gasolina son iguales por zona, dado que ENAP es el único proveedor de este producto y por ende determina su crecimiento. Se elige un valor constante pues ENAP planea crecer lo mismo en cada zona para mantener un equilibrio en el país, dado que el crecimiento del parque automotriz es similar en cada zona.

Capítulo 4: Situación Actual

Se estudiaron los datos de demanda del año 2015 y la demanda proyectada entre 2016 y 2030, para tener un entendimiento de las necesidades generales actuales de distribución y hacer una proyección de las demandas futuras. Se estudiaron estacionalidades y demanda particular por región y producto. Se realizaron gráficos y analizaron los datos.

Estos datos se obtuvieron mediante un modelo que utiliza ENAP para proyectar su demanda futura, que toma en cuenta diversos factores que pudiesen influir en ella. Con estos datos, se procedió a estudiar tendencias principalmente, con especial énfasis en desagregar la información por método de distribución requerido (marítimo o terrestre) y región. Con esto, se obtuvo un panorama general de las capacidades logísticas actuales y el punto de quiebre (necesidad de ampliación). Junto a esto, se obtuvieron los parámetros de crecimiento y niveles de demanda para el período de interés.

4.1. Buques

4.1.1. Capacidad

Actualmente la empresa arrienda cinco buques para distribuir su producto a las zonas norte y sur (centro se abastece con oleoductos). Existen los buques “Handy” de aproximadamente 47.000 m^3 de capacidad y los buques “Small” de 16.000. Los buques que arrienda actualmente ENAP tienen las siguientes características:

Buque	Capacidad (m^3)	Zona	Vueltas Mensuales
Antofagasta	47.000	N/S	2
Abtao	47.000	N	1
Arica	47.000	N	1
Punta Gruesa	47.000	S	1
Lama	16.000	S	2

Tabla 4: Características de Buques Arrendados Por ENAP

Esto implica que los buques tienen una capacidad combinada de 267.000 m^3/mes . Estos buques salen desde dos puntos, el puerto de la refinería de Aconcagua (Buques con dirección al norte) y el puerto de la refinería Biobío (Buques con dirección al sur). Saliendo de ahí, tienen la misión de distribuir el producto a una serie de puertos, donde los clientes tienen estanques para recibir dicho producto.

El escenario es el siguiente, donde se aprecia la zona norte a la izquierda y sur a la derecha:

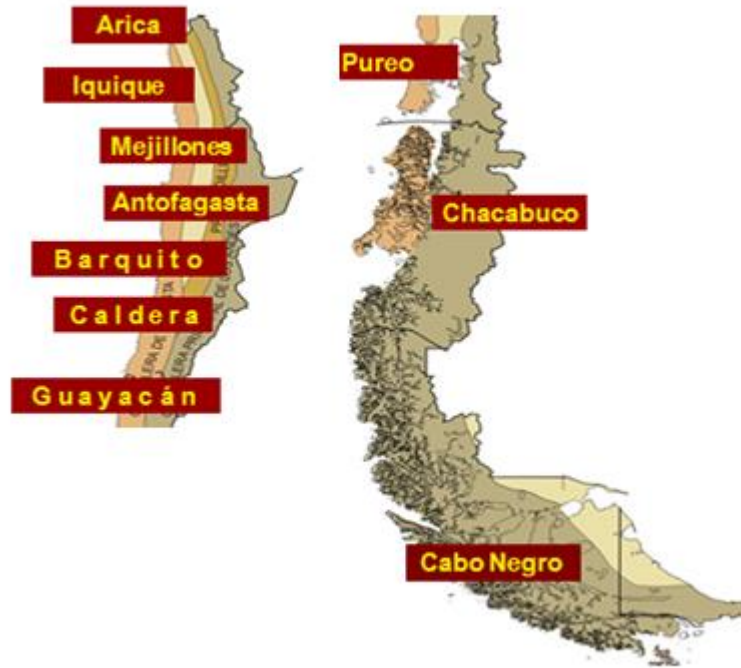


Ilustración 15: Mapa Puertos Visitados Por Buques

Las vueltas de los buques corresponden a una salida desde alguna refinería (Aconcagua o Biobío) hacia los puertos correspondientes a alguna una zona (Norte o Sur). Cada vuelta tiene una ruta definida, en la que un buque pasa por ciertos puertos, descargando producto en cada uno para luego retornar a la refinería³⁰.

Los buques Antofagasta, Arica y Abtao realizan una vuelta al mes cada uno para visitar los puertos del norte. Todos los puertos son visitados por alguno de estos buques, y algunos puertos son visitados más de una vez. El buque Antofagasta además realiza una vuelta extra en la que reparte $17.000 m^3$ a la zona norte y $30.000 m^3$ a la zona sur. La zona sur es abastecida por el Punta Gruesa, que visita Pureo y Punta Arenas. El Buque Lama, que abastece Chacabuco. Chacabuco es un puerto pequeño, al cual solo se puede entrar con $7.000 m^3$ como máximo, por lo que el Buque Lama lo debe visitar dos veces cada mes.

A continuación se muestra la demanda promedio mensual agregada. En base a esta demanda (analizando cada mes por separado), se puede realizar una estimación de la demanda futura, al introducir el factor de crecimiento obtenido en el análisis de demanda. Con esto se puede concluir sobre el punto de tope de capacidad para la empresa.

³⁰ Para efectos de modelación no se representará cada puerto, si no que cada zona, que comprendería la demanda de todos los puertos de dicha zona.

Zona	Demanda Mensual (m ³)
Norte	160.000
Centro	650.000
Sur	90.000

Tabla 5: Demanda Agregada Promedio Por Zona³¹

En el gráfico posterior se observa la demanda mensual promedio por zona que ENAP tendría cada año³². Las líneas horizontales reflejan la capacidad actual para cada zona, por lo que el punto en que las barras atraviesen las líneas horizontales significaría que hay un tope de capacidad. Esto ocurre el 2018 para Chacabuco, el 2025 para el Sur y el 2024 para el Norte. Es importante mencionar que este gráfico se hizo en base a flujos promedio al año. La capacidad máxima se sobrepasaría bastante antes, pues se debe considera el mes de demanda máxima. Esto ocurriría el año 2016.

Demanda Marítima

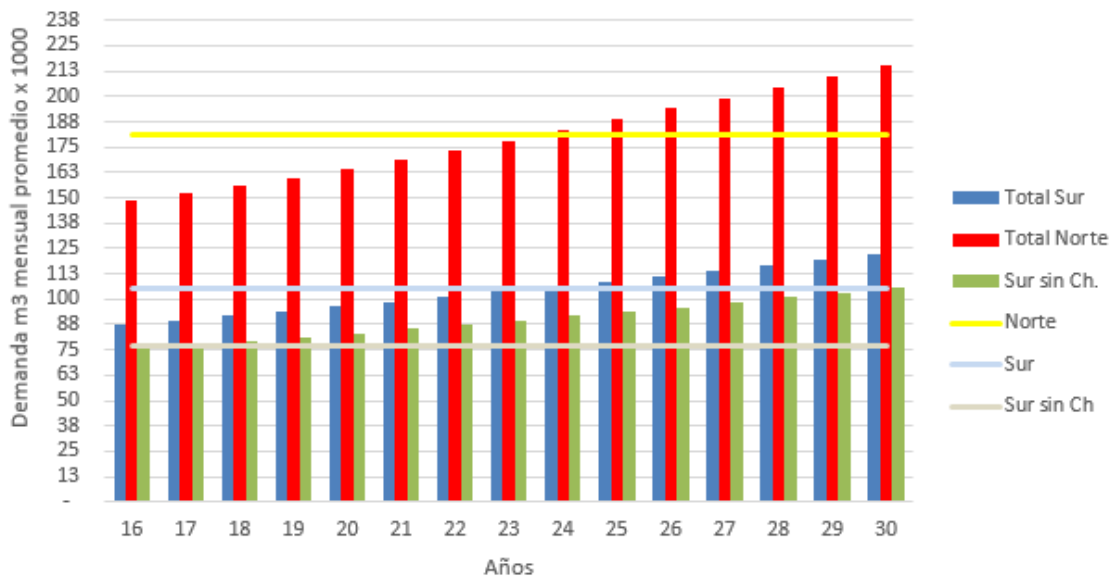


Ilustración 16: Capacidad vs. Demanda Marítima 2016-2030

³¹ Donde zona centro es abastecida por Oleoductos.

³² Para modelar se consideran tres zonas: Norte, Sur sin Chacabuco y Chacabuco (pues Chacabuco tiene condiciones especiales)

Calcular la capacidad a utilizar en el modelo surgía como un problema pues, el modelo es multi-producto y debido a la gran cantidad de posibles estibas la capacidad por producto resultaba variable. Para obtener este dato, se calculó la proporción promedio que cada producto representa de la cantidad total que lleva cada buque. Esta proporción se multiplicaba por la capacidad total para obtener la cantidad de producto que podía llevar cada buque.

Por lo general las estibas no varían mucho en el tiempo para cada buque, puesto que la demanda no tiene grandes variaciones a través del año. Por esto, la aproximación es realista.

4.1.2. Costos

Para el problema de cabotaje³³ de los buques existen una serie de parámetros de costos a considerar. Para navegar un buque se deben pagar costos de arriendo, recalada, navegación carga y descarga. Estos costos a su vez dependen de las rutas que toman los buques, pues cada ruta tiene distancias distintas y se visitan puertos diferentes, lo que implica variabilidad en costos (por combustible, cargas y descargas de producto y uso de personal. Para el modelo se consideran tres rutas genéricas (en concordancia con la demanda por zona), Norte, Sur y Chacabuco, pues se busca estudiar las implicancias de las capacidades a largo plazo, no la determinación de rutas eficientes.

Costo Vuelta USD/mes	Norte	Sur	Chacabuco
Arica	98,869	162,340	50,807
Abtao	113,311	183,630	60,572
Antofagasta	98,869	162,340	50,807
Lama	90,170	150,215	45,701
Punta Gruesa	137,838	218,146	75,332

Tabla 6: Costos Variables de Buques: Recalada, Navegación, Carga y Descarga

Estos costos resultan de la agregación de cuatro costos principales de utilización, estos son: Recalada, Navegación, carga y descarga. Estos constituyen los costos variables en cuanto a buques. El costo fijo corresponde al costo de arriendo, llegando a 20.000 USD diarios para “Handy” y 10.000 USD diarios para “Small”.

³³ El cabotaje consiste en el transporte marítimo, fluvial, lacustre, terrestre o aéreo de personas, mercancías o equipajes entre diversos lugares del territorio de un estado (puertos, aeropuertos, etc.) sin abandonarlo.

Con esto se obtiene la siguiente tabla:

Buque	Costos Fijos USD/mes	Costos Variables USD/mes	Costos Totales USD/mes
Arica	598,200	98,869	697,069
Abtao	525,000	113,311	638,311
Antofagasta	598,200	261,209	859,409
Lama	292,500	91,401	383,901
Punta Gruesa	582,000	218,146	800,146
Total	2,595,900	782,935	3,378,835

Tabla 7: Costos Totales Buques

4.1.3. Contratos de Buques

Un punto fundamental para el marco de esta memoria es el funcionamiento de los contratos con los buques.

ENAP trabaja actualmente con cinco buques, los cuales se utilizan bajo contratos de arriendo con distintos “armadores” (empresas o personas que arriendan los buques). La empresa no es dueña de ninguno de estos buques.

Para poder arrendar un buque se exige que éste sea “reputado”, es decir que cumpla con las leyes marítimas para poder transitar. Esto se conoce como la “reputación” de un buque.

El tiempo de anticipación para pedir un buque varía entre tres y cinco meses, dependiendo de donde se encuentre. Por ejemplo, se puede requerir un BT con capacidad de 150.000 m^3 pero éste puede estar actualmente en Oceanía, por lo que se demoraría más tiempo de lo normal en llegar y se debería pedir con mayor anticipación. En este escenario, ENAP puede aprovechar el viaje de venida hacia Chile para cargar petróleo.

El buque puede ser arrendado completo, es decir, con tripulación, o incompleto, solamente el buques. ENAP debe costear todo tipo de gastos asociados al manejo de la nave, es decir, gasolina (Marine Gas Oil), mantenimiento, costos de estadía, de zarpe, etc. Cuando ENAP recibe el buque, puede utilizarlo de la manera que desee, es decir, el número de vueltas, o uso, no está determinado en el contrato y depende de la empresa que arrienda. Por esto, la decisión de agregar o quitar una vuelta es potencialmente reversible.

Por lo general los buques se arriendan con contratos de tres años. Estos contratos tienen condiciones económicas de salida, por lo que la decisión de arrendar un buque es, por lo general, difícil de revertir.

Evidentemente, cada buque tiene una fecha de término de contrato diferente, por lo que la decisión de recontractar un buque se toma cercana a dicho momento.

4.2. Oleoductos

El oleoducto funciona gracias a dos estructuras principales, el oleoducto en sí y las bombas que impulsan el producto. Estas bombas deben estar en cada una de las estaciones de retiro de producto.

Se consideran dos ductos independientes, el ducto al centro-norte (Concón-Maipú) y el ducto al centro-sur (Biobío-Maipú). El primero alimenta principalmente a la RM desde la refinera Aconcagua y el segundo alimenta todas las ciudades entre Biobío y Maipú desde la refinera Biobío. Esto se observa en la figura de la página siguiente, donde la línea roja que va desde la refinera Aconcagua hasta Maipú representa el Oleoducto Concón Maipú (propiedad de Sonacol) y la línea azul entre la refinera Biobío hasta Maipú que pasa por Chillán, Linares y San Fernando representa el Oleoducto Sur (Parte roja es propiedad de Sonacol).

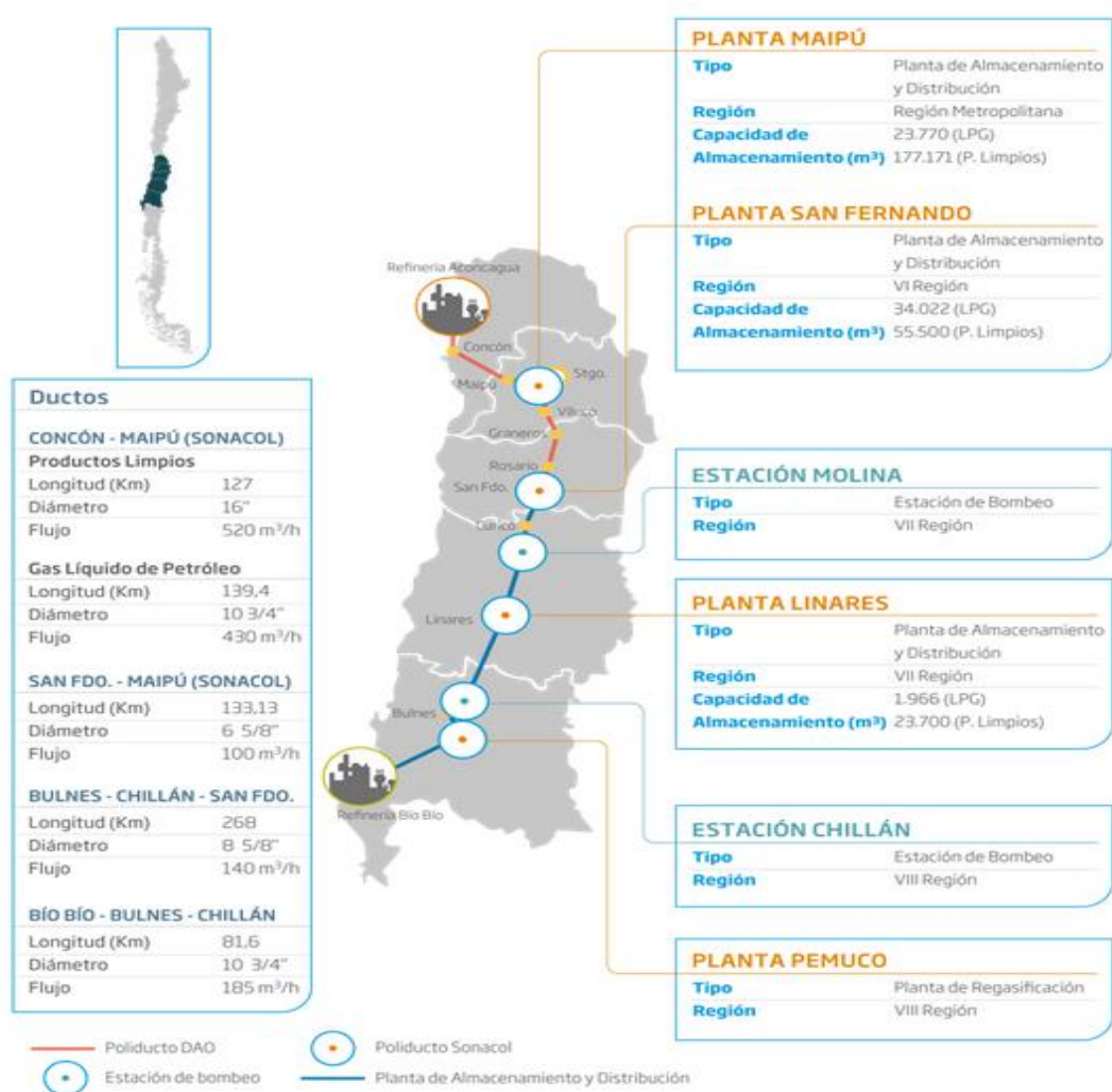


Ilustración 17: Oleoductos y Puntos de Descarga

En cuanto a las bombas, el detalle para el Oleoducto Sur es el siguiente, para cada una de las estaciones de bombeo del Oleoducto:

Estación de Bombeo		NºBombas	Tag
ERBB	Booster	2	J-3951/52/52A/52B
		1	J-3060
	Oleoducto	3	J-3956 E/D/F
Chillán		3	J-4001/4002/4003
Linares		3	J-1c/1d/1e
Molina		3	J-5001/5002/5003

Tabla 8: Bombas Del Oleoducto Sur

4.2.1. Oleoducto Concón-Maipú

El Oleoducto Concón-Maipú es abastecido por la refinería Aconcagua, siendo el encargado de abastecer cerca del 100% de la demanda de la RM. Este oleoducto transporta Gasolinas, Diésel y Kerosene. Es manejado por la empresa Sonacol, donde ENAP tiene una pequeña participación, sin embargo, tiene que pagar 18.09 USD por cada metro cúbico de producto que deba transportar. Por no ser el dueño del Oleoducto, ENAP no debe pagar costos de mantención, energía eléctrica u otros. Tampoco puede implementar estrategias.

Se estimó que este ducto tiene capacidad de sobra para abastecer a la región de Maipú hasta el 2030, dado que se incrementó su capacidad hace poco, pudiendo mantener un flujo de 1.200 m^3/hr promedio³⁴. Esto implica una capacidad de satisfacción de demanda de 864.000 m^3 al mes, siendo la demanda máxima proyectada en el horizonte de tiempo la del mes de diciembre de 2030, con 410.000 m^3 .

Por lo anterior, se desprende que para este ducto no es necesario realizar estrategias. Además, no es manejado por ENAP, por lo que difícilmente se podría implementar alguna optimización. Sin embargo, se incluye en el modelo dado su impacto en el inventario de la refinería de Aconcagua y su utilización en un escenario.

³⁴ <http://sonacol.cl/proyecto/incremento-capacidad-concon-maipu-16-productos-limpios/>

4.2.2. Oleoducto Sur

4.2.1.1. Capacidad

Los toques de capacidad del funcionamiento del Oleoducto Sur vienen dados por dos factores, el oleoducto y las bombas que generan el flujo.

ENAP transporta gasolina (97 y 93), LPG (Propano y Butano), Kerosene y Diésel producidos en la refinería de Biobío a través del Oleoducto Sur.

El ducto tiene actualmente un radio promedio de 25,4 cm y está construido con el material Api 5LX³⁵. Tiene el siguiente detalle, donde el volumen representa un máximo teórico, dadas las dimensiones del oleoducto³⁶:

Inicio Tramo	Fin tramo	Diametro (pulgadas)	Largo (km)	Volumen (m3)
BB	Cosmito	14	13.3	132,089
Cosmito	Bulnes	10	68.9	349,121
Bulnes	Chillan	8.625	13.8	52,018
Chillan	Linares	8.625	100.7	379,581
Linares	San Fdo.	8.625	160.6	605,370
San Fdo.	Maipu	6.625	133.13	296,077
Concón	Maipú (LPG)	10.75	139.4	816,276
Concón	Maipú	16	127	1,647,407

Tabla 9: Detalle Oleoductos

La cantidad de flujo promedio al mes (es decir, si se estuviera descargando en dicho punto sin parar) que se entrega para cada cliente por cada tramo se observa en la página siguiente³⁷.

³⁵ Producto especializado resistente a la oxidación y flujos de líquidos constantes.

³⁶ Los dos últimos tramos corresponden al ducto Concón-Maipú.

³⁷ Para efectos de modelación el tramo de BB-Chillán se modelara como uno solo, pues no hay puntos de descarga en los tramos intermedios (Cosmito y Bulnes). El radio será un promedio ponderado.

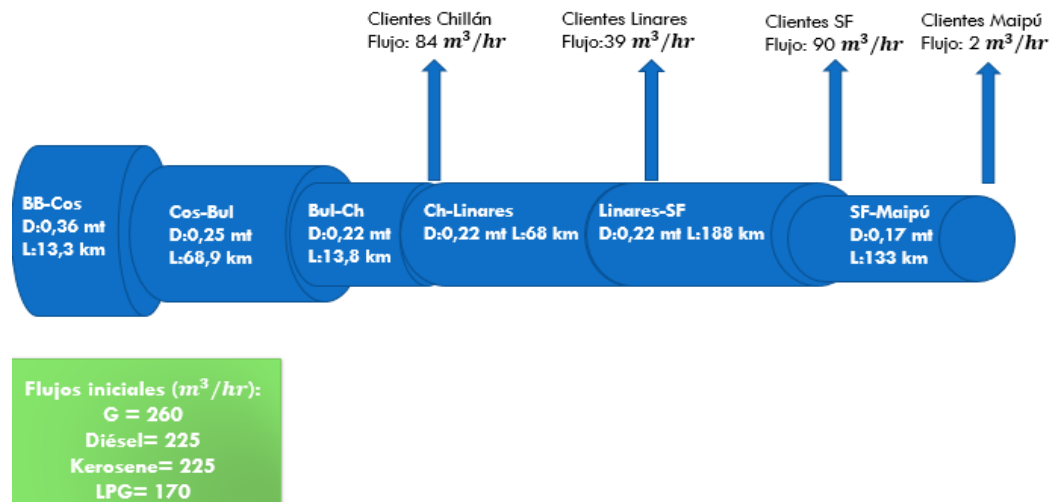


Ilustración 18: Dimensiones y Clientes Oleoducto Sur

El porcentaje de producto entregado para cada punto se muestra en la siguiente figura:

Porcentaje de producto retirado

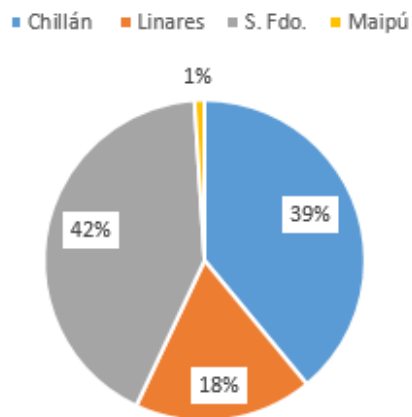


Ilustración 19: Distribución de Producto Oleoducto Sur

Los volúmenes máximos mensuales por producto se calcularon utilizando su flujo promedio máximo en un mes para cada producto:

Tramo	ERBB - Chillán	Chillán-Linares	Linares-Sn Fdo
G 93/97	260	180	165
D-K	230	160	140
LPG	160-180	160-180	160-180

Ilustración 20: Flujos Máximos por Producto y Tramo

Además se utilizó la máxima cantidad de horas que se puede transportar cada uno, considerando que se tienen que transportar otros productos. Estos valores son independientes, es decir, cada uno se obtuvo en el caso especial de transportar cada producto al máximo en meses distintos, por lo que representan un valor de transporte máximo por producto, no en total. Para obtenerlo, se multiplico el flujo máximo por la cantidad de horas transportadas máximas, obteniéndose:

Producto	Vol máx (m3)
GSN 93	59,741
GSN 97	26,341
Diesel	99,299
Kerosene	16,263
Butano	10,625
Propano	2,762

Tabla 10: Volumen Máximo por Producto

Se asume, en el modelamiento, que este mix de productos no está sujeto a cambios. Junto a esto, y en base a los flujos máximos por tramo, se calculó la capacidad máxima de retiro para cada punto y producto. Para esto se multiplicó el flujo máximo de cada tramo por el porcentaje máximo de producto que se retira en cada punto y por la proporción del tiempo en que se inyecta cada producto en particular. Por ejemplo:

$$\text{Límite de retiro}_{\text{Chillán,GSN}} = \text{Flujomax}_{\text{Chillan,GSN}} \cdot \text{MaxRetiro}_{\text{Chillan}} \cdot \text{TiempoInyección}_{\text{GSN}}$$

Con esto se obtuvo la siguiente tabla:

	GSN 93	GSN 97	Diesel	Kerosene	Butano	Propano
Chillán	24,318	11,985	55,338	7,444	-	-
Linares	15,789	5,319	25,048	4,050	3,984	994
San Fdo.	37,912	16,717	61,786	10,119	10,000	2,600
Maipú	-	-	23,529	43,240	-	-

Tabla 11: Límites de Retiro de Producto por Punto de Descarga

El volumen mensual máxima a transportar agregado de todos los productos se calculó utilizando un flujo mensual promedio máximo de $230 \text{ m}^3/\text{hr}$ ³⁸. Este nivel permite transportar 165.600 m^3 .

³⁸ Valor obtenido con jefe de programación de Oleoductos.

Los distintos niveles de flujo mensuales se observan en la siguiente figura:

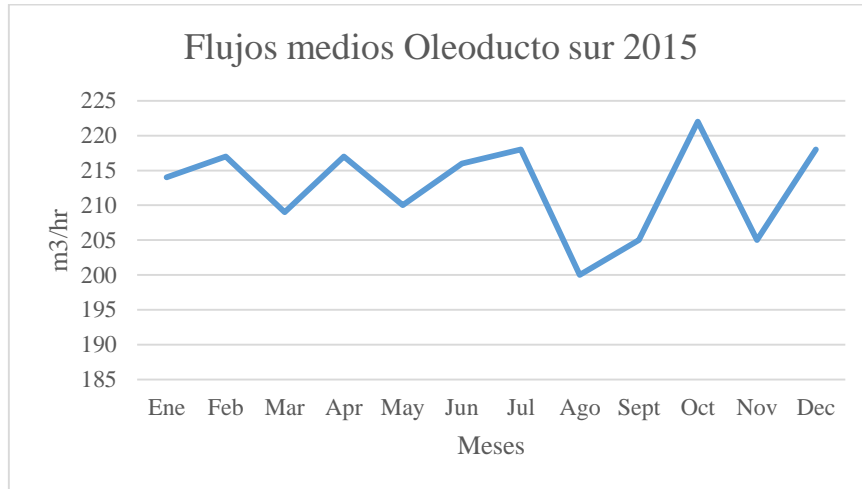


Ilustración 21: Flujo Promedio Mensual 2015

Donde se observa que la mayoría de los meses cae en un rango entre 209 y 218, a excepción de los meses entre agosto y noviembre inclusive, con un *peak* en el mes de octubre.

Se puede obtener un gráfico de tope de capacidad dados distintos niveles de flujo, para comparar con la situación actual:

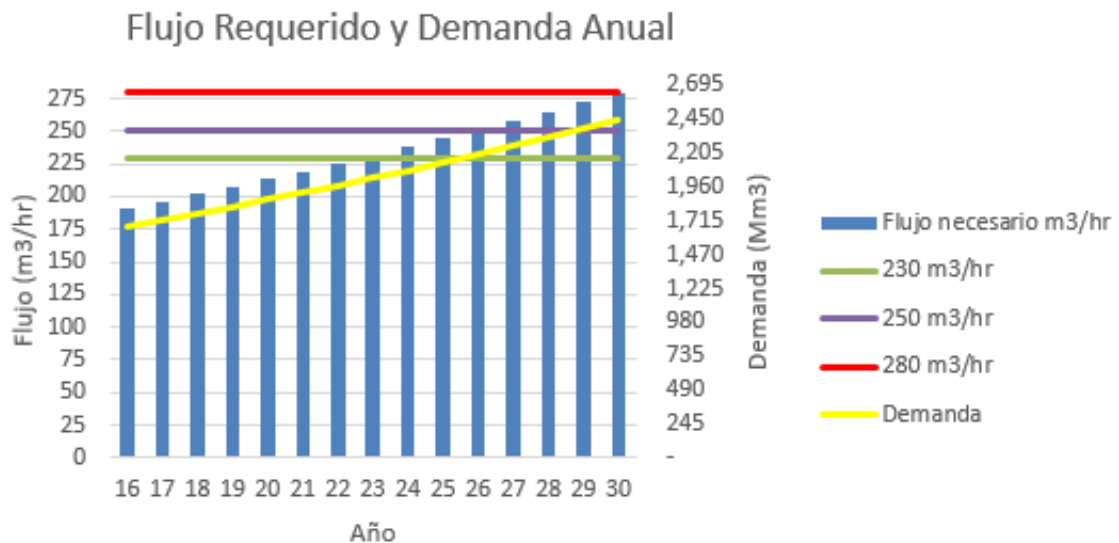


Ilustración 22: Capacidad Oleoducto Sur según año

En el eje y izquierdo se observan niveles de flujo mensual promedio y en el eje y derecho la demanda mensual en miles de metros cúbicos. El eje x corresponde a los años. Las barras azules

corresponden al nivel de flujo requerido para satisfacer la demanda cada año. La demanda se representa por la línea amarilla. Las líneas horizontales son solamente referenciales, pues muestran adonde topan ciertos niveles de flujos con el nivel requerido. Se aprecia que el flujo máximo actual (línea horizontal verde) debería bastar hasta el año 2023.

Es importante mencionar que este gráfico se hizo en base a flujos promedio al año. La capacidad máxima se sobrepasaría bastante antes, pues se debe considerar el mes de demanda máxima. Esto ocurriría el mes de Octubre de 2016.

En cuanto a bombas, se confirmó con el Jefe de división de Oleoductos que en el horizonte de tiempo dado, solo se requerirían revisiones de capacidad de las estaciones de bombeo de Biobío y Chillán. Para la estación de Biobío se cuenta con el siguiente detalle³⁹:

Bomba Oleoducto ERBB	Marca	Modelo	Potencia Motor (HP)
J-3956E	Byron Jackson	6X6X11M-3ET	350
J-3956D	United Centrifugal Pumps	J4X11	350
J-3956F	United Centrifugal Pumps	J4X11	300

Tabla 12: Detalle de Bombas Estación Biobío

De acuerdo al informe de consultoría de Pares y Álvarez, en base a eficiencias típicas de motor, la máxima potencia del motor de las bombas J-3956 E y J-3956 D se alcanzaría al impulsar $230 \text{ m}^3/\text{hr}$. Para la bomba J-3956 F se alcanzaría al impulsar $259 \text{ m}^3/\text{hr}$. Es importante mencionar que las bombas funcionan en conjunto para impulsar el flujo, por lo que no necesariamente la bomba con más *hp* tiene menos limitaciones de capacidad, si no que funcionan como un sistema.

Si es que se llevara a cabo una estrategia para aumentar la eficiencia de los motores de las bombas, estas podrían impulsar como máximo $300 \text{ m}^3/\text{hr}$ dadas las limitaciones propias de las bombas.

Para los motores de las bombas de la estación de Chillán la limitación es de $180 \text{ m}^3/\text{hr}$. Según el informe, se puede llevar a cabo una estrategia que sobrepase esta limitación.

4.2.1.2. Costos

El costo agregado de utilización actual del ducto, sin la implementación de ninguna estrategia es de $4,97 \text{ MMUSD/AÑO}$ ⁴⁰.

³⁹ No se incluyen bombas booster.

⁴⁰ Cifra obtenida con el Jefe de división de Ductos.

Estos costos se estiman de la siguiente manera:

$$\text{Costo envío } 1 \text{ m}^3 * \text{Cantidad enviada al año} = 2,9 \frac{\text{USD}}{\text{m}^3} * 1,71 \frac{\text{MMm}^3}{\text{año}}$$

El detalle de los costos de envío de combustibles se observa en la siguiente figura (Notar que todos los envíos comienzan desde Biobío):

Destino	Costo (USD/m3)
Chillan	\$ 1.65
Linares	\$ 2.11
San Fdo.	\$ 2.61
Maipu	\$ 13.99

Tabla 13: Costos de Envío Oleoducto Sur

Se observa que el envío a Maipú es bastante más caro que a los otros puntos. Esto se debe a que es el último tramo del Oleoducto (San Fernando a Maipú) y que es operado por Sonacol y por ende, se debe pagar un arriendo.

Además de costos de envío, ENAP gasta aproximadamente 780.000 USD al año por la energía eléctrica que necesitan las bombas para operar. Este costo crecería aproximadamente 1% cada año, según el informe de consultoría. Este costo puede disminuir por la inclusión de estaciones intermedias o renovación de bombas. El efecto de estos cambios en los costos se tomó directamente del informe.

4.3. Inventario

ENAP tiene estanques en sus puertos marítimos, en las refinerías y en Maipú, Linares y San Fernando. Se almacena materia prima, producto intermedio y producto final. Junto con los puertos marítimos y refinerías, en Maipú, Linares y San Fernando se almacena materia prima, producto intermedio y producto final. ENAP tiene una capacidad **total** de inventariado de petróleo de 1.1MMm³ y de 1.5MMm³ para producto refinado e intermedio.

No se entrará en detalle sobre el inventario y sus políticas, puesto que no será un factor importante para esta memoria (ver Alcance).

4.4. Contratos con Clientes

Todos los años, en Octubre, ENAP se reúne con sus clientes (Copec, Enex y Petrobras los principales) para que éstos revelen su demanda para el año siguiente. El nivel de detalle es bastante

específico pues los clientes deben decir lo que requerirán cada mes de cada producto y en cada punto. De esta manera, la empresa tiene la información necesaria y el tiempo para planificar su producción y distribución.

ENAP ofrece una tolerancia de $\pm 10\%$ de volumen total anual para sus clientes, considerando la suma de todos los productos. Esto quiere decir que el cliente tiene un rango de error de 10% respecto al total de producto que va a pedir para el año siguiente, según la siguiente regla:

$X_{mes,punto,producto} = m^3$ que el cliente pide para el próximo año por mes, punto y producto

$Pedido_{mes,punto,producto} =$ pedido real en m^3 que realiza el cliente

$$\sum_{meses} \sum_{puntos} \sum_{productos} X_{mes,punto,producto} = X_{año}$$

Se debe cumplir:

$$X_{año} * 0.9 \leq \sum_{meses} \sum_{puntos} \sum_{productos} Pedido_{mes,punto,producto} \leq X_{año} * 1.1$$

Este valor se monitorea a través del año, y se le advierte al cliente si pareciera que no va a cumplir con este rango. Según lo estipulado en los contratos, fuera de este rango, ENAP no tiene obligación de cumplir con la demanda. Si la demanda es menor al valor inferior, entonces el cliente debe pagar una multa por cada m^3 . Si se sobrepasa el valor superior, también se paga multa, y ENAP puede determinar un nuevo precio para la cantidad restante.

Tanto distribución marítima y terrestre funciona con contratos de cumplimiento de demanda mensual, es decir, ENAP debe cumplir con cierta cantidad entregada de producto cada mes. Los días veinte de cada mes el cliente debe decir la demanda exacta, por punto y producto para el mes siguiente. Este pedido también está sujeto a una restricción, dependiente del valor que el cliente declaró que iba a necesitar en la reunión de Octubre.

Se debe cumplir:

$$X_{mes,punto,producto} * 0.925 \leq Pedido_{mes,punto,producto} \leq X_{mes,punto,producto} * 1.075$$

Al igual que la restricción anterior, el cliente tiene un margen de pedido. Si pide menos, se le cobra una multa por cada m^3 y si pide más también se le cobra una multa. Además, ENAP puede decidir el precio a fijar para la cantidad fuera de los márgenes.

Dadas estas condiciones, se evidencia que el cliente tiene altos incentivos a cumplir con lo que declaró en un principio. De esta manera, se puede saber la demanda por mes punto y producto con

un año de anticipación, asumiendo un pequeño margen de error. Se puede asumir que ENAP realiza su planificación de distribución al año con un alto nivel de certidumbre sobre la demanda.

Es importante notar además que ENAP también sigue estas mismas condiciones para satisfacer la demanda del cliente, es decir, la empresa también tiene una holgura de 7,5 y 10 por ciento para entregar sus productos.

Capítulo 5: Enfoque de Solución y Modelamiento

El objetivo principal de esta memoria es realizar un modelo global de la red logística de ENAP, que permita enfrentar la demanda a futuro de la manera más eficiente posible. Este modelo integrará parámetros y variables relacionados a la distribución marítima y terrestre junto con ecuaciones de flujo de inventario. Se buscará disminuir los costos asociados a la distribución de producto.

Para esto se ha recopilado información sobre los distintos parámetros que afectan la logística de ENAP, y en base a la demanda a satisfacer, se determinaron estrategias para aumentar eficiencias y se entregaron soluciones con la ayuda de un motor optimizador.

5.1. Estrategias para aumentar la capacidad de transporte de Oleoductos

Para evaluar las potenciales estrategias, se analizaron en profundidad varios reportes realizados por consultores externos a ENAP, en los cuales se experimentaba con distintas opciones para enfrentar la demanda futura. Además, se investigó sobre estas estrategias a través de una revisión bibliográfica y chequeo técnico con ejecutivos de la empresa.

Para recibir aprobación técnica, se viajó a la planta de San Fernando, y se reunió con el Jefe de la división de oleoductos⁴¹. Además, se comprobaron los costos con el gerente de optimización de la empresa. Dada esta investigación, se identifican estrategias tanto para el oleoducto como para las bombas. Cada una de estas estructuras debe cumplir sus restricciones por separado, es decir, si el ducto soporta flujos de $100 \text{ m}^3/\text{hr}$ pero las bombas no, entonces el sistema estará restringido por la estructura de mínimo potencial.

Para el oleoducto se proponen:

- Uso de agentes reductores de fricción (Aditivo).
- Estaciones Intermedias de bombeo.
- Ampliaciones de tramos del Oleoducto.
- Renovación de motores de bombas.
- Renovación de bombas.

Donde las tres primeras aumentan el flujo máximo para el Oleoducto y las dos últimas la capacidad de las bombas.

⁴¹ En este viaje a la planta, se validaron las estrategias con el Jefe de División de Oleoductos Victor Ramos además de reportes de las consultoras Pares y Álvarez y Delrio S.A.

5.1.1. Aditivo

La primera estrategia consiste en la utilización de un aditivo, conocido como DRA (Drag Reducing Agent).

El DRA es un producto químico que tiene como función disminuir la cantidad de turbulencias producidas dentro de una línea de conducto, sin cambiar las propiedades físicas o químicas del fluido.

Cuando se transporta un producto a través del ducto, se generan bajas de presión, mejor conocido como “Drag”. Esto ocurre pues las partículas del fluido colisionan contra la tubería, generando fricción en el flujo.

En el caso de los oleoductos los flujos siempre son turbulentos y no es necesario cambiar sus propiedades físicas para mejorar el flujo.

En un flujo turbulento las partículas se mueven de manera aleatoria, provocando un desperdicio de la energía que es aplicada a ellos mediante las bombas. El agente reductor funciona al suprimir esta disipación de energía cercana al borde de la tubería. Básicamente, evita las bajas repentinas de presión que disminuyen el nivel de flujo debido a una menor fuerza de arrastre.

Para medir la eficiencia del agente reductor se utiliza el porcentaje de reducción de fricción que alcanza el aditivo. La curva de reducción de fricción para el Diésel en base a las $ppmv^{42}$ utilizadas es la siguiente, donde 8.55 y 16.6 $ppmv$ fueron las concentraciones utilizadas de aditivo:

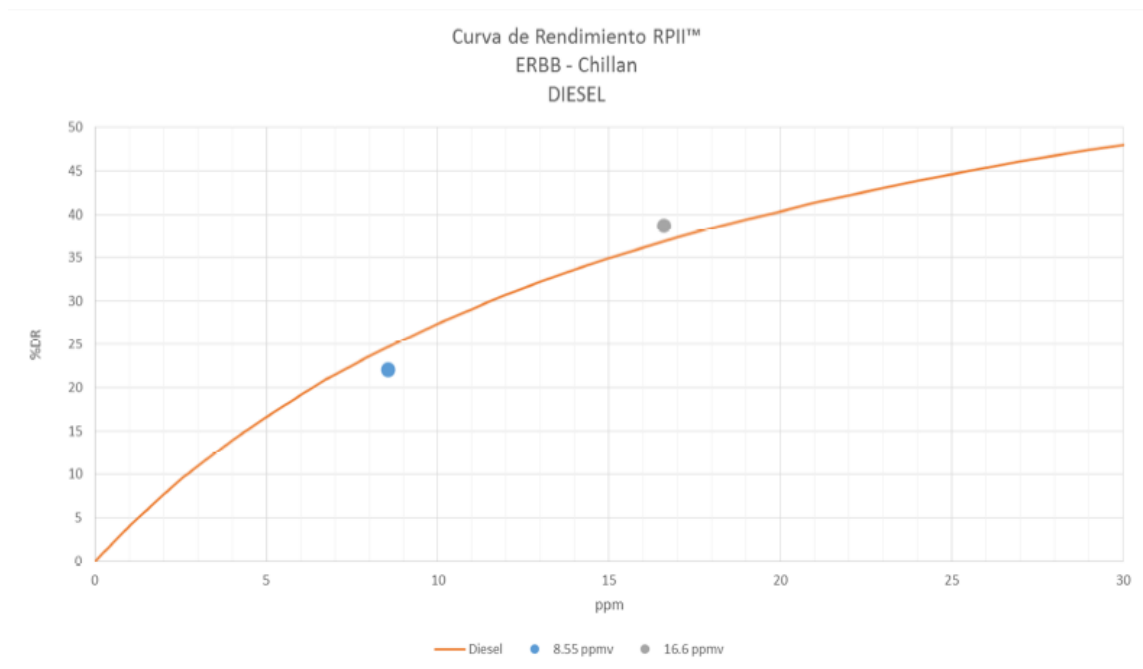


Ilustración 23: Curva de Rendimiento de Aditivo en Oleoducto para Transporte de Diésel

⁴² Ppmv o partículas por millón, corresponde a una unidad de medida, refiriéndose a la cantidad de partículas que hay de cierto solvente (DRA) en un soluto (Producto).

Según el proveedor, se podría llegar a una reducción de fricción de 75%, pero dada una investigación de distintos informe, se consideró más prudente definir una reducción máxima de 65%.

Además de la relación anterior, existe una relación lineal entre los inversos de la cantidad de *ppmv* y el porcentaje de reducción de flujo:

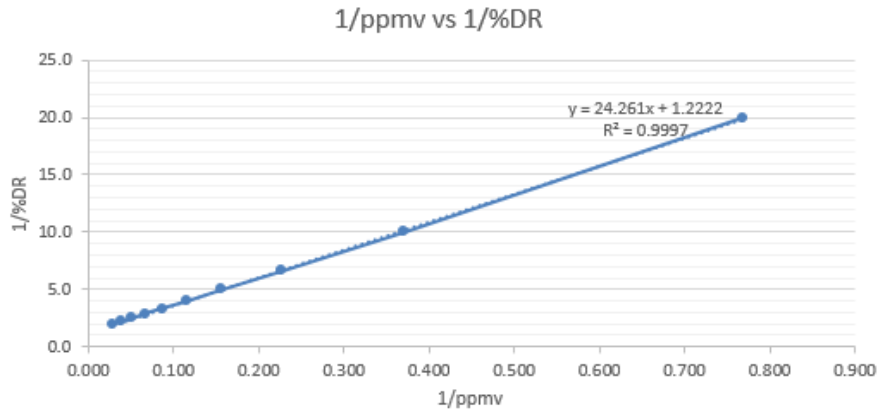


Ilustración 24: Relación Lineal entre Inversos de PPMV y %DR

A su vez, el porcentaje de reducción de fricción tiene una relación directa con el aumento en flujo:

$$\%F.I. = \left[\left(\frac{1}{1 - \frac{\%D.R.}{100}} \right)^{0.55} - 1 \right] \times 100$$

Donde *%F.I.* corresponde al aumento en porcentaje de flujo dado un cierto porcentaje de reducción de fricción (*%D.R.*). Este tipo de decisión es operacional, pues es fácil de revertir y no tiene mayores consecuencias a largo plazo. Se obtiene entonces la curva de aumento de flujo con respecto a la concentración de aditivo:

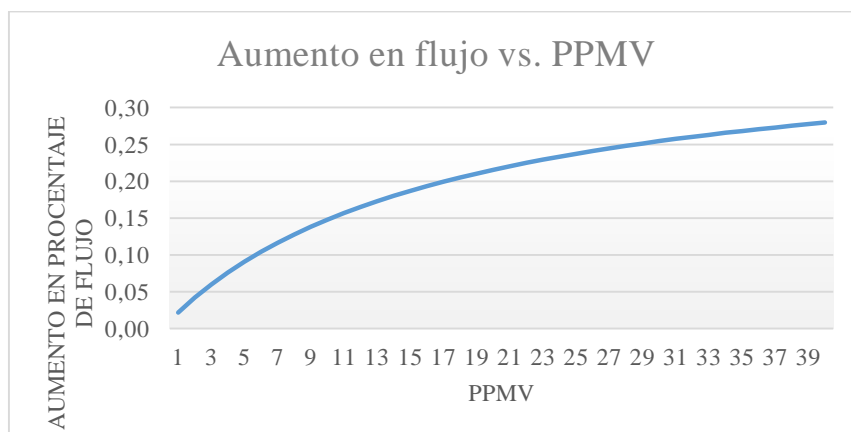


Ilustración 25: Aumento de Flujo en Diésel vs. Concentración de Aditivo

Para esta estrategia se asumió que los aumentos en flujo son iguales para cada producto, puesto que la información con que se contaba era solamente de experimentos realizados con Diésel. Es importante destacar que un solo producto no es representativo para la proyección total de necesidades de capacidad, sin embargo, la utilización del Diésel como producto de prueba permite asegurar que se alcanzarán los flujos requeridos para el resto de los productos (El diésel representa las mayores pérdidas por fricción).

Con esto, se obtiene un gráfico representativo para cada uno de los productos transportados:

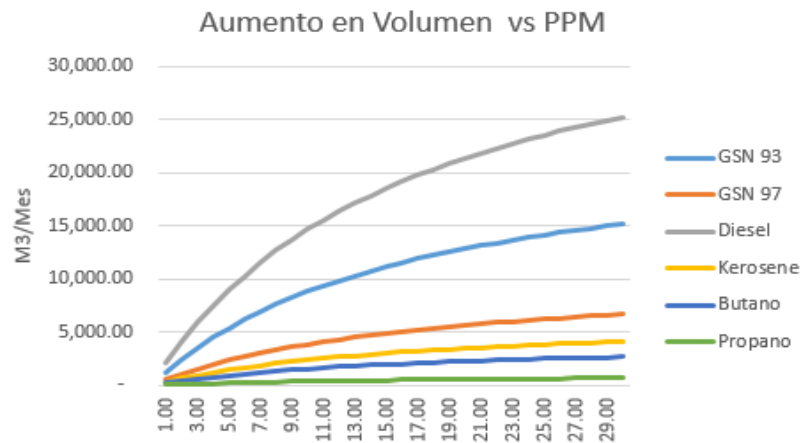


Ilustración 26: Aumento en Volumen por Producto vs. Concentración de Aditivo

Se observa que el Diésel presenta la mayor variación, pero esto se produce por el hecho de que el aumento en volumen se basa en un aumento porcentual del flujo promedio. El Diésel es el producto más transportado, por lo que su flujo promedio mensual es mayor al de los demás productos.

Para poder utilizar aditivo se debe instalar un sistema reductor de fricción que adapte el oleoducto a la inyección de aditivos.

5.1.2. Estaciones Intermedias

Esta estrategia corresponde a la instalación de estaciones intermedias de bombeo, aproximadamente en el punto medio de alguno de los tramos. Esta estrategia es factible para los tramos BB-Chillán y Chillán-Linares.

Al incluir una estación intermedia se pueden elevar las presiones a la máxima presión que es capaz de soportar el tramo, permitiendo un mayor flujo.

Los aumentos serían los siguientes en m^3/mes :

Tramo	Aumento (m3/mes)
BB-Chillan	90720
Chillan-Linares	36720

Tabla 14: Aumento en Volumen Mensual dada la Inclusión de una Estación Intermedia

5.1.3. Ampliaciones de Oleoducto Sur

Se consideró también la posibilidad de ampliar el oleoducto para cada uno de sus tramos. Para calcular el aumento en volumen máximo a transportar dada una ampliación, se utilizó la ley de Poiseuille (también conocida como ley de Hagen-Poiseuille). Esta ley se originó en 1839 por Gotthilf Heinrich Ludwig Hagen (1797-1884) y permite determinar el flujo de un líquido incompresible a través de un tubo cilíndrico de sección circular constante⁴³.

Esta ley presenta la siguiente ecuación, que sirve para estudiar casi cualquier flujo, en particular de oleoductos:

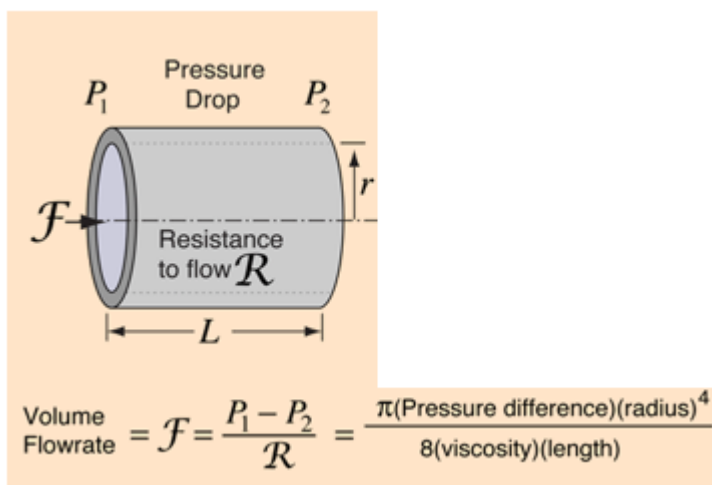


Ilustración 27: Ley de Poiseuille

Con esto se puede evidenciar una relación proporcional entre el radio de un oleoducto y el flujo resultante. Se observa en particular que el flujo está relacionado con el radio a la cuarta potencia del conducto por el cual es transportado. Esto se observa en la página siguiente.

⁴³ https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Poiseuille

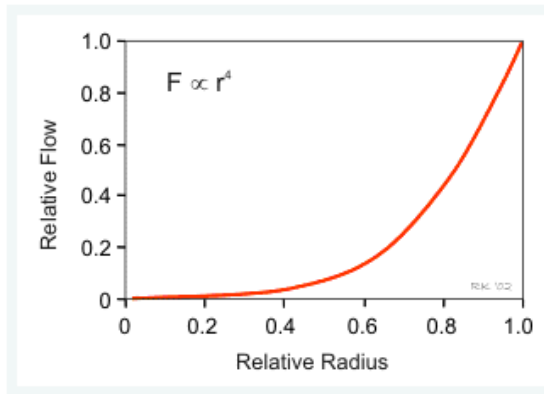


Ilustración 28: Relación entre Radio y Flujo

Con esta relación y con la información de cada tramo de oleoducto (en particular su diámetro y flujo medio) se puede determinar el aumento en volumen máximo dado un aumento en radio de algún tramo del oleoducto. Para esto, se utiliza el flujo promedio y máximo de cada producto. Por ejemplo para la gasolina se obtiene:

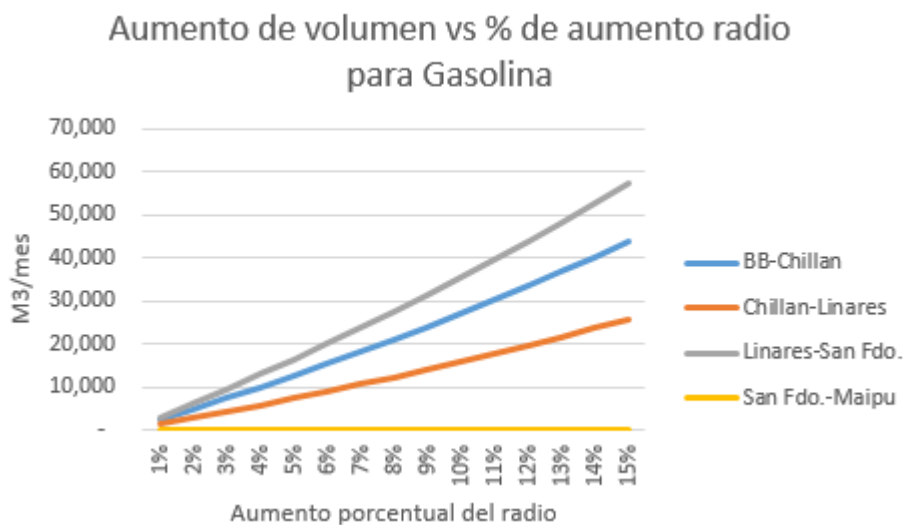


Ilustración 29: Aumento en Volumen Mensual Dado un Aumento de Radio para Gasolina

Luego de la visita a la planta, se determinó, junto al jefe de división de ductos, que la única ampliación factible a ocurrir es a 14'' de diámetro, es decir, un radio de 17,78 cm. Por lo tanto se propone la opción de ampliar cada uno de los tramos a dicho diámetro⁴⁴.

⁴⁴ Por temas de presión, el ducto tiene que ir decreciendo en diámetro, por lo que la estrategia sería crecer desde el comienzo al final.

Se obtiene la siguiente tabla⁴⁵:

Tramo	Radio actual (cm)	Aumento requerido
BB-Chillan	13.83665	28%
Chillan-Linares	10.95375	62%
Linares-San Fdo.	10.95375	62%
San Fdo.-Maipu	8.41375	111%

Tabla 15: Aumento Porcentual Requerido para llegar a 14" de Diámetro

Con los aumentos porcentuales en radio se puede obtener el aumento correspondiente en volumen con la fórmula mencionada anteriormente. Se obtienen entonces los aumentos en volumen por tramo a ampliar y por producto en m^3/mes :

	BB-Chillan	Chillan-Linares	Linares-San Fdo.	San Fdo.-Maipu
GSN 93	23,994	48,624	107,824	-
GSN 97	12,013	16,545	50,908	-
Diesel	65,846	82,084	175,127	12,628
Kerosene	2,352	3,407	10,021	15,375
Butano	-	13,191	36,840	-
Propano	-	1,060	5,546	-

Tabla 16: Aumento en Volumen dada una Ampliación a 14"

5.1.4. Bombas

Un aumento en flujo, dada cualquiera de las estrategias requiere un aumento en la potencia de las bombas que manejan las presiones de carga y descarga de los productos. Estas presiones permiten mantener los flujos, y para esto se requiere potencia. Es importante mencionar que las estrategias para las bombas son restricciones *aparte* de las estrategias anteriores, es decir, ambas deben cumplir su propia restricción de volumen para que el sistema funcione.

En cuanto a bombas existen dos potenciales estrategias, la renovación de los motores de las bombas actuales, o cambiar directamente las bombas por unas nuevas. Estas estrategias se obtuvieron del informe de consultoría de Pares y Álvarez.

Para el tramo BB-Chillán se propone como primera estrategia renovar el motor de una bomba de potencia de 350 *hp* a 415 *hp*, es decir, la bomba J-3956E o la J-3956D. Esto permitiría pasar la barrera de 230 m^3/hr .

⁴⁵ El tramo BB-Chillán se pone como un único tramo puesto que no existe punto de descarga entremedio. El radio corresponde a un promedio ponderado entre los tramos intermedios.

Como segunda renovación se propone cambiar el motor de la bomba J-3956F de 300 hp a 350 hp pasando la barrera de 260 m³/hr.

Para pasar la barrera de 300 m³/hr se propone un cambio de Bombas Booster y de Oleoducto, lo que permitiría llegar por lo menos a 356 m³/hr que alcanzaría para el horizonte de tiempo planteado.

Para el tramo Chillán-Linares el flujo máximo al cual pueden llegar los motores es 180 m³/hr. Para pasar esta barrera se propone cambiar todos los motores de las tres bombas de 250 hp a 300 hp. Con esto se alcanzarían los flujos requeridos en el horizonte de tiempo.

Se obtiene los aumentos en capacidad correspondientes a las renovaciones de motores en m³/mes:

	Renovación	
	1	2
BB-Chillan	20,880	28,800
Chillan-Linares	33,120	-

Tabla 17: Aumento en Volumen dada una Renovación de Motores de Bombas

Y la renovación de bombas generaría un aumento de 41,040 m³/mes.

5.1.5. Vida Útil

Al ingresar los parámetros, se ponderó cada inversión por la fracción de vida útil que se alcanzaría a utilizar en el modelo (puesto que este no es a perpetuidad, sino que tiene un tiempo determinado)⁴⁶. De esta manera, se disminuye el costo de las grandes inversiones para el modelo, lo que es sensato, puesto que la empresa se podría beneficiar por más tiempo de estas inversiones, que solamente por el tiempo que compone el horizonte del modelo (catorce años). De esta manera, se hace justicia a las inversiones que tienen una mayor vida útil. Para cada año t el costo se ponderó por:

$$\frac{30 - t}{\text{Vida Útil}} \quad t \in [16,30]$$

Que correspondería a la fracción de vida útil que alcanzaría a utilizarse en el modelo⁴⁷.

⁴⁶ Vale decir que esto solo se hizo para el modelo, las cifras en los flujos de caja corresponden a los costos reales.

⁴⁷ Las vidas útiles se determinaron con los informes de consultoría, el jefe de división y páginas web.

Las vidas útiles son las siguientes:

Estrategia	Vida útil
Sistema reductor de fricción	14
Estación Intermedia	14
Ampliación	50
Bombas	14

Tabla 18: Vidas Útiles de Estrategias

Se repiten las cifras en tres casos pues se tomó como referencia la vida útil de una bomba común para dichos casos.

Este enfoque es similar a considerar pagar toda la inversión (sin ponderar por vida útil) y después descontar un valor residual en el último período. La diferencia radica en la tasa de descuento, que tiene un efecto de mayor disminución de costos en el método elegido que en el de valor residual. Esto se explica porque el valor residual se obtiene en el último año, por ende, la tasa hace que se descuenta bastante y no sea un beneficio mayor.

Se escogió el primer método pues pareciera ser más realista. Si se llevasen a cabo las estrategias no necesariamente se dejarían de utilizar al final del horizonte temporal (año 2030). Por esto, no existiría un valor residual, pero si quedaría vida útil para dichas inversiones.

5.1.6. Costos

5.1.6.1. De Inversión

Los costos inversión (a excepción de la ampliación del ducto) se obtuvieron directamente del informe de consultoría de Pares y Álvarez del año 2014. Estos se observan en las páginas siguientes.

SISTEMA DE REDUCTOR DE FRICCIÓN	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingeniería y Gastos del Dueño	30.000
Suministro de Equipos	120.000
Construcción y Montaje	50.000
Contingencias	30.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	230.000

ESTACIÓN INTERMEDIA ENTRE EL TRAMO ERBB Y CHILLÁN	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingenierías, Administración de Construcción, Costos del Dueño y Compra de terreno	920.000
Suministros	1.280.000
Construcción y Montaje	1.400.000
Contingencias	540.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	4.140.000

ESTACIÓN INTERMEDIA TRAMO CHILLÁN - LINARES	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingenierías, Administración de Construcción, Costos del Dueño y Compra de terreno	925.000
Suministros	860.000
Construcción y Montaje	1.285.000
Contingencias	470.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	3.540.000

CAMBIO DE 1 MOTOR DE BOMBA DE OLEODUCTO DE ERBB	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingenierías y Costos del Dueño	57.000
Suministros	140.000
Construcción y Montaje	10.000
Contingencias	40.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	247.000

CAMBIO DE MOTORES DE LAS BOMBAS CHILLÁN	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingenierías, Costos del Dueño y Otros	40.000
Suministros	190.000
Construcción y Montaje	30.000
Contingencias	40.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	300.000

REEMPLAZO DE BOMBAS BOOSTER Y BOMBAS DE OLEODUCTO DE ERBB	
ITEM	MONTO DE INVERSIÓN USD
Ingenierías, Administración de Construcción, Costos del Dueño y Otros	670.000
Suministros	1.970.000
Construcción y Montaje	2.600.000
Contingencias	1.080.000
TOTAL COSTOS DE INVERSION	6.320.000

Tabla 19: Costos de Inversión

El costo de ampliación corresponde a un millón de dólares por *km*, y fue estimado por el Gerente de Optimización de la empresa.

5.1.6.2. De Operación

Se consideró:

- Aditivo: 1.538 USD por *ppmv* si se utiliza todo un mes, por producto⁴⁸. Este costo solo se incluye si se decide utilizar DRA para cierto mes.
- Costo energía eléctrica: Se estimaron en base a los flujos promedio, utilizando valores de costo de energía eléctrica proporcionados por ENAP.
- Costo mano de obra: Un operador por turno para cada estación intermedia de bombeo.
- Costo de Mantenimiento: Se considera un 3% del valor total instalado.
- Costos de envío:

Inicio-Fin	Costo (USD)
BB-Chillán	1.65
BB-Linares	2.11
BB-San Fdo.	2.61
BB-Maipú	13.99
Concón-Maipú	18.09

Tabla 20: Costo de Envío de Producto desde Biobío o Concón

Donde el aumento de costos en las dos últimas opciones se debe al arriendo a Sonacol.

⁴⁸ Este costo se pondera por la fracción de tiempo del mes en que se inyecta dicho producto.

5.2. Estrategias para aumentar la capacidad de transporte de Buques

Para enfrentar el incremento de demanda para puntos abastecidos por buques se presentan dos estrategias principales, la opción de contratar una flota más grande y la capacidad de que los buques realicen más vueltas con la flota actual.

Se consideraron todos los productos transportados por los buques, siendo estos los siguientes para cada zona:

Producto	Norte	Sur	Chacabuco
Diesel	Sí	Sí	Sí
GSN 93	Sí	Sí	Sí
GSN 97	Sí	Sí	Sí
Kerosene	Sí	Sí	A veces
Fuel Oil	Sí	No	No
MGO	No	Sí	No

Tabla 21: Productos Demandados Para Distribución Marítima por zona

La capacidad de los buques por producto para cada vuelta se calculó mediante la multiplicación de la capacidad total de cada buque y la fracción de demanda en un mes promedio de cada producto.

Buque	Producto	Volumen (m3)
Arica	Diesel	20,439
	GSN 93	10,256
	GSN 97	6,329
	Kerosene	4,702
	Fuel Oil	6,274
	MGO	-
Abtao	Diesel	20,439
	GSN 93	10,256
	GSN 97	6,329
	Kerosene	4,702
	Fuel Oil	6,274
	MGO	-
Antofagasta	Diesel	20,439
	GSN 93	10,256
	GSN 97	6,329
	Kerosene	4,702
	Fuel Oil	6,274
	MGO	-
Lama	Diesel	11,425
	GSN 93	1,681
	GSN 97	789
	Kerosene	105
	Fuel Oil	-
	MGO	-
Punta Gruesa	Diesel	30,848
	GSN 93	12,106
	GSN 97	6,243
	Kerosene	4,016
	Fuel Oil	-
	MGO	2,788

Tabla 22: Capacidad por Buque y Producto

Para la primera estrategia, se obtuvieron los precios con el gerente de optimización de contratar potenciales buques “Handy” y “Small”:

Buque	Costo (USD)		
	Norte	Sur	Chacabuco
Handy	137,838	218,146	75,332
Small	90,170	150,215	45,701
Handy2	137,838	218,146	75,332
Small2	90,170	150,215	45,701

Tabla 23: Costos de Uso Buques Adicionales

Buque	Costo (USD)
Handy	582,030
Small	292,530
Handy2	582,030
Small2	292,530

Tabla 24: Costos de Arriendo Buques Adicionales

Donde la primera tabla corresponde al costo variable de utilización y la segunda a los costos fijos de arriendo. Ambos tipos de buques se tendrían que contratar por tres años como mínimo, y contar con un tiempo de espera de tres meses para recibirlos.

Las capacidades para los buques correspondientes a esta estrategia son las siguientes:

Buque	Producto	Volumen (m3)
Handy	Diesel	20,439
	GSN 93	10,256
	GSN 97	6,329
	Kerosene	4,702
	Fuel Oil	6,274
	MGO	-
Small	Diesel	11,425
	GSN 93	1,681
	GSN 97	789
	Kerosene	105
	Fuel Oil	-
	MGO	-
Handy2	Diesel	30,848
	GSN 93	12,106
	GSN 97	6,243
	Kerosene	4,016
	Fuel Oil	-
	MGO	2,788
Small2	Diesel	11,425
	GSN 93	1,681
	GSN 97	789
	Kerosene	105
	Fuel Oil	-
	MGO	-

Tabla 25: Capacidades de Buques Adicionales

Donde se observa que el buque “Handy” tiene las mismas capacidades que los buques que van hacia el norte y el buque “Handy2” las mismas que el buque que va hacia el sur. Los buques “Small” tienen la misma capacidad que el buque Lama.

La siguiente tabla presenta la factibilidad de la realización de vueltas, la primera es para viajes a la zona norte, la segunda zona sur y la tercera Chacabuco.

Vueltas Norte	
Arica	1
Abtao	1
Antofagasta	2
Lama	0
Punta Gruesa	0
Handy	2
Small	0
Handy2	1
Small2	1

Vueltas Sur	
Arica	0
Abtao	0
Antofagasta	1
Lama	1
Punta Gruesa	2
Handy	0
Small	0
Handy2	1
Small2	1

Vueltas Chacabuco	
Arica	0
Abtao	0
Antofagasta	0
Lama	2
Punta Gruesa	0
Handy	0
Small	2
Handy2	0
Small2	0

Tabla 26: Factibilidad de Vueltas de Buques Totales

5.3. Modelo de Optimización

El modelo corresponde a un problema de la familia de la Programación Lineal Entera Mixta. Como se mencionó en el planteamiento, su naturaleza principalmente de variables enteras le dan las características de un problema complejo.

Para enfrentar este problema, el motor optimizador utiliza el algoritmo “Branch and Bound”, característico de este tipo de problemas. Este genera un árbol de soluciones, donde cada rama lleva a una posible solución. A medida que el algoritmo itera va ingresando a las ramas y descartando o guardando soluciones dependiendo del costo que representa cada rama (Si es mejor al valor guardado anteriormente se reemplaza, y si es peor se descarta).

Las características del modelo son las siguientes:

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	63	SINGLE EQUATIONS	415,448
BLOCKS OF VARIABLES	26	SINGLE VARIABLES	220,996
NON ZERO ELEMENTS	14,886,040	DISCRETE VARIABLES	126,990

Además el modelo considera los siguientes antecedentes principales:

- ENAP utiliza una flota de buques tanques para distribuir su producto a la zona norte y sur.
- Cuenta con tres buques “Handy” de $47.000\ m^3$, otro “Handy” de $56.000\ m^3$ y uno menor, de $17.000\ m^3$.
- La flota no satisface la demanda del año 2015. Interesa observar que decisiones de flota o aumento de recorridos hay que tomar.
- Para distribuir producto en la zona centro sur, ENAP utiliza un oleoducto, que alimenta Chillán, Linares, San Fernando y Maipú.
- Para distribuir producto a zona centro norte, ENAP utiliza el oleoducto Concón-Maipú.
- El oleoducto sur tiene un radio aproximado de 12,7 cm y flujo máximo de $230\ m^3/hr$. Estas características permiten satisfacer la demanda actual.

- El oleoducto Concón-Maipú tiene un flujo máximo de $1200 \text{ m}^3/\text{hr}$ el cual es suficiente para enfrentar la demanda hasta el 2030. Sin embargo, se incluye en el modelo por su efecto en el inventario y escenarios.
- Interesa observar si hay que tomar decisiones de capacidad de oleoducto o cambios en las bombas.
- Se incluyeron parámetros relacionados al costo por recorrido de cada buque y al costo del potencial arriendo de buques nuevos. Además, se incluyeron parámetros de costo relativos a distintas estrategias para el Oleoducto Sur. Todos los costos consideran una tasa de descuento de 10%⁴⁹.
- Se incluyó un factor de vida útil, que representa el componente de largo plazo de algunas inversiones.
- Se utiliza la demanda 2016-2030, obtenidas de las ventas proyectadas por ENAP para zona norte y sur.
- ENAP tiene una holgura para cumplir sus contratos de $\pm 7,5\%$ ⁵⁰ cada mes y de $\pm 10\%$ cada año. Se da la opción al modelo de elegir el nivel de servicio, incentivando a cumplir con toda la demanda, pues no se tiene acceso a los ingresos de la empresa⁵¹. Esto es razonable pues ENAP cumple la mayoría de las veces con toda la demanda.
- Para modelar el nivel de servicio, se incluye un penalizador arbitrario que castiga los resultados cada vez que se deja de cumplir parte de la demanda⁵².

A continuación se muestran los índices, parámetros, variables y función objetivo del modelo. Para conocer las siglas, convenciones generales y restricciones del modelo ver Anexo parte 2.

5.3.1. Índices

5.3.1.1. Comunes

- k : Conjunto de productos.

$$k = \{Diesel, G93, G97, Kerosene, Kerojet, Propano, Butano, FuelOil, MGO\}$$

- t : Conjunto de años.

$$t = \{16, \dots, 30\}$$

- m : Conjunto de meses.

$$m = \{1, \dots, 12\}$$

⁴⁹ Se escogió esta tasa pues es la misma que se utilizó en el informe de consultoría y consultando con el tutor, se pensó razonable.

⁵⁰ Ver sección 4.4, Contratos con Clientes.

⁵¹ Ver sección 1.1.2, Justificación.

⁵² Ver sección 1.2, Alcances.

5.3.1.2. Oleoductos

- p : Conjunto de puntos de descarga de OleoSur.
 $p = \{\text{Chillán, Linares, San Fdo. y Maipú}\}$
- p^n : Conjunto de puntos de descarga de OleoCCM.
 $p^n = \{\text{Maipú-N}\}$
- j : Conjunto de tramos de OleoSur.
 $j = \{\text{BB-Chillán, Chillán-Linares, Linares-San Fdo., San Fdo.-Maipú}\}$
- r : Conjunto de renovaciones¹.
 $r = \{1, 2\}$
- $ppmv$: Define la concentración de aditivo DRA² a utilizar (medido en ppmv³).
 $ppmv = \{1, \dots, 30\}$

5.3.1.3. Buques

- b : Conjunto de buques.
 $b = \{\text{BT Antofagasta, BT Arica, Abtao, Lama, Punta Gruesa, Small1, Handy1, Small2, Handy2}\}$
- z : Conjunto de zonas abastecidas por buques.
 $z = \{n, s, ch\}$
- v : Conjunto de vueltas en el mes.
 $v = \{1, \dots, 2\}$

5.3.2. Parámetros

Refinerías:

- $ProdRef_{k,t,m}^{ACO}$: Producción del producto k el año t mes m por la refinería ACO (m^3).
- $ProdRef_{k,t,m}^{BB}$: Producción del producto k el año t mes m por la refinería BB (m^3).
- $InvMin_k$: Tolerancia mínima de inventario de producto k para ambas refinerías (m^3).

Oleoductos:

En el caso de los ductos, se hace la distinción entre capacidades máximas agregadas y desagregadas, es decir, para cada producto se puede establecer un flujo máximo particular, pero no necesariamente se puede obtener este flujo máximo para todos los productos en un mismo mes. Esta capacidad puede ser igual o menor. Esto mismo ocurre con las estrategias para los ductos, cada una representa un aumento en el volumen máximo a transportar por producto, pero no necesariamente se pueden aumentar los volúmenes de cada producto en un mismo mes.

Parámetros Oleoducto Sur:

- $Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur}$: Demanda para OleoSur de producto k en el punto p para el año t mes m (m^3).
- $Ptgp_p$: Porcentaje máximo mensual de producto retirado en el punto p del OleoSur.
- $Ptgk_k$: Porcentaje máximo de tiempo en un mes inyectando producto k al oleoducto.
- $MaxVol_t^{OleoSur}$: Volumen mensual máximo a inyectar en el OleoSur para un mes en el caso base (m^3).
- $MaxVol_k^{OleoSur}$: Volumen mensual máximo a inyectar de un producto k particular en el caso base (m^3).
- $MaxDraw_{p,k}$: Volumen mensual máximo a retirar de producto k en el punto p (m^3).
- $WCost_{p,t}^{OleoSur}$: Costo de enviar $1 m^3$ al punto p el año t a través del ducto sur(USD).
- $WCost_{p,t}$: Costo de enviar $1 m^3$ al punto p el año t a través del ducto Concón Maipú(USD).
- $DraCost_t$: Costo mensual de mantener una concentración de $1 ppmv$ de aditivo (USD/mes).
- $DraFixCost_t$: Costo fijo de instalar la unidad de aditivo el año t (USD).
- $VolInct_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur}$: Incremento en capacidad de volumen mensual máximo considerando el promedio⁴ del flujo del producto k , al utilizar una concentración de $ppmv$ de aditivo (m^3).

- $VolInc_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur}$: Incremento en capacidad de volumen mensual máximo considerando el flujo máximo del producto k al utilizar una concentración de $ppmv$ de aditivo (m^3).
- $AmpCost_{t,j}$: Costo de ampliar el diámetro del tramo de oleoducto j a 14 pulgadas el año t (USD).
- $VolInct_{k,j}^{Amp,OleoSur}$: Incremento en capacidad de volumen mensual máximo considerando el promedio del flujo del producto k al realizar una ampliación a 14 pulgadas del tramo j (m^3).
- $VolInc_{k,j}^{Amp,OleoSur}$: Incremento de capacidad de volumen mensual máximo considerando el flujo máximo del producto k al realizar una ampliación a 14 pulgadas del tramo j (m^3).
- $AmpTimet_j$: Componente del tiempo⁵ en años que demora el diámetro del tramo j en ampliarse a 14 pulgadas (Años).
- $AmpTimem_j$: Componente del tiempo en meses que demora el diámetro del tramo j en ampliarse a 14 pulgadas (Meses).
- $StationCost_{t,j}$: Costo de incluir una estación de bombeo adicional en el tramo j el año t (USD).
- $StatVarCost_t$: Costo de mantener en funcionamiento una estación de bombeo adicional (USD).
- $VolInc_j^{Stat,OleoSur}$: Incremento en volumen a inyectar o extraer⁶ en el tramo j dada la adición de una nueva estación de bombeo (m^3).

Parámetros Bombas Oleoducto Sur:

- $RenCost_{t,j,r}$: Costo de realizar la renovación r para los motores de las bombas del tramo j (USD).
- $VolInc_{j,r}^{Ren,OleoSur}$: Incremento en volumen a inyectar⁷ al realizar la renovación r de los motores de las bombas del tramo j ⁸ (m^3).
- $PumpCost_t$: Costo de renovar las bombas del tramo BB-Chillán el año t (USD).
- $VolInc^{Pump,OleoSur}$: Incremento en capacidad de volumen a inyectar, dado el reemplazo de las bombas del tramo BB-Chillán por bombas nuevas (m^3).

Parámetros Oleoducto Concón Maipú:

- $Dda_{p^n,k,t,m}^{OleoCCM}$: Demanda para OleoCCM de producto k en el punto p^n para el mes m (m^3).
- $MaxVolt^{OleoCCM}$: Volumen mensual máximo a inyectar sumando todos los productos de OleoCCM en el caso base (m^3).

Parámetros de Buques:

- $Cap_{b,k}$: Capacidad total del buque b para el producto k (m^3).
- $Dda_{t,m}^{BT,z,k}$: Demanda de producto k de la zona z en el año t el mes m (m^3).
- $TripCost_{b,t}^{z,v}$: Costo total de realizar un viaje en la vuelta v del buque b para ir a la zona z (USD).
- $Hire_{b,t}$: Costo de arriendo de buque b por tres años (USD).
- $Vuel_b^n$: Cantidad máxima de vueltas que puede realizar cada buque al norte.
- $Vuel_b^s$: Cantidad máxima de vueltas que puede realizar cada buque al sur excluyendo Chacabuco.
- $Vuel_b^h$: Cantidad máxima de vueltas que puede realizar cada buque a Chacabuco.

5.3.3. Variables

Variables de Refinerías

- $INV_{k,t,m}^{ACO}$ = Nivel de inventario el año t mes m de producto k en la refinería de Aconcagua (m^3).
- $INV_{k,t,m}^{BB}$ = Nivel de inventario el año t mes m de producto k en la refinería de Biobío (m^3).

Variables de Oleoductos

- $WDRAW_{p^n,k,t,m}^{OleoCCM}$: Cantidad de producto k retirado del ducto OleoCCM en el punto p^n el año t el mes m (m^3).
- $WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur}$: Cantidad de producto k retirados del ducto OleoSur en el punto p el año t el mes m (m^3).
- $VOL_{k,t,m}^{OleoCCM}$: Cantidad de volumen que se decide inyectar en el oleoducto OleoCCM de producto k el año t el mes m (m^3).
- $VOL_{k,t,m}^{OleoSur}$: Cantidad de volumen que se decide inyectar en el oleoducto OleoSur de producto k el año t el mes m (m^3).

$$DRACH_{k,t,m,ppmv} : \begin{cases} 1; & \text{si se utiliza el nivel } ppmv \text{ de aditivo el año } t \text{ el mes } m \text{ para el producto } k \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$DRAFX_{t,m} : \begin{cases} 1; & \text{si es que alguna vez se usó DRA en el horizonte de tiempo} \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$AMPSTART_{t,m,j} : \begin{cases} 1; & \text{si se decide ampliar el tramo } j \text{ de OleoSur el mes } m \text{ del año } t \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$AMP_{t,m,j} : \begin{cases} 1; & \text{si se terminó de ampliar el tramo } j \text{ de OleoSur al final del mes } m \text{ del año } t \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$RENCH_{j,t,m,r} : \begin{cases} 1; & \text{si se realiza la renovación } r \text{ de los motores de bombas del tramo } j \text{ el año } t \text{ mes } m \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$PUMPCH_{t,m} : \begin{cases} 1; & \text{si se decide reemplazar las bombas de BB-Chillán el año } t \text{ mes } m \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$STATIONCH_{t,m,j} : \begin{cases} 1; & \text{si se decide incluir una estación adicional para el tramo } j \text{ el año } t \text{ mes } m \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$STATVAR_{t,j} : \begin{cases} 1; & \text{si se decidió incluir una estación adicional para el tramo } j \text{ antes o en el año } t \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

Buques

- $QTY_{b,t,m}^{z,k,v}$ = volumen del producto k con que el buque b zarpa el año t mes m que va a la zona z en la vuelta v (m^3).

$$USE_{b,t,m}^{z,v} = \begin{cases} 1; & \text{Si se inicio la } v\text{-ésima vuelta del buque } b \text{ el año } t \text{ mes } m \text{ día } d \text{ hacia la zona } z \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$HIRESTART_{b,t} = \begin{cases} 1; & \text{si comenzó el contrato del buque } b \text{ al comienzo del año } t \\ 0; & \text{si no} \end{cases}$$

$$HIRE_{b,t} = \begin{cases} 1 & \text{si el buque } b \text{ esta contratado el año } t \\ 0 & \text{si no} \end{cases}$$

5.3.4. Función Objetivo

La función objetivo representa los potenciales costos que enfrentaría la empresa si siguiera las estrategias antes mencionadas.

El objetivo del modelo es minimizar el costo global de operación entre 2016 y 2030. Para ello, considera variables relacionadas con:

- Oleoductos.
- Buques.
- Refinerías.
- Nivel de servicio.

Con este planteamiento, el modelo se encarga de optimizar la situación futura de ENAP. En particular, se encarga de tomar las mejores decisiones en cuanto a todo tipo de costos asociados a distribución, en particular a estrategias para enfrentar la demanda futura. La función es la siguiente:

$$\text{Min } T_1 + T_2 + T_3 + T_4$$

Donde T_1 corresponde a la función que minimiza los costos de las estrategias relacionadas con ductos, T_2 corresponde a la función que minimiza las estrategias relacionadas con buques, T_3 corresponde a la función que minimiza los costos de inventario y T_4 corresponde a la función que minimiza el nivel de servicio. Como se mencionó anteriormente, T_3 y T_4 se modelan para que el modelo sea más robusto, pero en este caso no tienen mayor relevancia en la obtención de resultados⁵³.

⁵³ Ver explicación sección 1.1.2, Justificación.

- Función Objetivo Oleoductos:

$$\begin{aligned}
T_1 = & \underbrace{\sum_t \sum_m \sum_j AmpCost_{t,j} \cdot AMPSTART_{t,m,j}}_{\text{Costo ampliación}} + \underbrace{\sum_t \sum_m DRAFx_{t,m} \cdot DraFrCost_t}_{\text{Costo fijo aditivo}} \\
& + \underbrace{\sum_k \sum_t \sum_m \sum_{ppmv} Ptg_k \cdot DraCost_t \cdot DRACH_{k,t,m,ppmv} \cdot ppmv}_{\text{Costos variables aditivo}} \\
& + \underbrace{\sum_t \sum_m \sum_j StationCost_{t,j} \cdot STATIONCH_{t,m,j} + \sum_t \sum_j StatVarCost_t \cdot STATVAR_{t,j}}_{\text{Costo de estaciones intermedias}} \\
& + \underbrace{\sum_t \sum_m \sum_j \sum_r RenCost_{t,j,r} \cdot RENCH_{j,t,m,r}}_{\text{Costo de renovar los motores de las bombas}} + \underbrace{\sum_t \sum_m PumpCost_t \cdot PUMPCH_{t,m}}_{\text{Costo de cambiar las bombas}} \\
& + \underbrace{\sum_p \sum_k \sum_t \sum_m WCost_{p,t}^{OleoSur} \cdot WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur}}_{\text{Costo de envío OleoSur}} \\
& + \underbrace{\sum_{p^n} \sum_k \sum_t \sum_m WCost_{p^n,t}^{OleoCCM} \cdot WDRAW_{p^n,k,t,m}^{OleoCCM}}_{\text{Costo de envío OleoCCM}}
\end{aligned}$$

- Función Objetivo Buques:

$$T_2 = \underbrace{\sum_{z,b,t,m,v} TripCost_{b,t}^{z,v} \cdot USE_{b,t,m}^{z,v}}_{\text{Costo de uso}} + \underbrace{\sum_{b,t} Hire_{b,t} \cdot HIRESTART_{b,t}}_{\text{Costo de arriendo por tres años}}$$

- Función Objetivo Refinerías:

$$T_3 = 0,1 \cdot \underbrace{\left(\sum_{k,t,m} INV_{k,t,m}^{ACO} + \sum_{k,t,m} INV_{k,t,m}^{BB} \right)}_{\text{Costo de inventario}}$$

- Función objetivo nivel de servicio:

$$\begin{aligned}
T_4 = & 1,000 \cdot \left\{ \sum_p \sum_k \sum_t \sum_m (Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur} - WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur}) \right. \\
& \left. + \sum_z \sum_k \sum_t \sum_m (Dda_{t,m}^{BT,z,k} - \sum_b \sum_v QTY_{b,t,m}^{z,k,v}) \right\}
\end{aligned}$$

5.3.5. Validación

Para comprobar qué tan realista y qué tan similar es el modelo a las decisiones que ENAP toma en realidad, y por ende su validez como instrumento de gestión, se corrió el modelo para el año 2015. Como principales indicadores, se usaron la cantidad de barcos y vueltas que realizaban y que flujo y estrategias se implementaron para los oleoductos.

Se obtuvo lo siguiente:

	Año
Buque	15
Arica	1
Abtao	1
Antofagasta	1
Lama	1
Punta Gruesa	1
Small2	1

Tabla 27: Buques Arrendados según el Modelo año 2015

	Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Modelo	220.92	202.37	216.22	216.88	216.75	215.60	225.58	206.41	201.18	229.83	204.70	226.01
Real	220.92	202.37	216.22	216.88	216.75	215.60	225.58	206.41	201.18	229.83	204.70	225.58
Diferencia %	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%

Tabla 28: Flujos Ducto Sur Modelo vs. Realidad

Estos resultados concuerdan bastante con lo ocurrido el 2015. En cuanto a buques, se comprobó que la flota actual (Arica, Abtao, Antofagasta, Lama y Punta Gruesa) no es suficiente para enfrentar la demanda⁵⁴. Para manejar esta situación, se contratan buques de manera esporádica, que no se consideran como buques de la flota oficial (pues no están sujetos a los mismos contratos de 3 años), pues se utilizan rara vez y solo en meses críticos. El buque “Small2” del modelo refleja la falta de capacidad real que ENAP subsana con buques esporádicos.

Como se mencionó, ENAP tiene una holgura para cumplir sus contratos de $\pm 7,5\%$ cada mes y de $\pm 10\%$ cada año. Se da la opción al modelo de elegir el nivel de servicio, incentivando a cumplir con toda la demanda, pues no se tiene acceso a los ingresos de la empresa. Para modelar el nivel de servicio, se incluye un penalizador arbitrario que castiga cada vez que se deja de cumplir parte de la demanda. Para validar dicho penalizador se observa el flujo, que es prácticamente igual a los flujos que ENAP escogió, con una pequeña diferencia el último mes. Esto implica que el penalizador de no cumplimiento de demanda es razonable, puesto que con dichos flujos ENAP cumplió la mayoría de las veces con la demanda, al igual que en el modelo.

Los costos de fletes Oleoductos y Marítimos representaron un costo de \$ *MUSD* 107,018 el año 2014. Para el 2015 se estima, según el modelo, que estos costos serán de \$ *MUSD* 110,560, lo que parece un aumento razonable.

Con esto se concluye que el modelo está lo suficientemente calibrado y que sus resultados serían sensatos.

⁵⁴ Comprobado con Gerente de Optimización.

Capítulo 6: Resultados

6.1. Introducción

En este capítulo se observan los principales resultados entregados por el modelo optimizador, junto con diversos análisis.

En la sección 6.2 se revisa el caso base, que corresponde al modelo con los parámetros obtenidos en la investigación sin ninguna variación. Esto quiere decir que la demanda, todos los costos y los demás parámetros son los que se encontraron originalmente con los datos proporcionados por la empresa, informes de consultoría y ejecutivos de la ENAP. Se analizan los nuevos requerimientos de buques y ductos, junto con las variaciones en el costo unitario de envío de combustibles que generaría la propuesta. Además, se revisa el flujo de caja de costos entregado por el modelo.

La sección siguiente corresponde a los resultados y análisis económico de diversos escenarios que fueron relevantes para el área de optimización de la empresa.

Primero se comparan los distintos escenarios respecto al indicador *Costos/Demanda* en todo el horizonte temporal. Luego se analizan dos grandes escenarios, observando las variaciones en el Costo Actual Neto (CAN) que estos escenarios producirían. Interesa analizar el CAN puesto que este modelo presenta sólo costos, dejando de lado los ingresos de la compañía.

En el primer escenario se analiza la opción de traspasar parte de la demanda de Kerojet del Oleoducto Concón-Maipú al Oleoducto Sur, que descubre una oportunidad no prevista. En dicho escenario se presentan porcentajes entre 0% y 16% de demanda a traspasar.

El otro escenario corresponde a variaciones en la demanda de gasolinas y diésel (los productos más importantes de ENAP) respecto al caso base (datos estimados por el modelo de ENAP). Se realizaron variaciones de $\pm 5\%$ y $\pm 2\%$ para cada producto tanto por separado como en conjunto.

Por último, se realiza un análisis de sensibilidad para los parámetros más importantes de construcción y transporte, observando su impacto en el CAN. Se varían los costos de las naves “Small” y “Handy” $\pm 10\%$ por separado. Luego se disminuye en 50% el valor de las ampliaciones. Finalmente, se varía en $\pm 50\%$ el valor de la instalación de una estación intermedia. Se concluye respecto a qué parámetros son más sensibles en el modelo y cuáles son más robustos. Interesa observar qué parámetros tienen más poder para hacer cambiar las decisiones que entrega el modelo, y por ende, concluir sobre los parámetros en los que hay que ser más cautos.

6.2. Resultados Caso Base

El caso base corresponde a la utilización de los parámetros obtenidos de demanda sin variar. Esto quiere decir que la demanda, todos los costos y los demás parámetros son los que se encontraron originalmente con los datos proporcionados por la empresa, informes de consultoría y ejecutivos de la ENAP.

Con estos datos se plantea la siguiente propuesta dados los resultados del modelo:

Contrato Buques	Año														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica	1			1			1			1			1		
Abtao	1			1			1			1			1		
Antofagasta	1			1			1			1			1		
Lama	1			1			1			1			1		
Punta Gruesa	1			1			1			1			1		
Handy	1			1			1			1			1		
Small			1			1			1			1			1
Handy2															1

Uso Buques

Lama	2											
Punta Gruesa	2											
Handy2	1											
Small	1											
Handy	1											

Norte
Chacabuco
Sur

Tabla 29: Resultados Modelo Distribución Marítima

En la primera tabla se muestran los inicios de contrato (Variable HIRESTART) y en la segunda el número de vueltas (número dentro del rectángulo) que realizarían los buques en los cuales puede variar el número de vueltas y a qué zona (definidas por colores):

Donde destaca la inclusión de un buque adicional “Handy” entre 2016 y 2022 con una vuelta hacia el norte. Luego entre 2023 y 2030 se le suma una vuelta más hacia el norte. El buque Punta Gruesa debería realizar dos vueltas (actualmente realiza una) hacia el sur entre 2016 y 2030. Desde 2018 en adelante se incluiría un buque “Small” que realizaría un recorrido a Chacabuco hasta 2026. Luego realizaría dos recorridos a Chacabuco hasta 2030. Por último, se incluye el buque “Handy2” desde 2029, realizando una vuelta al sur y una al norte.

Para Ductos las inversiones claves son las siguientes, representadas por variables binarias:

	Año				
	16	20	21	24	26
Sistema DRA	1	0	0	0	0
Renovación Motor BB 1	1	0	0	0	0
Renovación Motor BB 2	0	0	1	0	0
Renovación Motor Chillán	0	0	0	1	0
Nuevas Bombas	0	0	0	0	1
Estación Intermedia BB-Chillán	0	1	0	0	0
Estación Intermedia Chillán-Linares	0	0	0	0	0

Tabla 30: Estrategias Óptimas Oleoducto Sur por Año

En cuanto a capacidad de flujo máximo del Oleoducto destaca la instalación del sistema DRA en 2016. Esto apunta a que la empresa está funcionando al límite de sus capacidades en cuanto flujo máximo.

Se aprecia una preferencia por el sistema reductor de fricción por sobre los otros métodos, lo cual era lo esperable por ser de menor costo. Se observa que cuando éste deja de ser suficiente (año 2020) se opta por instalar una estación intermedia entre Biobío y Chillán y en 2024 una estación entre Chillán y Linares. Luego, en 2027, se retoma el uso de DRA⁵⁵. Destaca también la ausencia de ampliaciones, que parecen ser muy costosas en relación al beneficio que entregan.

En cuanto a capacidad de bombas, destaca una renovación de motor de la estación Biobío el primer año. Esto es un indicio de que la empresa está funcionando al límite de sus capacidades en cuanto a los motores de las bombas. En 2021 se renueva otro motor de Biobío y en 2024 de Chillán. Por último, se realiza una gran inversión para comprar bombas nuevas el año 2026.

Se concluye que las bombas tendrían la capacidad de enfrentar la demanda por un tiempo cercano a una década. Esto solamente si se realizan las renovaciones pertinentes de los motores de dichas bombas.

A continuación se muestran los costos unitarios de envío promedio de los productos a través del Oleoducto Sur. Se compara el costo unitario del año 2015 (línea naranja) con el costo unitario variable producto de las inversiones propuestas:

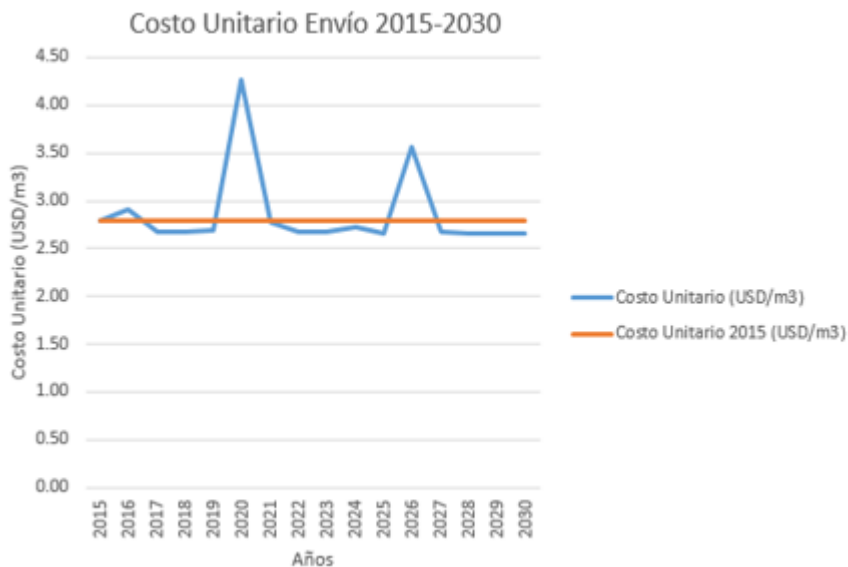


Ilustración 30: Costo Unitario de Envío, 2015 v/s 2016-2030

Los peak's en la línea azul se producen por la estación intermedia (2020) y por la inversión en nuevas bombas (2026). Cabe destacar que luego de una gran inversión (cuando el costo unitario se estabiliza) se obtiene un costo unitario menor al actual (línea azul por debajo de línea naranja).

⁵⁵ Ver Tabla 31, Flujo de Caja Base en las páginas siguientes.

Se estimó el CAN (Costo Actual Neto) para el caso base considerando costos de inversión y operación para estrategias de buques y oleoductos. Se consideró una tasa de descuento de 10% (Tasa que se utiliza en ENAP usualmente) obteniéndose un CAN de 1,034 *BUSD*.

El flujo de caja es el siguiente, separado para los años 2016-2023 y 2024-2030:

Costos de Inversión	Año							
	16	17	18	19	20	21	22	23
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ 230,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4,140,000.00	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00
Mano de Obra Estación Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento	\$ -	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00
DRA	\$ 14,661.07	\$ 34,678.79	\$ 57,556.08	\$ 94,853.39	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
EE ERBB	\$ 780,000.00	\$ 786,000.00	\$ 792,000.00	\$ 798,000.00	\$ 804,000.00	\$ 585,068.00	\$ 591,068.00	\$ 597,068.00
Equipos EI	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ 4,286,809.24	\$ 4,395,884.35	\$ 4,491,533.23	\$ 4,600,564.25	\$ 4,710,200.38	\$ 4,842,399.44	\$ 4,982,186.73	\$ 5,128,574.12
Costo retiro Oleoducto CCM	\$ 58,787,957.85	\$ 60,098,883.63	\$ 61,632,436.07	\$ 63,334,938.23	\$ 64,929,923.25	\$ 66,825,303.84	\$ 68,809,415.92	\$ 70,889,764.98
Buques								
Costo de Uso	\$ 13,434,949.15	\$ 13,515,257.40	\$ 13,836,633.44	\$ 14,202,974.55	\$ 14,570,051.27	\$ 14,753,589.64	\$ 14,799,290.32	\$ 15,442,042.40
TOTAL	\$ 193,765,822.31	\$ 78,837,604.17	\$ 91,494,403.82	\$ 199,032,675.43	\$ 89,311,074.90	\$ 98,275,836.92	\$ 205,531,536.97	\$ 92,412,580.49
CAN (USD)	\$ 1,034,193,673.14							
Costos/Demanda	13.95							

Tabla 31: Flujo de Caja Caso Base 2016-2023

Costos de Inversión	Año							
	24	25	26	27	28	29	30	
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor BB 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor Chillán	\$ 300,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ 6,320,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ 21,244,095.00	\$ 10,677,345.00	
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	
Mano de Obra Estación Chillán	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	
Mantenimiento	\$ 170,592,009.80	\$ 46,488,767.35	\$ 65,409,792.35	\$ 87,937,249.27	\$ 135,705,091.37	\$ 157,015,549.35	\$ 180,580,420.21	
DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 197.98	\$ 527.94	\$ 1,187.87	\$ 2,771.71	
EE ERBB	\$ 603,068.00	\$ 609,068.00	\$ 615,068.00	\$ 515,068.00	\$ 521,068.00	\$ 527,068.00	\$ 533,068.00	
Equipos EI	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Costo retiro Oleoducto CCM	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Buques								
Costo de Uso	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
TOTAL	\$ 106,155,261.37	\$ 213,630,542.58	\$ 106,552,465.62	\$ 113,647,945.07	\$ 221,586,381.46	\$ 130,305,482.77	\$ 122,197,997.11	

Tabla 32: Flujo de Caja Caso Base 2024-2030

Se observa que los costos varían bastante a través de los años (Entre 79 *MUSD* y 221 *MUSD*) principalmente por la alta inversión requerida para el arriendo de buques. Sin embargo, el costo promedio por año sería de 137 *MUSD*.

Para los oleoductos pareciera ser más eficiente retrasar las grandes inversiones, como ampliaciones o estaciones de bombeo, y favorecer el uso de aditivo. Esto se debe a los bajos costos y alta flexibilidad de operación del aditivo, los cuales presentan una gran ventaja en su utilización. Cuando se utiliza el máximo posible de aditivo se toma la opción de utilizar estaciones intermedias de bombeo, siendo la última opción la realización de ampliaciones.

Para buques se propone, además de la flota actual, contratar un buque Small y dos Handy. Pareciera ser preferible exigir más a la flota (realizando más vueltas) que contratar un buque nuevo. Esto se explica por los altos costos de arriendo por sobre la realización de vueltas adicionales.

6.3. Escenarios

Se plantearon una serie de escenarios en cuanto a variaciones de la demanda estimada y a transferencias de demanda entre oleoductos. Los números en los escenarios corresponden al valor porcentual que varía la demanda (La letra que lo acompaña corresponde a producto al cual se le cambió la demanda, Gasolina o Diésel. Si no hay letra, significa que se cambió la demanda para ambos productos. “Kero2” representa el traspaso de 2% de demanda de Kerojet del oleoducto Concón-Maipú al ducto Sur.

Se obtuvieron los siguientes indicadores:

Escenario	Costos/Demanda
Base	13.96
5-	14.12
5-G	14.10
5-D	14.05
2-	14.05
2-G	13.99
2-D	14.02
2+	13.86
2+D	13.94
2+G	13.92
5+	13.73
5+D	13.80
5+G	13.88
Kero2	13.95

Tabla 33: Escenarios vs. Indicador

Donde destaca el escenario “5+” con el mejor indicador. Esto indica que dados los aumentos de capacidad propuestos existiría cierta holgura para satisfacer la demanda (puesto que a una demanda 5% mayor mejora el indicador). Esto también indicaría que las estrategias son robustas respecto a

variaciones de demanda, pues sus costos no se disparan al presentar variaciones de dicho parámetro.

También es importante notar que el traspaso de demanda inter-ductos podría ser beneficioso para algunos porcentajes, en este caso, se observa una mejora en el indicador para un 2% de traspaso, posteriormente se presenta una curva con variados porcentajes, donde pareciera ser que 2% es el traspaso óptimo.

Para los flujos de caja de los escenarios más importantes ver Anexo parte 2.

6.3.1. Traspaso de Demanda de Oleoducto Concón Maipú a Ducto Sur

Otro potencial escenario corresponde a beneficiarse del hecho de que Maipú sea un punto de descarga común entre el ducto sur y el ducto Concón-Maipú. Particularmente, porque enviar producto desde el ducto sur a Maipú es 4,1 USD más barato que desde el ducto Concón-Maipú. En este contexto, se propone pasar parte de la demanda de Kerojet de Concón-Maipú al ducto Sur. Los cambios en el CAN se observan en el gráfico de la página siguiente.

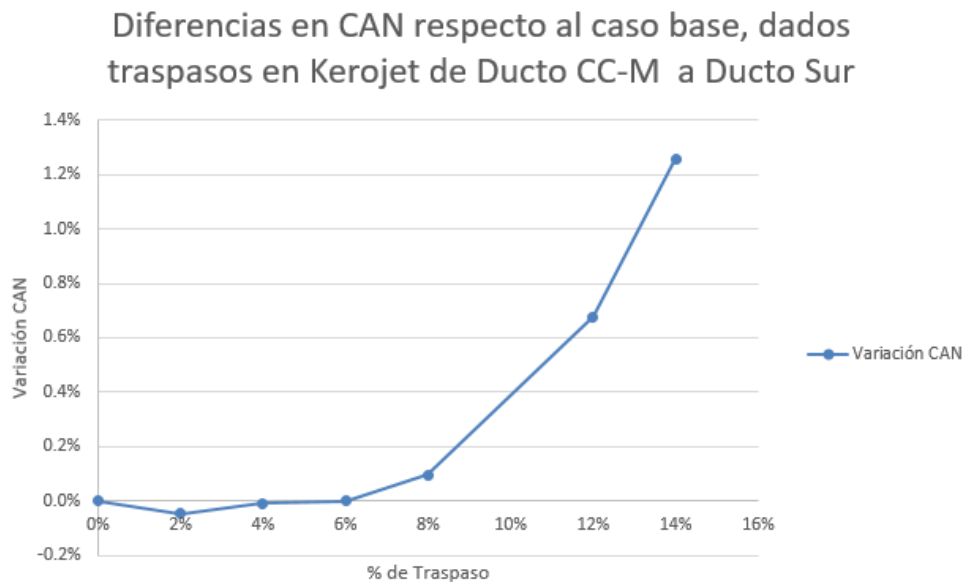


Ilustración 31: CAN vs. Traspaso de Kerojet a Ducto Sur

Del gráfico se observa que en principio sería conveniente el traspaso de Kerojet, pero en pequeñas proporciones, pareciendo ser el punto óptimo un traspaso de 2% de producto. Esto se debe a que un traspaso de demanda mayor exigiría mucho al Oleoducto Sur, obligando a realizar ampliaciones y otras estrategias antes.

En el punto óptimo (2% de traspaso) se llegaría a un CAN de 1,033 *BUSD*, es decir, una disminución de costos de 0,1%. A continuación se observan los costos unitarios de envío a través del ducto Sur:

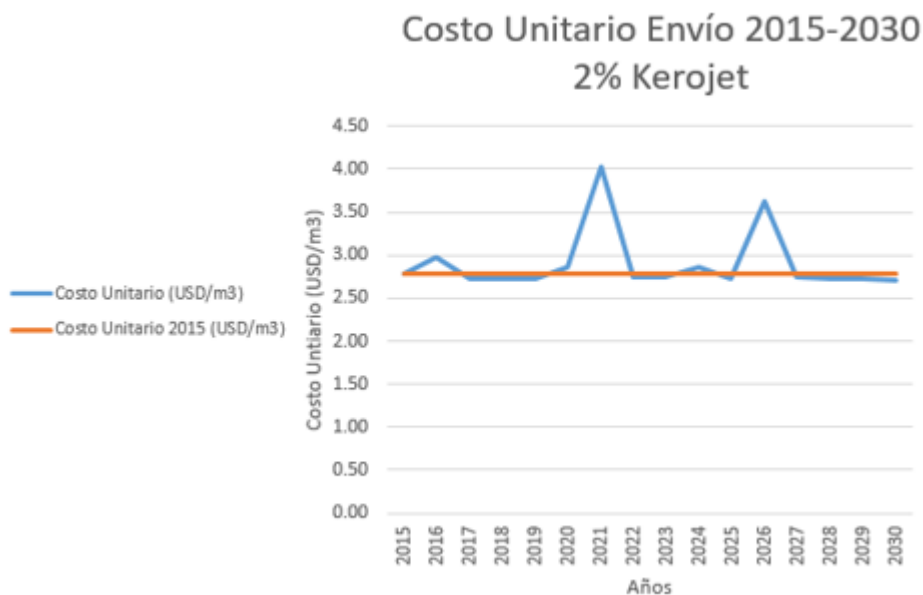


Ilustración 32: Costo Unitario de Envío, 2015 v/s 2016-2030 con 2% de Traspaso de Kerojet

Se observa que, obviando los peak's (correspondientes a la instalación de una estación intermedia y a la inversión en bombas), el costo unitario sigue siendo menor al costo actual. Evidentemente el costo que representa la línea azul es mayor al costo percibido sin traspasar Kerojet⁵⁶, pues se debe adicionar más costos de envío dado el mayor volumen a transportar. Sin embargo, con un 2% de traspaso, las estrategias de aumento de capacidad no parecen adelantarse, por lo que parecería que el sistema resiste la modificación de manera rentable.

Junto con esto, se observa una disminución en el CAN⁵⁷, generado por la disminución de transporte de producto en el Oleoducto Concón-Maipú, que resulta ser más beneficioso que los costos adicionales percibidos en el ducto Sur.

6.3.2. Variación en Demanda de Gasolina y Diésel

Se realizó el ejercicio de variar parámetros de demanda, en particular, Gasolina y Diésel. Se varió su estimación en $\pm 2\%$ y $\pm 5\%$, considerando varias combinaciones. Los Costos Actuales Netos se observan en la tabla de la página siguiente.

⁵⁶ Ver ilustración 30.

⁵⁷ Ver Anexo parte 2.

CAN (BUSD)	Variación	
	Diésel	Gasolina
0.998	-5%	-5%
1.015	-5%	0
1.016	0%	-5%
1.023	-2%	-2%
1.027	0%	-2%
1.03	-2%	0%
1.034	0%	0%
1.04	0%	2%
1.04	2%	0%
1.043	5%	0%
1.044	2%	2%
1.05	0%	5%
1.06	5%	5%

Tabla 34: CAN según escenario

El mejor escenario en términos del indicador $Costos_t/Demanda_t$ es el de un aumento de 5% de demanda de Diésel y Gasolina⁵⁸. Esto se explica por el hecho de que las estrategias que propone el modelo son robustas, y pueden soportar variaciones de demanda, teniendo cierta holgura sobre esta. Sin embargo, este escenario presenta los mayores costos, con un CAN de 1,06 BUSD. En cuanto a CAN, el mejor escenario evidentemente es el de menor demanda (disminución de 5% de la demanda de Diésel y Gasolina), con 0.998 BUSD.

Se obtuvieron los siguientes panoramas de demanda (los porcentajes y tamaño de bolas representan variación respecto a VAN base)⁵⁹:

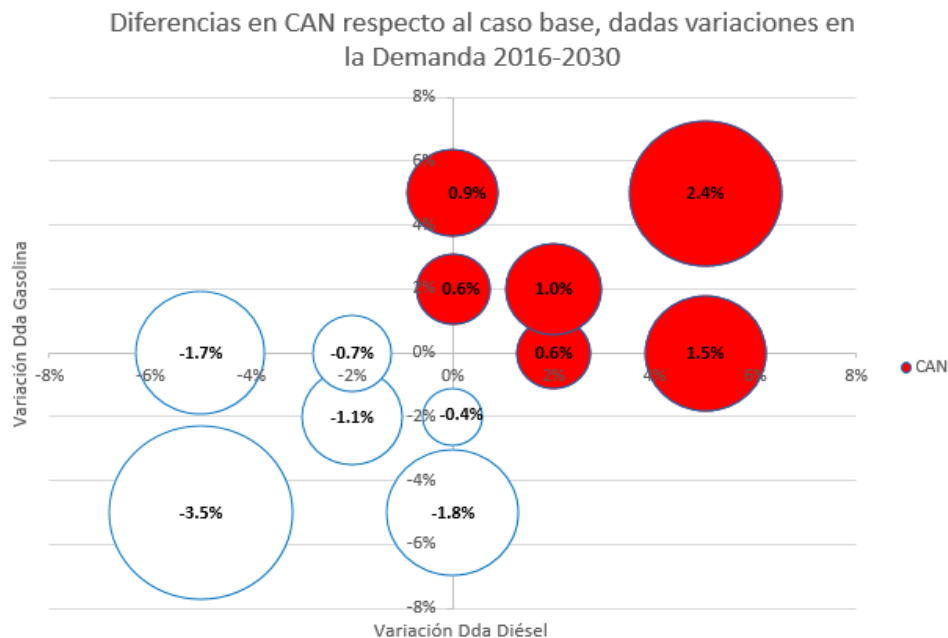


Ilustración 33: CAN según Variaciones de Demanda del Caso Base

⁵⁸ Ver tabla 33.

⁵⁹ El flujo de caja de traspaso de 2% de Kerojet, el escenario de menor demanda (baja de Diésel y Gasolinas un 5%) y mayor demanda (aumento de 5%) se encuentran en el Anexo parte 2.

Se observa principalmente que la disminución de costos percibida por una menor demanda sería mayor a un aumento de costos percibido por una mayor demanda. Esto pues la bola blanca más grande tiene un mayor valor absoluto de porcentaje que la bola roja más grande. Esto implica que, respecto a costos, es más significativo para la empresa una baja que un aumento en la demanda pronosticada.

La Gasolina pareciera tener un mayor peso que el Diésel, pues se observa que, en promedio, a una misma variación porcentual, la Gasolina provoca un mayor cambio en el CAN. El único caso en que el Diésel impacta más que la Gasolina es cuando su demanda disminuye en un 5%, generando un cambio de 1.8%.

Esto se explica por la mayor relevancia que la gasolina tiene para ENAP. Entre las metas de ENAP se encuentra mantener un 100% del mercado de la gasolina en Chile, mientras que para el Diésel pronostica una baja de participación de 47,2% a 46,9%, explicándose por el gran aumento de demanda estimada para este producto.

6.4. Análisis de Sensibilidad

Se realizaron una serie de análisis de sensibilidad de los parámetros más significativos del modelo, es decir, los parámetros que implicaban los mayores costos.

Se buscaba determinar respecto a que parámetros el modelo presentaba mayor o menor robustez. En particular, es importante determinar que parámetros habría que tomar más en cuenta (frente a posibles cambios) a la hora de implementar una estrategia a largo plazo.

6.4.1. Buques

Se realizaron análisis de sensibilidad de los parámetros de costos de arriendo de los buques adicionales (“Handy”, “Handy2”, “Small” y “Small2”), que corresponde al parámetro de mayor costo para los buques. Se buscó determinar qué tan valiosa era la capacidad adicional que presentaban los buques “Handy” por sobre los “Small”. Si al variar el costo de arriendo se cambia la decisión implicaría que el modelo es sensible al ratio *Costo Arriendo/Capacidad*. Se estudiaron casos variando $\pm 10\%$ los costos de arriendo de dichos buques.

Se analizaron 4 casos:

1. 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Handy”:

	Año														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica	1			1			1			1			1		
Abtao	1			1			1			1			1		
Antofagasta	1			1			1			1			1		
Lama	1			1			1			1			1		
Punta Gruesa	1			1			1			1			1		
Handy							1			1			1		
Small			1			1			1			1			1
Handy2	1			1											1

Tabla 35: 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Handy”

Se observa que la estrategia cambia, y el CAN aumenta a 1.040 BUSD. Se contrata el buque “Handy2” en principio. Al aumentar el costo de arriendo pareciera que se valora más el buque mixto (“Handy2”, que puede viajar al sur y al norte) que el buque específico al norte (“Handy”). Sin embargo, entre el año 2022 y 2030 se retoma la estrategia del caso base. A pesar de este aumento en costos de “Handies” no se contrata el buque “Small2”.

2. 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Small”:

	Año														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica	1			1			1			1			1		
Abtao	1			1			1			1			1		
Antofagasta	1			1			1			1			1		
Lama	1			1			1			1			1		
Punta Gruesa	1			1			1			1			1		
Handy	1			1			1			1			1		
Small			1			1			1			1			1
Handy2															1

Tabla 36: 10% de aumento en costo de arriendo para buques “Small”

Esta estrategia presenta los mismos resultados que el caso base, pero el CAN aumenta a 1.038 BUSD, debido al aumento en costo de arriendo.

3. 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Handy”:

	Año														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica	1			1			1			1			1		
Abtao	1			1			1			1			1		
Antofagasta	1			1			1			1			1		
Lama	1			1			1			1			1		
Punta Gruesa	1			1			1			1			1		
Handy	1			1			1			1			1		
Small			1			1			1			1			1
Handy2														1	

Tabla 37: 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Handy”

Esta estrategia presenta los mismos resultados que el caso base, pero el CAN disminuye a 1.027 BUSD, debido a la disminución en costo de arriendo.

4. 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Small”:

	Año														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Arica	1			1			1			1			1		
Abtao	1			1			1			1			1		
Antofagasta	1			1			1			1			1		
Lama	1			1			1			1			1		
Punta Gruesa	1			1			1			1			1		
Handy			1			1			1			1			1
Small			1			1			1			1			1
Handy2														1	
Small2	1														

Tabla 38: 10% de disminución en costo de arriendo para buques “Small”

Se observa que en un principio se opta por contratar el buque “Small2”, superando el beneficio relativo que entregaría el buque “Handy”. Este buque puede realizar una vuelta al sur y una al norte, y la disminución en su costo respecto a su capacidad implica que sea óptimo contratarlo. Esta elección se explica pues se perciben menores costos al contratar el buque “Small2” y atrasar el arriendo del buque “Handy”. El beneficio se percibe porque la tasa de descuento provoca el efecto de que sea más barato contratar el “Handy” lo más tarde posible. A partir del 2018 se retoma la estrategia del caso base. Se obtiene un CAN de 1.028 BUSD.

Pareciera que una disminución para buques “Small” incentiva más a arrendar dichos buques que un aumento en costos de buques “Handy”.

Se concluye que el modelo es sensible en algunos casos a variaciones en costes de arriendo y para tres buques en particular, “Handy”, “Handy2” y “Small”. Se percibieron aumentos y disminuciones de CAN razonables respecto a las variaciones.

6.4.2. Oleoducto Sur

Para el Oleoducto se analizaron variaciones en las dos inversiones más importantes, las estaciones intermedias y las ampliaciones. Se realizaron variaciones de $\pm 50\%$ (exceptuando el aumento en ampliaciones, puesto que no cambiaría la solución, dado que en el caso base no se amplía).

Se obtuvo lo siguiente:

1. 50% de disminución en costo de ampliar el oleoducto: Se observan los mismos resultados que en el caso base. Esto implicaría que a pesar de disminuir el costo de ampliación a la mitad, aún no parece rentable ampliar.
2. 50% de disminución en costo de construir nuevas estaciones: Se observan los mismos resultados que en el caso base, a excepción de que la estación intermedia entre Biobío y Chillán se construye un año antes. El CAN se reduce a 1.033 *BUSD*.
3. 50% de aumento en costo de construir nuevas estaciones: Evidentemente la estación entre Chillán y Linares sigue sin construirse (en el caso base tampoco se construye). La única diferencia es que se atrasa la construcción de la estación entre Biobío y Chillán en un año (se construiría el año 2021). El CAN aumenta a 1.035 *BUSD*.

Se observa una mayor robustez en cuanto a parámetros de construcción. Reduciendo costos a la mitad, aún no hay incentivo a realizar inversiones en ampliación. Para las estaciones intermedias se observa algo parecido, las decisiones no cambian significativamente con variaciones de 50%.

Se concluye que, respecto a parámetros de construcción del Oleoducto Sur, el modelo no es significativamente sensible. Se esperaría que cualquier decisión tomada respecto a estrategias del ducto no variarían demasiado respecto a una potencial variación de costos.

Capítulo 7: Conclusiones y Estudios Posteriores

7.1. Conclusiones

El tema de este proyecto era determinar formas de enfrentar la demanda futura de manera eficiente, con foco en reducción de costos de distribución marítima y terrestre. Para enfrentar esto, se buscaba realizar un modelo que incluyera la logística de cabotajes y oleoductos de ENAP, enfocado en enfrentar la demanda de combustibles líquidos tanto en puertos como en puntos de descarga de oleoducto. Luego de eso, con los resultados del modelo, se esperaba proponer una estrategia óptima para aumentar la capacidad de distribución y luego realizar diversos análisis de sensibilidad. Se esperaba también disminuir el indicador $Costos_t/Demanda_t$, para reflejar el crecimiento que esta estrategia generaría en la empresa.

El modelo sirve para cuantificar costos de aumentos de capacidad de distribución y encontrar la manera más eficiente de enfrentar la demanda. Sin embargo, no se puede concluir respecto a si la inversión justifica el aumento en capacidad. Esto debido a que el modelo no considera ingresos por temas de confidencialidad de precios de venta de combustibles. Lo que el modelo entrega es la estrategia óptima para enfrentar la demanda en un 100%, considerando satisfacer una menor cantidad dado un penalizador arbitrario. Dado este penalizador, los resultados del modelo contemplan cumplir la demanda casi completamente, lo que es razonable debido a que la misión de ENAP es cumplir con toda la demanda del país a pesar de percibir pérdidas por ello.

Entre las principales conclusiones destaca que, según el análisis de las estrategias rescatadas del modelo, la necesidad de implementar iniciativas de aumento de capacidad es inminente, tanto para buques como oleoductos. Esto se debe a que la empresa está funcionando al tope de sus capacidades logísticas.

El resultado principal de esta memoria fue la propuesta para aumentar las capacidades de la empresa dados los datos de demanda estimados. Esta propuesta pretende rescatar las opciones óptimas para la empresa, es decir, de menor Costo Actual Neto (CAN) en conjunto. Estas opciones incluyen el arriendo de tres buques adicionales (dos Handy y uno Small), la renovación de motores y bombas, el uso de aditivo y la instalación de estaciones intermedias de bombeo. Esta estrategia presenta un CAN de 1.034 BUSD, con un costo promedio de 137 MUSD al año, que corresponde a un aumento de 24% respecto a los costos del año 2015.

Dada la estrategia ofrecida, se observa que no se cumplió la hipótesis de disminución del indicador $Costos_t/Demanda_t$. Este indicador aumento en un 1,9%, debiéndose principalmente al alto nivel de inversión requerido en la propuesta entregada por el modelo. Además, la empresa se encuentra en un punto en que utiliza al máximo sus capacidades, por lo que es razonable que este indicador empeore, el punto sería hacer que empeore lo menos posible. Sin embargo, este no es un indicador estricto del crecimiento de la empresa, puesto que se dejan de lado los beneficios percibidos por esta. El aumento en el promedio de los costos debiese ser contrastado con un aumento en ventas también. Un indicador más preciso sería $Margen_t/Demanda_t$.

Específicamente, para oleoductos pareciera ser más eficiente retrasar las grandes inversiones, como ampliaciones o estaciones de bombeo, y favorecer el uso de aditivo. Esta estrategia pareciera ser más eficiente a pesar de la tasa de descuento y la consideración de la vida útil de los grandes proyectos. Esto se debe a los bajos costos y alta flexibilidad de operación del aditivo, los cuales presentan una gran ventaja en su utilización. Cuando se utiliza el máximo posible de aditivo se toma la opción de utilizar estaciones intermedias de bombeo, siendo la última opción la realización de ampliaciones (como se produjo al aumentar el traspaso de Kerojet).

Para buques se propone, además de la flota actual, contratar un buque Small y dos Handy. Pareciera ser preferible exigir más a la flota (realizando más vueltas) que contratar un buque nuevo. Esto se explica por los altos costos de arriendo por sobre la realización de vueltas adicionales. En este sentido, sería interesante complementar este modelo con un modelo operacional que optimice los recorridos de los buques, con tal de obtener los mejores recorridos para una flota dada.

En cuanto al análisis de escenarios de variaciones de demanda, la disminución de costos percibida por una menor demanda sería mayor a un aumento de costos percibido por una mayor demanda. En este sentido, la Gasolina pareciera tener un mayor peso que el Diésel. Esto se explica por la mayor relevancia que este producto tiene para ENAP en cuanto a costos. En particular, la empresa estima mantener un 100% de participación de mercado para este producto, mientras que para el Diésel pronostica una baja de participación de 47,2% a 46,9%, explicándose por el gran aumento de demanda estimada para este producto.

El mejor escenario en términos del indicador $Costos_t/Demanda_t$ es el de un aumento de 5% de demanda de Diésel y Gasolina. Esto se explica por el hecho de que las grandes inversiones que propone el modelo tienen algo de holgura para soportar demanda. Sin embargo, este escenario presenta los mayores costos, con un CAN de 1,06 BUSD. En cuanto a CAN, el mejor escenario evidentemente es el de menor demanda (disminución de 5% de la demanda de Diésel y Gasolina), con 0.998 BUSD. En este sentido, también sería interesante observar el indicador $Margen_t/Demanda_t$.

Entre oportunidades no previstas se encuentra el traspaso de Kerojet del ducto Concón-Maipú al ducto Sur. Esta oportunidad presentaría un ahorro de 4.1 USD/m³, debido a que el costo de envío de Concón a Maipú es mayor al costo de envío de San Fernando a Maipú. Este traspaso pareciera ser eficiente hasta cierto punto, (2% de traspaso con un CAN de 1,033 BUSD) puesto que un traspaso mayor exigiría mucho al ducto sur. Si se traspasara más de 2% de Kerojet, la exigencia al ducto Sur sería mayor al ahorro que se percibe por no pagar el arriendo del ducto Concón-Maipú. Al traspasar mucha demanda al Oleoducto Sur se generan más necesidades de aumento de capacidad, y por esto se empiezan a proponer ampliaciones del oleoducto, que representan un gasto bastante más alto que las alternativas de aditivo y estaciones intermedias. Dado esto, el CAN comienza a aumentar rápidamente. Asoma como potencial opción, la adquisición del Oleoducto Concón Maipú, o, en su defecto, un aumento en la participación que tiene la empresa (este ducto es operado por Sonacol).

En cuanto al análisis de sensibilidad, pareciera que una disminución en costo de buques “Small” incentiva más a arrendar dichos buques que un aumento en costos de buques “Handy”. Se desprende que el modelo es sensible en algunos casos a variaciones en costes de arriendo y para tres buques en particular, “Handy”, “Handy2” y “Small”. Sería importante en el futuro determinar los costos de arriendos de los buques con bastante precisión, puesto que variaciones del 10% podrían cambiar la estrategia completamente.

Para el Oleoducto se observa una mayor robustez en cuanto a variaciones de parámetros de construcción. Particularmente, se observa que inclusive con una disminución en 50% de los costos de ampliación no se incentiva a realizar dicha inversión. Interesaría revisar si existen propuestas más eficientes para la ampliación del ducto. Para las estaciones intermedias se observa algo parecido, las decisiones no cambian significativamente con variaciones de 50%.

Se concluye sobre lo anterior que los parámetros más importantes a tener en cuenta (respecto a una potencial reformulación de la estrategia) son los costos de arriendo de los buques.

Se debe destacar que, debido al carácter estratégico del modelo y las propiedades físico químicas de los productos, los momentos para realizar las inversiones pueden variar. Esto se explica pues las demandas pueden presentar variaciones inesperadas, las iniciativas de oleoductos pueden presentar variabilidad y los buques no siempre pueden estar disponibles para el arriendo.

Sin embargo, los resultados del modelo sugieren que estas iniciativas deberían realizarse en un futuro próximo. Esta propuesta rescata las mejores alternativas y potenciales escenarios que deberían profundizarse en el siguiente estudio, a un nivel operacional.

7.2. Estudios Posteriores

Para continuar con la implementación y verificación de la estrategia de aumento de capacidad, se proponen los siguientes estudios:

General:

- Realizar un estudio de incentivos, en cuanto a costos y beneficios tanto para clientes y empresa que permita determinar el valor real del parámetro asociado al no cumplimiento de demanda tanto para ductos como buques.
- Agregar un componente aleatorio a la demanda, condicionado por estacionalidad, variaciones del precio del crudo, etc.

Oleoductos:

- Pruebas extendidas del aditivo con distintos productos, variando niveles de concentración y distancia que recorrería el producto.
- Minimización de corte con modelos a nivel operacional.
- Análisis de potencial transporte a través de camiones a Maipú.
- Análisis económico de adquisición de Oleoducto Concón Maipú o de un aumento de participación en Sonacol.

Buques:

- Analizar capacidades de buques nuevos, tanto de carga de producto como de cantidad de vueltas y recaladas.
- Análisis de incentivos económicos y mercado de arriendo de buques con tal de minimizar costos.
- A nivel operacional, determinación de estibas y rutas óptimas para cada mes.

Refinerías:

- Agregar niveles de producción esperados y políticas de inventario.
- Determinar manejo óptimo de repartición de producto en función de maximizar las ventas los distintos tipos de distribución.
- Realizar un estudio de los costos de inventario esperados, para así poder determinar en qué períodos (pudiese ser estacional) del año conviene comprar crudo (o inventariar derechamente) y cuando conviene venderlo.

Como se mencionó, por temas de confidencialidad no se pudieron incluir los datos de ingresos de la compañía. A pesar de esto, se percibió que sería valioso realizar el análogo de este modelo para los beneficios de la empresa, con tal de calcular utilidades esperadas a futuro. De esta manera, se podría contrastar realmente el tamaño actual (en relación a ventas, costos y demanda) de la empresa con el tamaño esperado. Con esto, se podría concluir sobre la inversión, determinando si la mejora en costos y capacidades la justifican.

Bibliografía

- [1] B. Beamon, «Supply Chain Design and Analysis,» *International Journal on Production Economics*, n° 55, pp. 281-294, 1998.
- [2] W. Lasschuit y N. Thijssen, «Supporting Supply Chain Planning And Scheduling Decisions In The Oil And Chemical Industry,» *Proceedings Of Fourth International Conference On Foundations Of Computer-Aided Process Operations*, pp. 37-44, 2003.
- [3] D. Thomas y P. Griffin, «Coordinated Supply Chain Management,» *European Journal of Operational Research*, n° 94, pp. 1-15, 1996.
- [4] S. Neiro y J. Pinto, «A General Modeling Framework For The Operational Planning Of Petroleum Supply Chain,» *Computers and Chemical Engineering*, n° 28, pp. 871-896, 2004.
- [5] J. Forrest y M. Oettli, «Rigorous Simulation Supports Accurate Refinery Decisions,» *Proceedings Of Fourth International Conference On Foundations Of Computer-Aided Process Operations*, pp. 273-280, 2003.
- [6] T. Sear, «Logistics Planning In A Downstream Oil Company,» *Journal of Operational Research Society*, n° 44, pp. 9-17, 1993.
- [7] R. Más y J. Pinto, «A Mixed-Integer Optimization Strategy For Oil Supply In Distribution Complexes,» *Optimization And Enigneering*, n° 4, pp. 23-64, 2003.
- [8] M. Magalhaes y . N. Shah, «Crude Oil Schedulin,» *Proceedings Of Fourth International Conference On Foundations Of Computer-Aided Process Operations*, pp. 323-326, 2003.
- [9] L. Magatao, L. Arruda y F. Neves-Jr, «A Mixed Integer Programming Approach For Scheduling Commodities In A Pipeline,» *Escape 12*, pp. 715-720, 2002.
- [10] E. Iakovou, «An Interactive Multiobjective Model For The Strategic Transportation Of Petroleum Products,» *Safety Science*, n° 39, pp. 19-29, 2001.
- [11] S. Stebel, L. Arruda, J. Fabro y L. Rodrigues, «Modeling Liquefied Petroleum Gas Storage And Distribution,» *Escape 12*, pp. 799-804, 2002.
- [12] L. S. Products, «<https://www.lubrizolspecialtyproducts.com/>,» 10 29 2015. [En línea].
- [13] Sonacol, «<http://sonacol.cl/proyecto/incremento-capacidad-concon-maipu-16-productos-limpios/>,» [En línea]. [Último acceso: 3 11 2015].
- [14] U. O. Sydney, «Fluid Flow Viscosiy Poiseuille´s Law,» Sydney.
- [15] G. H. L. Hagen y J. L. M. Poiseuille, «https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Poiseuille,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Poiseuille. [Último acceso: 19 11 2015].

- [16] Pares y Álvarez, «Aumento de Capacidad Oleoducto Hualpén San Fernando,» Santiago, 2014.
- [17] D. S.A., «Reporte de Servicio Técnico,» Santiago, 2015.
- [18] EFE, «Consumo de combustibles fósiles en Chile aumentó casi 72% en 20 años,» *El Mercurio*, Lunes Julio 2012.
- [19] «Consumo de combustibles crece 5,4%, impulsado por reducción de precios,» *El Mercurio*, 25 Mayo 2015.
- [20] C. Pizarro, «Radiografía al mercado de los combustibles,» *La Tercera*, pp. 6-10, Domingo Marzo 2014.
- [21] T. U. O. Tennessee, «Global Supply Chains,» *Game Changing Trends in Supply Chain*, n° 4, 2014.
- [22] M. Nipper, «www.grundfos.com,» [En línea]. Available: <http://www.grundfos.com/service-support/encyclopedia-search/life-cycle-cost-equationforpumpingsystems.html> . [Último acceso: 23 12 2015].
- [23] Williams Transco, «www.lancasterpipeline.org,» [En línea]. Available: <http://www.lancasterpipeline.org/pipeline-lifetime/>. [Último acceso: 23 12 2015].
- [24] ENAP, «Cifras del Negocio: Enap,» [En línea]. Available: http://www.enap.cl/pag/300/1214/cifras_del_negocio. [Último acceso: 28 12 2015].
- [25] J. J. Ruz, «Modelos lineales de optimización con variables enteras,» Madrid.

Anexos

A.1. Productos ENAP

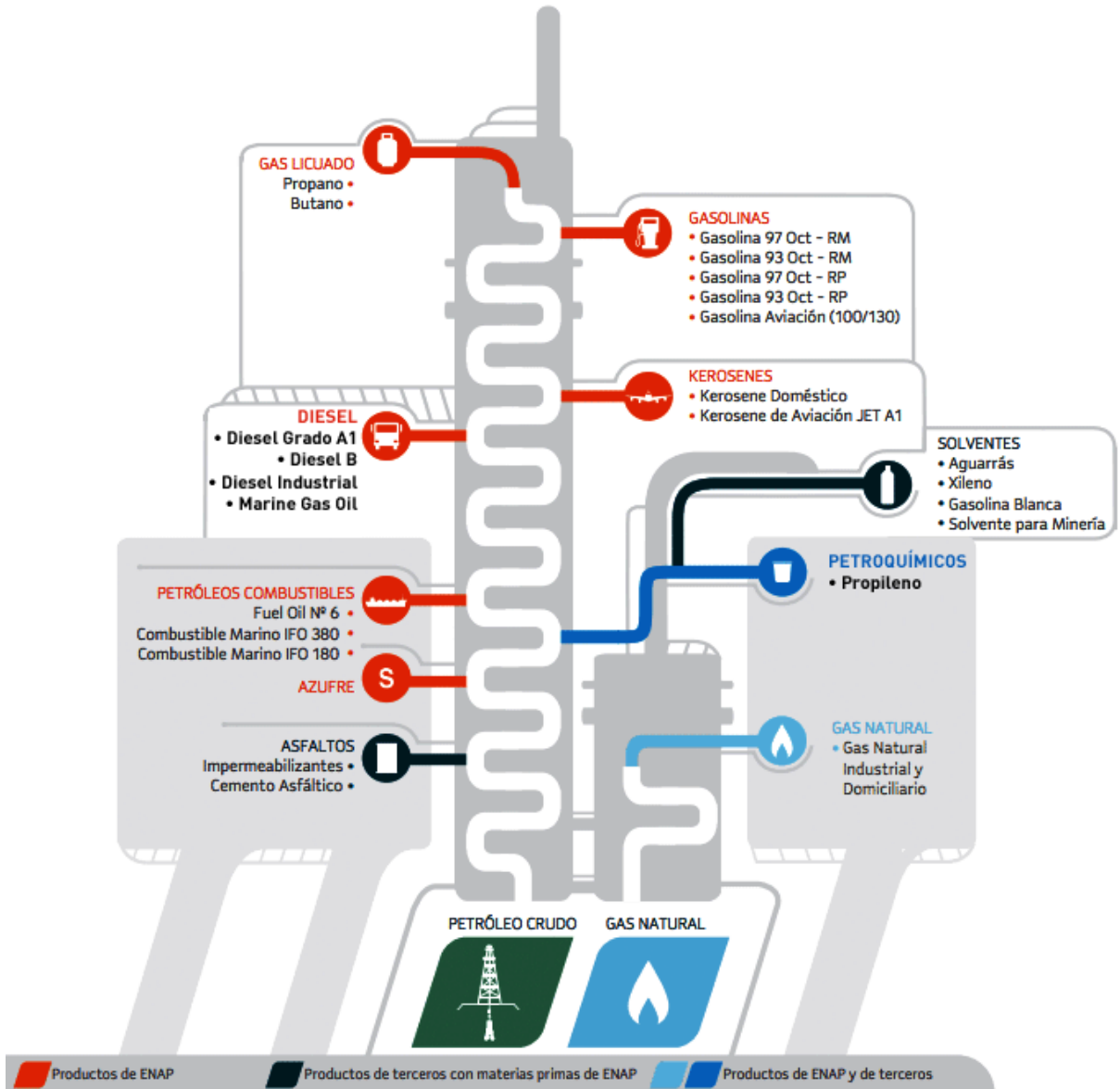


Ilustración 34: Productos ENAP

A.2. Flujos de Caja

Los flujos de caja de los distintos escenarios se observan en las páginas siguientes.

A.2.1. Escenario De 2% De Traspaso de Kerojet

Costos de Inversión	Año							
	16	17	18	19	20	21	22	23
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ 230,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4,140,000.00	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00
Mano de Obra Estación Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento (DRA,Bombas y Estaciones)	\$ -	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00
DRA	\$ 8,572.76	\$ 18,078.09	\$ 34,184.89	\$ 56,812.87	\$ 85,140.88	\$ -	\$ -	\$ -
EE Oleoductos	\$ 780,000.00	\$ 786,000.00	\$ 792,000.00	\$ 798,000.00	\$ 804,000.00	\$ 585,068.00	\$ 591,068.00	\$ 597,068.00
Equipos EI	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ 4,440,377.74	\$ 4,552,877.31	\$ 4,652,532.20	\$ 4,764,814.34	\$ 4,877,899.93	\$ 5,016,963.45	\$ 5,161,933.72	\$ 5,313,755.49
Costo retiro Oleoducto Concón Maipo	\$ 58,589,383.57	\$ 59,895,881.30	\$ 61,424,253.70	\$ 63,121,005.14	\$ 64,710,602.61	\$ 66,599,580.98	\$ 68,576,991.10	\$ 70,650,313.15
Buques								
Costo de Uso	\$ 13,434,949.15	\$ 13,515,257.40	\$ 13,836,633.44	\$ 14,202,974.55	\$ 14,570,051.27	\$ 14,753,589.64	\$ 14,799,290.32	\$ 15,442,042.40
TOTAL	\$ 193,714,728.21	\$ 78,774,994.10	\$ 91,423,849.22	\$ 198,944,951.90	\$ 85,291,594.69	\$ 101,929,447.06	\$ 205,478,859.15	\$ 92,358,310.04
CAN (USD)	\$ 1,033,359,529.90							

Tabla 39: Flujo de Caja traspaso 2% Kerojet 2016-2023

Costos de Inversión	Año							
	24	25	26	27	28	29	30	
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor BB 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Renovación Motor Chillán	\$ 300,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ 6,320,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ 21,244,095.00	\$ 10,677,345.00	
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	
Mano de Obra Estación Chillán	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	
Mantenimiento (DRA,Bombas y Estaciones)	\$ 170,479,648.36	\$ 46,476,504.77	\$ 65,382,503.36	\$ 87,893,027.17	\$ 135,639,815.62	\$ 156,088,468.35	\$ 180,427,335.64	
DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 104.14	\$ 277.69	\$ 624.81	\$ 1,457.90	
EE Oleoductos	\$ 603,068.00	\$ 609,068.00	\$ 615,068.00	\$ 515,068.00	\$ 521,068.00	\$ 527,068.00	\$ 533,068.00	
Equipos EI	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Costo retiro Oleoducto Concón Maipo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Buques								
Costo de Uso	\$ 15,993,393.11	\$ 16,131,230.77	\$ 16,406,906.11	\$ 16,740,659.47	\$ 17,041,089.45	\$ 18,189,304.50	\$ 18,326,406.57	
TOTAL	\$ 106,099,412.19	\$ 213,573,038.24	\$ 106,493,306.11	\$ 113,587,036.55	\$ 221,523,661.37	\$ 130,240,794.71	\$ 122,130,903.13	

Tabla 40: Flujo de Caja traspaso 2% Kerojet 2024-2030

A.2.2. Escenario De Menor Demanda

Costos de Inversión	Año								
	16	17	18	19	20	21	22	23	
Oleoductos									
Sistema DRA	\$ 230,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ -	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4,140,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques									
Costo de Arriendo	\$ 105,427,695.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ -
Costos de Operación									
Oleoductos									
Mano de Obra Estación BB	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00
Mano de Obra Estación Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenión (DRA,Bombas y Estacion)	\$ -	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00
DRA	\$ 1,770.30	\$ 4,705.25	\$ 8,971.55	\$ 16,626.66	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
EE ERBB	\$ 780,000.00	\$ 786,000.00	\$ 792,000.00	\$ 798,000.00	\$ 804,000.00	\$ 585,068.00	\$ 591,068.00	\$ 597,068.00	\$ 597,068.00
Equipos EI	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ 4,097,998.91	\$ 4,202,203.40	\$ 4,293,708.75	\$ 4,398,000.19	\$ 4,502,866.62	\$ 4,629,273.28	\$ 4,762,928.34	\$ 4,902,897.34	\$ 4,902,897.34
Costo retiro Oleoducto Concón Maipi	\$ 56,415,246.63	\$ 57,673,262.79	\$ 59,144,920.29	\$ 60,778,708.62	\$ 62,309,319.25	\$ 64,128,201.34	\$ 66,032,233.66	\$ 68,028,618.80	\$ 68,028,618.80
Buques									
Costo de Uso	\$ 12,830,765.95	\$ 13,229,252.14	\$ 13,365,122.97	\$ 13,974,471.11	\$ 13,974,471.11	\$ 14,479,385.51	\$ 14,753,589.63	\$ 14,982,828.69	\$ 14,982,828.69
TOTAL	\$ 179,783,476.79	\$ 76,139,323.59	\$ 88,288,968.55	\$ 195,967,151.58	\$ 85,887,556.97	\$ 94,854,404.13	\$ 202,726,395.63	\$ 88,866,543.83	\$ 88,866,543.83
CAN (USD)	\$ 998,684,287.31								

Tabla 41: Flujo de Caja Escenario Menor Demanda 2016-2023

Costos de Inversión	Año							
	24	25	26	27	28	29	30	
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ 300,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6,320,000.00	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ 21,244,095.00	\$ 10,677,345.00	\$ -
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00
Mano de Obra Estación Chillán	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00
Mantenión (DRA,Bombas y Estacion)	\$ 162,969,448.91	\$ 43,127,334.43	\$ 61,406,442.09	\$ 82,595,794.54	\$ 129,627,910.92	\$ 150,685,524.60	\$ 173,450,581.59	\$ 173,450,581.59
DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 104.14	\$ 277.69	\$ 624.81	\$ 1,457.90	\$ 1,457.90
EE ERBB	\$ 603,068.00	\$ 609,068.00	\$ 615,068.00	\$ 621,068.00	\$ 627,068.00	\$ 527,068.00	\$ 533,068.00	\$ 533,068.00
Equipos EI	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo retiro Oleoducto Concón Maipi	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Uso	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ 101,851,780.40	\$ 210,384,470.02	\$ 96,868,108.92	\$ 110,105,935.07	\$ 223,969,836.74	\$ 126,129,768.05	\$ 118,410,810.52	\$ 118,410,810.52

Tabla 42: Flujo de Caja Escenario Menor Demanda 2024-2030

A.2.3. Escenario De Mayor Demanda

Costos de Inversión	Año								
	16	17	18	19	20	21	22	23	
Oleoductos									
Sistema DRA	\$ 230,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 237,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 300,000.00	\$ -
Nuevas Bombas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4,140,000.00	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques									
Costo de Arriendo	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ -
Costos de Operación									
Oleoductos									
Mano de Obra Estación BB	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ -
Mano de Obra Estación Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenión (DRA,Bombas y Estaciones)	\$ -	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 6,900.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00	\$ 131,100.00	\$ -
DRA	\$ 26,348.78	\$ 48,205.50	\$ 69,011.15	\$ 103,034.41	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
EE ERBB	\$ 815,880.00	\$ 859,686.48	\$ 905,508.06	\$ 953,437.43	\$ 1,003,571.55	\$ 611,981.13	\$ 646,408.26	\$ 682,419.04	\$ -
Equipos EI	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ -
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ 4,474,501.63	\$ 4,588,934.01	\$ 4,688,482.48	\$ 4,801,729.22	\$ 4,917,534.13	\$ 5,055,525.59	\$ 5,201,445.11	\$ 5,354,250.89	\$ -
Costo retiro Oleoducto Concón Maipo	\$ 61,160,669.08	\$ 62,524,504.48	\$ 64,119,951.85	\$ 65,891,167.85	\$ 67,550,527.25	\$ 69,522,406.35	\$ 71,586,598.18	\$ 73,750,911.16	\$ -
Buques									
Costo de Uso	\$ 13,434,949.15	\$ 13,653,095.07	\$ 14,248,675.24	\$ 14,432,213.60	\$ 14,477,914.29	\$ 14,799,290.32	\$ 15,258,504.03	\$ 15,855,555.44	\$ -
TOTAL	\$ 196,373,793.63	\$ 81,681,325.54	\$ 94,715,873.78	\$ 202,419,927.51	\$ 92,246,447.23	\$ 101,021,679.40	\$ 209,042,531.58	\$ 96,298,267.53	
CAN (USD)	\$ 1,060,110,196.62								

Tabla 43: Flujo de Caja Escenario Mayor Demanda 2016-2023

Costos de Inversión	Año							
	24	25	26	27	28	29	30	
Oleoductos								
Sistema DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor BB 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Renovación Motor Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Nuevas Bombas	\$ 6,320,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia BB-Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Estación Intermedia Chillán-Linares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Arriendo	\$ 10,677,345.00	\$ 115,994,445.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ 137,238,540.00	\$ -	\$ 10,677,345.00	\$ -
Costos de Operación								
Oleoductos								
Mano de Obra Estación BB	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ 74,031.00	\$ -
Mano de Obra Estación Chillán	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenión (DRA,Bombas y Estaciones)	\$ 174,869,704.06	\$ 47,656,480.47	\$ 67,259,998.60	\$ 89,991,808.31	\$ 138,551,260.91	\$ 160,566,208.25	\$ 184,811,411.30	\$ -
DRA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 104.14	\$ 277.69	\$ 624.81	\$ 2,400.62	\$ -
EE ERBB	\$ 720,086.32	\$ 538,761.13	\$ 545,037.13	\$ 551,313.13	\$ 557,589.13	\$ 589,514.23	\$ 622,907.88	\$ -
Equipos EI	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ 150,000.00	\$ -
Costo retiro Oleoducto Sur	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo retiro Oleoducto Concón Maipo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Buques								
Costo de Uso	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ 115,468,734.57	\$ 217,020,232.94	\$ 103,716,391.44	\$ 117,442,837.06	\$ 247,199,414.54	\$ 113,161,320.54	\$ 126,785,305.88	

Tabla 44: Flujo de Caja Escenario Mayor Demanda 2024-2030

A.3. Ecuaciones Del Modelo

A.3.1. Definición de Siglas y Otros

- *OleoSur*: Oleoducto Sur.
- *OleoCCM*: Oleoducto Concón-Maipú.
- *BT*: Buques tanque.
- *ACO*: Refinería Aconcagua.
- *BB*: Biobío (Se utiliza para Refinería y punto de descarga de OleoSur).
- *ord(x)*:Corresponde a la posición u orden que tiene el índice x en un conjunto.
- Caso Base Oleoducto: corresponde al uso del oleoducto sin aditivo, renovación, cambio de bombas, ampliación o estación intermedia.
- Vueltas de buques: Las vueltas corresponden a los recorridos que realizan los buques. En una vuelta, el modelo debe decidir si enviar el buque al Norte, al Sur (sin tomar en cuenta Chacabuco) o a Chacabuco. El índice v , que corresponde a las vueltas, no se acumula a través de zonas, es decir, cada recorrido que realiza un buque a alguna zona se acumula solo para dicha zona.
- Costos: Es importante notar que los costos varían a través del tiempo, puesto que se les aplicó una tasa de descuento de 10%. Además se ponderó su valor por la fracción de vida útil que se alcanzaría a utilizar en el modelo (dependiendo del año en que se decida implementar la estrategia).
- Nomenclatura General: Los parámetros tienen la primera letra mayúscula y el resto minúscula (a menos que exista otra palabra, que también comenzará con mayúscula). Las variables tienen todas sus letras en Mayúscula.

A.3.2. Ecuaciones Refinerías

- Conservación de inventario mensual refinería Aconcagua:

$$INV_{k,t,m}^{ACO} = INV_{k,t,m-1}^{ACO} + ProdRef_{k,t,m-1}^{ACO} - VOL_{k,t,m-1}^{OleoCCM} - \sum_{b,v} QTY_{b,t,m-1}^{n,k,v} \quad \forall(k, t, m > 1)$$

- Conservación de inventario al cambiar de año refinería Aconcagua:

$$INV_{k,t,1}^{ACO} = INV_{k,t-1,12}^{ACO} + ProdRef_{k,t-1,12}^{ACO} - VOL_{k,t-1,12}^{OleoCCM} - \sum_{b,v} QTY_{b,t-1,12}^{n,k,v} \quad \forall(k, t > 1)$$

- Cantidad mínima de inventario refinería Aconcagua:

$$INV_{k,t,m}^{ACO} \geq InvMin_k \quad \forall(k, t, m)$$

- Cantidad máxima de inventario refinería Aconcagua:

$$INV_{k,t,m}^{ACO} \leq 100000 \quad \forall(k, t, m)$$

- Conservación de inventario mensual refinería sur:

$$INV_{k,t,m}^{BB} = INV_{k,t,m-1}^{BB} + ProdRef_{k,t,m-1}^{BB} - VOL_{k,t,m-1}^{OleoSur} - \sum_{b,v} QTY_{b,t,m-1}^{s,k,v} \quad \forall(k, t, m > 1)$$

- Conservación de inventario al cambiar de año refinería Biobío:

$$INV_{k,t,1}^{BB} = INV_{k,t-1,12}^{BB} + ProdRef_{k,t-1,12}^{BB} - VOL_{k,t-1,12}^{OleoSur} - \sum_{b,v} QTY_{b,t-1,12}^{s,k,v} \quad \forall(k, t > 1)$$

- Cantidad mínima de inventario refinería sur:

$$INV_{k,t,m}^{BB} \geq InvMin_k \quad \forall(k, t, m)$$

- Cantidad máxima de inventario refinería sur:

$$INV_{k,t,m}^{BB} \leq 100000 \quad \forall(k, t, m)$$

- Condiciones iniciales:

1.

$$INV_{k,16,1}^{ACO} = 1000 \quad \forall(k)$$

2.

$$INV_{k,16,1}^{BB} = 1000 \quad \forall(k)$$

A.3.3. Ecuaciones Ducto Sur

- El volumen máximo de producto k inyectado en un mes esta dado por su restricción inicial de volumen (flujo máximo por máximo número de horas de bombeo). Si se decide incluir aditivo, una estación adicional y/o ampliar , se percibirá el aumento en la capacidad correspondiente.

$$\begin{aligned}
 VOL_{k,t,m}^{OleoSur} &\leq MaxVol_k^{OleoSur} + VolInc_{k,BB-Chillán}^{Amp,OleoSur} \cdot \left\{ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} AMP_{\tau,n,BB-Chillán} \right. \\
 &+ \left. \sum_{n=1}^m AMP_{t,n,BB-Chillán} \right\} + \sum_{ppmv} VolInc_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur} \cdot DRACH_{k,t,m,ppmv} + \\
 &Ptgk_k \cdot VolInc_{BB-Chillán}^{Stat,OleoSur} \cdot \left\{ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} STATIONCH_{\tau,n,BB-Chillán} + \sum_{n=1}^m STATIONCH_{t,n,BB-Chillán} \right\}
 \end{aligned}$$

$\forall(k, t, m)$

- El volumen máximo total inyectado en un mes esta dado por su restricción inicial de volumen (flujo promedio máximo por el número de horas en el mes). Si se decide incluir aditivo, una estación adicional y/o ampliar , se percibirá el aumento en la capacidad correspondiente.

$$\begin{aligned}
 \sum_k VOL_{k,t,m}^{OleoSur} &\leq MaxVol_t^{OleoSur} + \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_k AMP_{\tau,n,BB-Chillán} \cdot VolInct_{k,BB-Chillán}^{Amp,OleoSur} \\
 &+ \sum_{n=1}^m \sum_k AMP_{t,n,j} \cdot VolInct_{k,BB-Chillán}^{Amp,OleoSur} + \sum_k \sum_{ppmv} VolInct_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur} \cdot DRACH_{k,t,m,ppmv} \\
 &+ VolInc_{BB-Chillán}^{Stat,OleoSur} \cdot \left\{ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} STATIONCH_{\tau,n,BB-Chillán} + \sum_{n=1}^m STATIONCH_{t,n,BB-Chillán} \right\}
 \end{aligned}$$

$\forall(t, m)$

- El volumen máximo total retirado en cada punto p de cada producto k en cada mes, est dado por su restricción inicial de retiro (flujo máximo del tramo correspondiente al punto p por la fracción máxima de flujo que se extrae en ese punto por el número de horas de bombeo máximas de un producto particular). Si se decide incluir aditivo, una estación adicional y/o ampliar, se percibirá el aumento en la capacidad correspondiente.

$$\begin{aligned}
WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur} &\leq MaxWdraw_{p,k} + Ptgpp_p \cdot \left\{ \sum_{ppmv} DRACH_{k,t,m,ppmv} \cdot VolInc_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur} \right. \\
&+ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} AMP_{\tau,n,j} \cdot VolInc_{k,j}^{Amp,OleoSur} + \sum_{n=1}^m \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} AMP_{t,n,j} \cdot VolInc_{k,j}^{Amp,OleoSur} \\
&Ptgk_k \cdot \left(\sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} VolInc_j^{Stat,OleoSur} \cdot STATIONCH_{\tau,n,j} \right. \\
&\left. \left. + \sum_{n=1}^m \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} VolInc_j^{Stat,OleoSur} \cdot STATIONCH_{t,n,j} \right) \right\}
\end{aligned}$$

$$\forall(p, k, t, m)$$

- El volumen máximo total retirado (de todos los productos) en cada punto p , esta dado por su restricción inicial de retiro (flujo máximo del tramo correspondiente al punto p por la fracción promedio de flujo que se extrae en ese punto por el número de horas de bombeo promedio de un producto particular). Si se decide incluir aditivo, una estación adicional y/o ampliar, se percibirá el aumento en la capacidad correspondiente.

$$\begin{aligned}
\sum_k WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur} &\leq Ptgpp_p \cdot \left\{ MaxVolt^{OleoSur} + \sum_k \sum_{ppmv} DRACH_{k,t,m,ppmv} \cdot VolInc_{k,ppmv}^{DRA,OleoSur} \right. \\
&+ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_k \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} AMP_{\tau,n,j} \cdot VolInc_{k,j}^{Amp,OleoSur} \\
&+ \sum_{n=1}^m \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} AMP_{t,n,j} \cdot VolInc_{k,j}^{Amp,OleoSur} \\
&+ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} VolInc_j^{Stat,OleoSur} \cdot STATIONCH_{\tau,n,j} \\
&\left. + \sum_{n=1}^m \sum_{j}^{ord(j)=ord(p)} VolInc_j^{Stat,OleoSur} \cdot STATIONCH_{t,n,j} \right\}
\end{aligned}$$

$$\forall(p, t, m)$$

- El volumen inyectado inicial no puede superar las capacidades de las bombas de BB-Chillán.

$$\begin{aligned} \sum_k VOL_{k,t,m}^{OleoSur} &\leq \underbrace{230 * 24 * 30}_{\text{Flujo horas días}} + \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_r VolInc_{BB-Chillán,r}^{Ren,OleoSur} \cdot RENCH_{BB-Chillán,t,m,r} \\ &+ \sum_{n=1}^m \sum_r VolInc_{BB-Chillán,r}^{Ren,OleoSur} \cdot RENCH_{BB-Chillán,t,m,r} \\ &+ VolInc^{Pump,OleoSur} \cdot \left\{ \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} PUMPCH_{\tau,n} + \sum_{n=1}^m PUMPCH_{t,n} \right\} \end{aligned}$$

$$\forall(t, m)$$

- El volumen de producto que llega al tramo Chillán-Linares no puede superar las capacidades de sus bombas.

$$\begin{aligned} \sum_k VOL_{k,t,m}^{OleoSur} &\leq \underbrace{180 * 24 * 30}_{\text{Flujo horas días}} + \sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} \sum_r VolInc_{Chillán-Linares,r}^{Ren,OleoSur} \cdot RENCH_{Chillán-Linares,t,m,r} \\ &+ \sum_{n=1}^m \sum_r VolInc_{Chillán-Linares,r}^{Ren,OleoSur} \cdot RENCH_{Chillán-Linares,t,m,r} \end{aligned}$$

$$\forall(t, m)$$

- La demanda debe ser satisfecha en cada mes, para cada producto y en cada punto, con una holgura de 7,5 %.

$$Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur} \geq WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur} \geq 0,925 \cdot Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur} \quad \forall(p, k, t, m)$$

- La demanda debe ser satisfecha en cada año, para cada producto y en cada punto, con una holgura de 10 %.

$$\sum_m Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur} \geq \sum_m WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur} \geq 0,9 \cdot \sum_m Dda_{p,k,t,m}^{OleoSur} \quad \forall(p, k, t)$$

- La suma de lo retirado en cada punto debe ser igual al volumen mensual total inyectado para cada mes y producto.

$$VOL_{k,t,m}^{OleoSur} = \sum_p WDRAW_{p,k,t,m}^{OleoSur} \quad \forall(k, t, m)$$

- Si se decide ampliar el tramo j del oleoducto, debe pasar el tiempo que demora el tramo en ampliarse para obtener el beneficio de la ampliación

$$\begin{aligned}
 AMPSTART_{t,m,j} = & \\
 & \mathbf{1}_{(ord(m)+AmpTimem_j < -12)} \cdot AMP_{[(t+AmpTimet_j),(m+AmpTimem_j),j]} \\
 & + \mathbf{1}_{(ord(m)+AmpTimem_j > 12)} \cdot AMP_{[(t+AmpTimet_j+1),(m+AmpTimem_j-12),j]} \\
 & \forall(t, m, j)
 \end{aligned}$$

- No puede existir ampliación si es que no ha pasado al menos el tiempo que tarda en ampliarse

- Para todos los años anteriores a $AmpTimet$:

$$\sum_t^{16+AmpTimet(j)-1} \sum_m AMP_{t,m,j} = 0 \quad \forall(j)$$

- Para todos los meses del año $AmpTimet$ hasta el mes $AmpTimem$:

$$\sum_m^{AmpTimem(j)} AMP_{AmpTimet_j,m,j} = 0 \quad \forall(j)$$

- Sólo puede existir, como máximo, una sola ampliación en el horizonte de tiempo:

- Para AMPSTART:

$$\sum_t \sum_m AMPSTART_{t,m,j} \leq 1 \quad \forall(j)$$

- Para AMP:

$$\sum_t \sum_m AMP_{t,m,j} \leq 1 \quad \forall(j)$$

- Las ampliaciones deben seguir un orden lógico (se amplía desde tramo inicial a final):

$$\sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1} AMPSTART_{\tau,n,j} + \sum_{n=1}^m AMPSTART_{t,n,j} \geq AMPSTART_{t,m,j+1} \quad \forall(t, m, j)$$

- Solo se puede escoger una concentración de Aditivo:

$$\sum_{ppmv} DRACH_{k,t,m,ppmv} \leq 1 \quad \forall(k, t, m)$$

- Solo se puede instalar una solo vez el equipo de aditivo:

$$\sum_{t,m} DRAF_{t,m} = 1$$

- Se tiene que instalar la unidad de aditivo para poder utilizarlo en el Oleoducto:

$$\sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} DRAF X_{\tau,n} + \sum_n^m DRAF X_{t,n} \geq DRACH_{k,t,m,ppmv} \quad \forall(k, t, m, ppmv)$$

- Solo se puede incluir una estación intermedia en el horizonte de tiempo:

$$\sum_t \sum_m STATIONCH_{t,m,j} = 1 \quad \forall(j)$$

- Definición de $STATVAR_{t,j}$ (Esta variable binaria acompañará un valor que representa los costos de funcionamiento de la estación intermedia):

$$STATVAR_{t,j} = \sum_{\tau}^t \sum_n^{12} STATIONCH_{\tau,n,j} \quad \forall(j)$$

- Solo puede ocurrir una renovación para cada tipo de renovación y tramo en el horizonte de tiempo:

$$\sum_t \sum_m RENCH_{j,t,m,r} \leq 1 \quad \forall(j, r)$$

- Las renovaciones deben seguir un orden lógico (Renovación 1 antes que renovación 2):

$$\sum_{\tau=16}^{t-1} \sum_{n=1}^{12} RENCH_{j,\tau,n,1} + \sum_{n=1}^m RENCH_{j,t,n,1} \geq RENCH_{j,t,m,2} \quad \forall(j, t, m)$$

- Solo se puede realizar un cambio de bombas en el horizonte de tiempo:

$$\sum_t \sum_m PUMPCH_{t,m} \leq 1$$

- El cambio de bombas solo se puede realizar si ya se renovaron los motores¹¹:

$$\sum_{\tau=16}^t \sum_{n=1}^{12} RENCH_{BB-Chillán,\tau,n,2} + \sum_{n=1}^m RENCH_{BB-Chillán,t,n,2} \geq PUMPCH_{t,m} \quad \forall(t, m)$$

A.3.4. Ecuaciones Ducto Concón Maipú

- El volumen máximo total inyectado en un mes no puede superar su capacidad

$$\sum_k VOL_{k,t,m}^{OleoCCM} \leq \underbrace{24 \cdot 30 \cdot 1,300}_{\text{Horas Días Flujo}} \quad \forall(t, m)$$

- El oleoducto debe satisfacer la demanda de su único punto

$$WDRAW_{p^n,k,t,m}^{OleoCCM} = Dda_{p^n,k,t,m}^{OleoCCM} \quad \forall(p^n, k, t, m)$$

- La suma del producto retirado en Maipú equivale al producto inyectado

$$VOL_{k,t,m}^{OleoCCM} = WDRAW_{Maipú-N,k,t,m}^{OleoCCM} \quad \forall(k, t, m)$$

A.3.5. Ecuaciones Buques

- El volumen descargado por todos los buques en las vueltas realizadas debe satisfacer la demanda mensual de cada producto en cada zona con una holgura de 7,5%:

$$Dda_{t,m}^{BT,z,k} \geq \sum_{b,v} QTY_{b,t,m}^{z,k,v} \geq 0,925 \cdot Dda_{t,m}^{BT,z,k} \quad \forall(z, k, t, m)$$

- El volumen descargado por todos los buques en las vueltas realizadas debe satisfacer la demanda anual de cada producto en cada zona con una holgura de 10%:

$$\sum_m Dda_{t,m}^{BT,z,k} \geq \sum_{b,v} \sum_m QTY_{b,t,m}^{z,k,v} \geq 0,9 \cdot \sum_m Dda_{t,m}^{BT,z,k} \quad \forall(z, k, t)$$

- Solo se puede comenzar un contrato una vez cada tres años:

$$HIRESTART_{b,t} + HIRESTART_{b,t+1} + HIRESTART_{b,t+2} \leq 1 \quad \forall(b, t < 29)$$

- El buque b esta contratado para el año t si su contrato comenzó el mismo año o en alguno de los dos años anteriores:

$$HIRESTART_{b,t-2} + HIRESTART_{b,t-1} + HIRESTART_{b,t} = HIREDB_{b,t} \quad \forall(b, t > 17)$$

- Para el año 16, el buque b solo esta contratado si se contrató ese mismo año:

$$HIRESTART_{b,16} = HIREDB_{b,16} \quad \forall(b)$$

- Para el año 17, el buque b solo esta contratado si se contrató ese mismo año o el año anterior:

$$HIRESTART_{b,16} + HIRESTART_{b,17} = HIREDB_{b,17} \quad \forall(b)$$

- Se puede utilizar el buque b solo si esta contratado:

$$USE_{z,b,t,m,v} \leq HIREDB_{b,t} \quad \forall(z, b, t, m, v)$$

- El volumen de carga de un producto particular en un buque no puede exceder su capacidad de dicho producto:

$$QTY_{b,t,m}^{z,k,v} \leq Cap_{b,k} \cdot USE_{b,t,m}^{z,v} \quad \forall(z, k, v, b, t, m)$$

- No exceder el máximo de viajes que un buque puede hacer en un mes al norte:

$$\sum_v USE_{b,t,m}^{n,v} \leq Vuel_b^n \quad \forall(b, t, m)$$

- No exceder el máximo de viajes que un buque puede hacer en un mes al sur:

$$\sum_v USE_{b,t,m}^{s,v} \leq Vuel_b^s \quad \forall(b, t, m)$$

- No exceder máximo de viajes que un buque puede hacer en un mes a Chacabuco:

$$\sum_v USE_{b,t,m}^{ch,v} \leq Vuel_b^{ch} \quad \forall(b, t, m)$$

- No exceder la cantidad máxima que se puede descargar en Chacabuco:

$$\sum_k QTY_{b,t,m}^{ch,k,v} \leq 7000 \quad \forall(v, b, t, m)$$

- El buque antofagasta realiza una vuelta mixta, que va hacia el sur y el norte. Para efectos de modelación, se consideraron como dos vueltas separadas, cada una con capacidad menor a la que tendría en una vuelta normal, pues en realidad en un solo viaje debe llevar todo el producto:

•

$$\sum_k QTY_{Antofagasta,t,m}^{s,k,1} \leq 30,000 \quad \forall(t, m)$$

•

$$\sum_k QTY_{Antofagasta,t,m}^{n,k,2} \leq 18,000 \quad \forall(t, m)$$

- Existe un único buque (entre los buques fijos al norte) que va al norte y al sur en un mismo mes:

$$\sum_v USE_{Abtao,t,m}^{s,v} + \sum_v USE_{Antofagasta,t,m}^{s,v} + \sum_v USE_{Arica,t,m}^{s,v} \leq 1 \quad \forall(t, m)$$

- Un buque no puede realizar la vuelta $v + 1$ si no ha realizado la vuelta v :

$$USE_{b,t,m}^{z,v} \geq USE_{b,t,m}^{z,v+1} \quad \forall(v < 4, b, t, m)$$

■ Viajes programados:

1.

$$USE_{Antofagasta,t,m}^{n,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

2.

$$USE_{Antofagasta,t,m}^{n,2} = 1 \quad \forall(t, m)$$

3.

$$USE_{Antofagasta,t,m}^{s,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

4.

$$USE_{Arica,t,m}^{n,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

5.

$$USE_{Abafo,t,m}^{n,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

6.

$$USE_{PuntaGruesa,t,m}^{s,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

7.

$$USE_{Lama,t,m}^{ch,1} = 1 \quad \forall(t, m)$$

8.

$$USE_{Lama,t,m}^{ch,2} = 1 \quad \forall(t, m)$$