

Introducción	5
Capítulo I - Marco Teórico	7
Capítulo II - Metodología	21
Capítulo III - Marco de Referencia Físico y Tecnológico	31
1. Provincia de Santa Cruz.....	31
2. Tecnología GTL.....	37
Capítulo IV- Estudio de Mercado	39
Introducción	39
1. Definición de Producto.....	39
2. Mercado Mundial de Combustibles Líquidos	40
2.1. Oferta Mundial	41
2.2. Demanda Mundial de Derivados	45
2.3. Balance de demanda y oferta.....	46
3. Mercado Argentino de Combustibles Líquidos	47
3.1. Oferta Nacional	47
3.2. Demanda Nacional.....	49
3.3. Balance de Oferta y Demanda	50
3.4. Estructura del Mercado Argentino	51
4. Precios	54
5. Mercado de la Nafta Petroquímica	56
5.1. Mercado Nacional	56
5.2. Mercado Brasileiro.....	56
6. Plan de Ventas	57
Capítulo V - Estudio de Localización	60
Introducción	60
1. El Puerto.....	60
1.1 Muelle Presidente Illia	61
1.2. Predio Portuario y Parque Industrial.....	63
2. Aspectos Relacionados con la Región.....	64
2.1. Infraestructura de Accesos y Comunicaciones	64
2.2. Infraestructura Urbana.....	65
2.3. Estructura Socio-Económica.....	67
3. Actividad Económica	69
3.1. Sector Primario	69
3.2. Sector Secundario	69
3.3. Sector Terciario.....	70
3.4. Sector Público	70
4. Factores Ambientales de la Región	70
4.1. Clima	70
4.2. Flora.....	71
4.3. Fauna	71
4.4. Áreas Protegidas Cercanas	72
Capítulo VI - Estudio Técnico	73
Introducción	73
1. Proceso de Producción	74
1.1. Generación de Gas de Síntesis (syngas)	76
1.2. Síntesis de Fischer-Tropsch	77
1.3 Upgrading	80
1.4 Sistemas Adicionales	82
2. Capacidad de Producción	83

Capítulo VII - Marco Legal y Fiscal	84
1. Régimen Fiscal y Aduanero	84
1.1. Ley Nacional Nº 23.981/91 - Aprobación del Tratado de Asunción	84
1.2. Ley Nacional Nº 20.628/73 - Impuesto a las Ganancias	84
1.3. Ley Nacional Nº 23.966/91 y sus modificatorias - Impuesto sobre Combustibles Líquidos y el Gas Natural.....	85
1.4. Ley Nacional Nº 26.028/05 y sus modificatorias - Impuesto sobre la Transferencia o Importación de Gas oil.....	86
1.5. Resolución Nº 394/2007 - Ministerio de Economía y Producción - Exportación de Hidrocarburos	87
1.6. Ley Provincial Nº 1.538/83 - Impuesto sobre los Ingresos Brutos	87
1.7. Ley Provincial Nº 1.124 - Promoción de Actividades Productivas en Santa Cruz.....	88
1.8. Ley Provincial - Impuesto Inmobiliario Rural	88
2. Especificaciones Técnicas del Producto	88
2.1 Resolución Nº 1.283/2006 y sus modificatorias - Secretaría de Energía - Especificaciones que deberán cumplir los Combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional	88
2.2. Resolución Nº 1.334/2006- Secretaría de Energía - Autorización para la Venta de Nuevos Tipos de Combustibles	91
2.3. Resolución Nº 478/2009- Secretaría de Energía - Modifícanse los plazos de entrada en vigencia establecidos en la Resolución Nº 1283/06, en relación con las especificaciones para los combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional.	91
3. Comercialización del Producto	92
3.1. Resolución Nº 25/2006 - Secretaría de Comercio Interior - Comercialización, Intermediación, Distribución y/o Producción de Gas oil.....	92
Capítulo VIII - Estudio Económico	93
1. Inversión	93
2. Ingresos	95
3. Costos.....	96
4. Flujo de Caja.....	97
6. Análisis de Escenarios	98
7. Análisis de Sensibilidad.....	102
Capítulo IX - Análisis Beneficio Costo Social.....	104
1. Marco Teórico.....	104
2. Evaluación Económica Social	115
Capítulo X - Informe de Impacto Medioambiental	117
Introducción	117
1. Inventario de las emisiones de gases tóxicos.....	118
2. Comparación de los impactos ambientales entre el sistema convencional de refinación y el sistema GTL	123
3. Consideraciones Finales	127
Conclusiones	129
Referencias bibliográficas.....	133

Índice de Cuadros

Cuadro N° 1. Provincia de Santa Cruz.	31
Cuadro N° 2. Gas oil. Consumo estimado. Año 2010. Año 2010.....	58
Cuadro N° 3. Gas oil y Nafta Petroquímica. Precio en tanque de refinería. Agosto 2010.....	59
Cuadro N° 4. Río Gallegos. Estadísticas demográficas	68
Cuadro N° 5. Tecnología GTL utilizada en cada empresa.....	74
Cuadro N° 6. Distintas tecnologías comerciales para la obtención de gas de síntesis. Principales ventajas y desventajas.....	76
Cuadro N° 7. Unidad de ATR con GN. Condiciones operativas típicas	77
Cuadro N° 8. Plantas LTFT en el mundo. Principales productos	81
Cuadro N° 9. Combustibles líquidos. Alícuota del impuesto a la transferencia y valor mínimo del impuesto.....	85
Cuadro N° 10. Gas oil. Número de cetano y contenido máximo de azufre.	89
Cuadro N° 11. Gas oil. Curva de destilación	90
Cuadro N° 12. Gas oil. Número de cetano y contenido máximo de azufre (ppm) a partir de junio de 2009.....	90
Cuadro N° 13. Gas oil. Contenido máximo de azufre (ppm) a partir de junio de 2011.....	91
Cuadro N° 14. Estimación de costos.....	93
Cuadro N° 15. Inversión inicial. Estimación (dólares de diciembre de 2010).....	95
Cuadro N° 16. Ingresos (dólares de diciembre de 2010).....	96
Cuadro N° 17. Costos (dólares de diciembre de 2010).....	97
Cuadro N° 18. Flujo de caja sin valor residual (Dólares de diciembre de 2010).....	97
Cuadro N° 19. Indicadores de rentabilidad sin valor residual	97
Cuadro N° 20. Indicadores de rentabilidad con valor residual	98
Cuadro N° 21. Flujo de caja con precios internacionales(dólares de diciembre de 2010).....	98
Cuadro N° 22. Indicadores de rentabilidad con precios internacionales.....	98
Cuadro N° 23. Flujo de Caja con amortización acelerada (dólares de diciembre de 2010).....	99
Cuadro N° 24. Indicadores de rentabilidad con amortización acelerada.....	99
Cuadro N° 25. Préstamo. Amortización con sistema francés (en miles) (Dólares de diciembre de 2010).....	101
Cuadro N° 26. Flujo de caja con financiamiento (en miles) (Dólares de diciembre de 2010).....	101
Cuadro N° 27. Indicadores de rentabilidad con financiamiento	101
Cuadro N° 28. Elasticidad de la TIR respecto a las variables principales.....	102
Cuadro N° 29. Indicadores de rentabilidad. Comparación distintos horizontes de planeamiento	103
Cuadro N° 30. Variables Principales. Valores a adoptar.....	103
Cuadro N° 31. Evaluación Económica Social. Flujo de caja (dólares de diciembre de 2010).....	116
Cuadro N° 32. Evaluación Económica Social.....	116
Cuadro N° 33. Inventario de las emisiones de la producción de combustibles GTL (por litro de combustible producido)	119
Cuadro N° 34. Emisiones de GHG en la producción de GTL (por litro de combustible producido)	120
Cuadro N° 35. Inventario de emisiones en la producción del Gas Natural.....	121
Cuadro N° 36. Consumo de Energía para cada medio de transporte (por tonelada-Km transportada)	121
Cuadro N° 37. Traslado de combustibles GTL. Inventario de emisiones (por litro de combustible GTL transportado).....	122
Cuadro N° 38. Inventario de las emisiones a lo largo del ciclo de vida	122

Índice de Figuras

Figura N° 1. Solución de Fisher	12
Figura N° 2. Modelo de Markowitz. Determinación de la cartera óptima	18
Figura N° 3. Ciclo de vida del proyecto.	22
Figura N° 4. Vista de las instalaciones de acopio de petróleo y carbón, ubicadas sobre en el sector inmediato de ingreso al muelle.	61
Figura N° 5. Imagen del Muelle Presidente Illia	62
Figura N° 6. Punta Loyola. Plano de los terrenos.	63
Figura N° 7. Río Gallegos. Accesos terrestres	65
Figura N° 8. Río Gallegos. Reserva Costera	72
Figura N° 9. Proceso de Producción de Fischer Tropsch.	75
Figura N° 10. Distribución de productos del proceso FT	80
Figura N° 11. Ciclo de vida del producto	117

Índice de Gráficos

Gráfico N° 1. Capacidad mundial de refinación por región geográfica	41
Gráfico N° 2. Capacidad adicional de destilación de crudo	42
Gráfico N° 3. Consumo mundial por grupo de productos	46
Gráfico N° 4. Combustibles. Elaboración	48
Gráfico N° 5. Combustibles. Ventas al mercado interno	50
Gráfico N° 6. Naftas y Gas oil. Saldo de la Balanza Comercial.	51
Gráfico N° 7. Estructura del Mercado de Combustibles. Año 2007	52
Gráfico N° 8. Mercado de combustibles. Participación de EESS	53
Gráfico N° 9. Gas oil y Petróleo. WTI, Precios interno y de importación	55
Gráfico N° 10. Precio del Gas oil en la región en surtidor sin impuesto. Países seleccionados.	55
Gráfico N° 11. Nafta Virgen en Argentina. Producción, Importación,	56
Gráfico N° 12. Nafta Virgen en Brasil. Producción, Importación,	57
Gráfico N° 14. Análisis de Sensibilidad	102
Gráfico N° 15. Excedente del Consumidor	106
Gráfico N° 16. Excedente del Productor	106
Gráfico N° 17. Equilibrio competitivo	108
Gráfico N° 18. Energía Primaria por cada etapa del ciclo de vida.	124
Gráfico N° 19. Generación de residuos por cada etapa del ciclo de vida	124
Gráfico N° 20. Composición de los residuos para cada sistema de producción	125
Gráfico N° 21. Emisiones acidificantes por cada etapa del ciclo de vida.	125
Gráfico N° 22. Emisiones de VOCs por cada etapa del ciclo de vida	126
Gráfico N° 23. Emisiones de GHG por cada etapa del ciclo de vida	127

Índice de Mapa

Mapa N° 1. Santa Cruz. Principales Yacimientos y Gasoductos.	33
---	----

Introducción

Esta tesis se inscribe en el marco del Programa para el Desarrollo y Utilización del Recurso Gasífero de la Provincia de Santa Cruz cuyo principal objetivo es identificar, analizar y emitir recomendaciones para que la provincia impulse en forma temprana alternativas posibles y competitivas de incorporación de valor agregado al gas natural.

El gas natural es un recurso escaso no renovable que puede utilizarse en la generación directa de energía y/o como materia prima para la producción de diversos productos petroquímicos tales como fertilizantes, metanol, olefinas, dimetil éter, conversión de gas a combustibles líquidos (GTL), entre otros.

En los últimos años la preocupación de los países por la seguridad energética y el impacto ambiental renovó el interés por la química de *Fischer-Tropsch* y otras tecnologías asociadas a la conversión de gas a líquidos. Estos procesos permiten por un lado, valorizar reservas de gas natural localizadas en regiones remotas para los principales centros de consumo y por otro, alcanzar las especificaciones vigentes para los combustibles en lo que respecta a emisiones de particulados y azufre. De este modo, las tecnologías GTL pueden jugar un rol fundamental en los próximos años ya que permitirían utilizar un recurso alternativo para la producción de combustibles de alta calidad, en un contexto de demanda creciente.

En Argentina, en particular, existen problemas estructurales que limitan la oferta de combustibles. Luego de la recuperación de la economía argentina tras la crisis de los años 1999-2003 y del año 2009, la demanda de gas oil ha mostrado una tendencia creciente. Sin embargo, la capacidad de refinación local no ha sufrido variaciones significativas en los últimos años, teniendo por tanto que recurrirse a la importación de este combustible para garantizar su provisión.

Es por ello que el objetivo de la tesis consiste en analizar, a nivel prefactibilidad privada y social, la viabilidad de la radicación de una planta de producción de combustibles GTL en el Puerto Punta Loyola.

En este sentido, en una primera parte se realiza el análisis de rentabilidad privado, comenzando con una breve reseña de la literatura económica acerca de las teorías de la inversión y de la metodología propuesta para la evaluación de proyectos

industriales por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI).

Luego, se estudia el mercado mundial y nacional de combustibles líquidos, prestando especial atención a la situación de la industria de refinación y a la experiencia internacional con tecnologías GTL. También, se analiza el impacto de los cambios en las especificaciones de calidad sobre la demanda de combustibles en los próximos años.

En el capítulo siguiente se realiza el estudio de localización, considerando los principales factores que justifican la elección y una descripción de las características socioculturales de la ciudad de Río Gallegos.

Luego se realiza el estudio técnico, en el cual se describe el proceso de producción y se elabora el balance de materia para determinar los insumos y materias primas críticos. Cabe mencionar que, la capacidad de producción de la planta está determinada por la cantidad de materia prima disponible.

En un cuarto capítulo se incluye un detalle de la legislación aplicable al proyecto en materia fiscal, impositiva, aduanera, ambiental.

Seguidamente, en el estudio económico se estiman los costos, ingresos y la inversión requerida, para determinar la rentabilidad intrínseca del proyecto. También se realiza un análisis de sensibilidad para definir los factores que tienen mayor incidencia en la rentabilidad.

Luego en una segunda parte se evalúa el proyecto de radicación de la planta en términos económicos y sociales. Para ello en primer término se realizará una breve reseña de la literatura acerca del tema y posteriormente se presentará en forma preliminar un análisis de los impactos que sobre el bienestar de la población pueda ocasionar el proyecto.

Capítulo I - Marco Teórico

Introducción

Este capítulo comienza con una breve reseña de la literatura acerca de la decisión de inversión de una empresa que opera en un mercado de competencia perfecta, en condiciones de certidumbre y sin tener en cuenta el aspecto intertemporal de dicha decisión.

Cabe mencionar que se consideran únicamente las decisiones de inversión en un mercado de competencia perfecta debido a que si bien el mercado en el cual se insertará el proyecto en estudio es de competencia imperfecta, la empresa actuará como precio aceptante ya que su participación relativa en el total producido es bajo (aproximadamente 3%) por lo tanto no tiene capacidad operativa para determinar el precio.

Luego se presenta un resumen acerca de la teoría propuesta por I. Fisher (1930) sobre la decisión ahorro-inversión de un individuo/empresa en dos períodos, según la cual el objetivo de la individuo/empresa es la maximización del valor presente de la inversión. De esta forma se introducen los indicadores de rentabilidad (Valor actual neto y Tasa de Rendimiento interno) utilizados luego en el estudio económico para examinar la viabilidad del proyecto.

Por último se incorpora a este análisis la incertidumbre mediante el análisis de los desarrollos teóricos propuestos por Markowitz (1952, 1959) y Sharpe (1964) prestando especial atención al Modelo de Valoración de Activos (CAPM¹) que permite estimar la tasa de rendimiento exigida a los activos de capital utilizada en los criterios de decisión comentados anteriormente

Los desarrollos modernos acerca de la demanda de recursos para inversión plantean el problema de una empresa que maximiza sus beneficios, existiendo dos interpretaciones (Argandoña Ramiz, Gamez Amian y Mochón Morcillo, 1996).

Algunas consideraciones acerca de la Teoría de la Inversión

¹ Capital Asset Pricing Model

Por un lado se encuentran los modelos de tipo neoclásico cuyo objetivo consiste en determinar el nivel óptimo de capital deseado por las empresas. Es decir, aquel stock de capital que permite maximizar sus beneficios, interviniendo en dicha optimización tanto factores de demanda como de oferta. Desde la óptica de la demanda, el modelo del acelerador² sostiene que el nivel deseado del stock de capital depende de la demanda esperada. Mientras que desde el lado de la oferta, el principal determinante de la inversión es el costo de uso del capital (Cámara Izquierdo, 2008).

Por otro lado, están los modelos de inversión del *ratio q* en los que la tasa de inversión óptima depende del valor de dicho ratio, definido como el cociente entre el valor de mercado de la empresa y el costo de reposición del capital instalado. Para Argandoña Ramiz et al (1996), esta teoría resume toda la información relevante para la toma de decisiones de inversión de la empresa.

El modelo del acelerador, supone que el nivel óptimo de capital (K_t^*) en un determinado período t es proporcional al nivel de producción (Y_t). En sentido estricto no constituye una teoría formalizada, sino simplemente un análisis comparativo entre demanda y producción (Bustamante Amaya, 2009; Crisóstomo, 2009).

$$K_t^* = \sigma * Y_t$$

Donde σ es equivalente a la relación capital-producción y se denomina constante de aceleración.

Para completar la formulación del modelo del acelerador simple se debe definir la inversión como el cambio en el nivel actual del capital con relación al período anterior (Crisóstomo, 2009). De esta forma la inversión se define según la siguiente expresión:

$$I = \Delta K_t = \Delta K_t^* = K_t^* - K_{t-1}^* = \sigma \Delta Y_t$$

Uno de los aspectos clave de este modelo es el supuesto que establece que el valor σ debe mantenerse constante, siendo éste uno de los problemas del modelo. En

² Este modelo desarrollado por Eisner en el año 1967 constituye la teoría más antigua todavía en uso (Larraín, 2002)

efecto, según el modelo, la inversión se realizará con el objetivo de mantener esa relación constante, por lo tanto, para llevar a cabo la inversión es necesario que el nivel de producción aumente. Es a partir de ésta limitante que se planteó la teoría del acelerador flexible en la que la inversión (I_t) depende del capital deseado (K_t^*) más precisamente, de una fracción (β) de la diferencia entre este último y el capital actual (Bustamante Amaya, 2009).

$$I_t = K_t - K_{t-1} = \beta (K_t^* - K_{t-1})$$

Si se considera que parte de la inversión se destina a reponer el capital depreciado entonces la inversión total neta (I_t^n) será igual a la diferencia entre el cambio del nivel de capital de un período a otro y la inversión de reposición (I_t^r) (Crisóstomo, 2009).

$$I_t^n = K_t - K_{t-1} = I - \delta K_{t-1}$$

donde δ es una constante relativa a la tasa de depreciación del capital y δK_{t-1} es la inversión de reposición. La combinación de esta expresión y la correspondiente al cambio en el nivel de capital permite obtener una ecuación representativa del modelo de inversión,

$$I = \beta (K_t^* - K_{t-1}) + \delta K_{t-1}$$

En este modelo, el empresario para tomar la decisión de invertir tiene en cuenta tanto los cambios pasados en la producción como los presentes. De este modo, se incorpora la estructura temporal del proceso de inversión (Bustamante, 2009; Crisóstomo, 2009).

La idea subyacente en las teorías del costo de uso del capital es la sustituibilidad de los factores de producción. Si el costo del capital es relativamente bajo el empleo de tecnología intensiva en capital será incentivado, incrementándose el stock de capital deseado (Cámara Izquierdo, 2008).

Los beneficios de la empresa son equivalentes a la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos de producción. Formalmente se definen por la siguiente ecuación:

$$P\Pi = P * f(K,L,T) - (WL + RK)$$

donde PII representa los beneficios de la empresa; P el precio del producto; $f(K,L,T)$ es la función de producción de la empresa que depende de la cantidad de capital (K) y de trabajo (L) empleados y del estado de la tecnología (T); por lo tanto, $P \cdot f(K,L,T)$ indica los ingresos por ventas; y $(WL + RK)$ expresa los costos de producción, ya que W y R corresponden a la remuneración del factor trabajo y capital respectivamente. El stock de capital óptimo, es decir el que maximice los beneficios, será el que cumpla la siguiente condición:

$$f_k = \frac{R}{P}$$

Es decir, el que iguale la productividad marginal del capital (f_k) con el costo real de utilizar una unidad más de capital (R/P). Las empresas emplearán unidades adicionales de capital si el valor de la producción obtenida con dicha unidad es mayor que el costo de uso de la misma. El equilibrio se establecerá cuando ambas magnitudes se igualen, siendo el stock de capital equivalente al deseado (Roca).

El costo de uso del capital se determina a partir de la tasa de interés, la depreciación del capital, el precio relativo de los bienes de capital y la política impositiva que enfrentan las empresas. La tasa de interés es el principal componente de este costo y mide el costo de financiar la compra de los bienes de capital o alternativamente, el costo de oportunidad de utilizar una suma de dinero en dicha compra, resignando un interés a cambio. Dado que es necesario corregir la tasa de interés nominal por la inflación esperada, se debe considerar la tasa real. Por otra parte, el precio relativo de los bienes de capital permite identificar el encarecimiento o abaratamiento de estos bienes respecto del resto de los bienes de la economía. Por último, cabe mencionar que un impuesto sobre los beneficios incrementa el costo de uso del capital, mientras que un incentivo fiscal a la inversión lo reduce. Por lo anterior el costo de uso del capital (C) se puede expresar de la siguiente manera:

$$C = \frac{P^I}{P} [i (1 - t) - n - \delta] \frac{(1 - h - tz)}{1 - t}$$

Donde P^I/P es el precio relativo del capital, i es la tasa nominal de interés, t es el tipo impositivo, n es la inflación esperada, δ es la tasa de depreciación, h es la

desgravación por inversión y z es el valor actual descontado de las deducciones por amortización del capital (Hall y Jorgenson, 1967).

De esta forma, si se incrementa la tasa de interés real crece el costo marginal real de usar cada máquina, reduciéndose la cantidad óptima de capital y por lo tanto, la inversión. Es decir, que existe una relación inversa entre la tasa de interés real y la inversión.

Cabe mencionar que la teoría neoclásica es una teoría de la demanda de inversión a nivel microeconómico, ya que considera un modelo en el que se incluyen explícitamente los objetivos de la empresa y que, como se mencionó anteriormente, supone que la empresa maximiza sus beneficios (Azofra Palenzuela y López Iturriaga, 1997).

Por otra parte, las variables financieras no intervienen en la decisión de invertir, es decir, la teoría supone implícitamente que las empresas pueden financiar todos sus proyectos de inversión (Hernando y Valles, 1992).

Irving Fisher en la Teoría del Capital y la Inversión³ (1930) introduce el análisis intertemporal de las decisiones de inversión. Para esto supone que los individuos toman sus decisiones con el objetivo de maximizar su consumo a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta su riqueza (los ingresos recibidos en el pasado), sus preferencias respecto al consumo actual y futuro y el conjunto de posibilidades de consumo, que especifica las posibilidades de transformar su dotación original en otras combinaciones de consumo presente-futuro. También considera que el mercado de capitales es perfecto⁴.

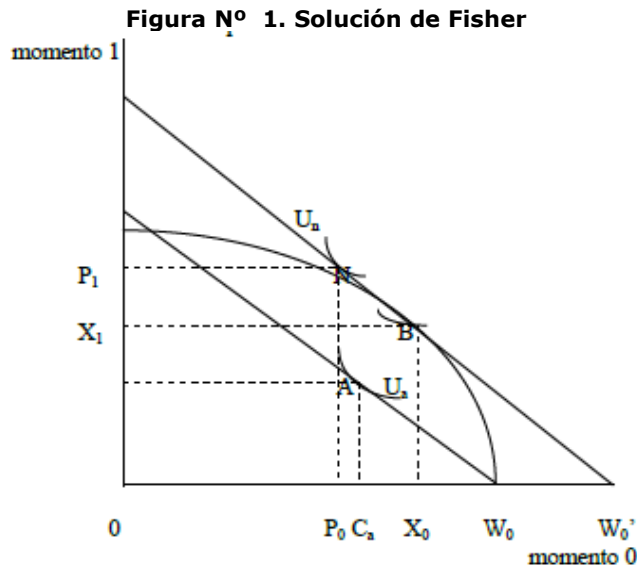
En la Figura N° 1 el eje horizontal representa el monto de ingreso real o potencial presente (el monto consumido o disponible para ser consumido) y el eje vertical muestra el monto del ingreso real o potencial futuro. La situación de partida puede ser un punto en cualquier eje, consumiendo todo su ingreso en el período actual (punto W_0) o todo en el futuro (punto W_1). Alternativamente, puede ser un punto en el cuadrante positivo, por ejemplo A o B, en el cual parte del ingreso inicial

³ El desarrollo de esta teoría se realiza en base a Hirshleifer (1958)

⁴ El mercado de capitales se considera perfecto si:

- En el mercado existen un elevado número de participantes con un tamaño relativo pequeño de manera que ninguno de ellos en forma individual tiene suficiente poder como para afectar la tasa de interés.
- Existe información perfecta.
- No hay impuestos ni costos de transacción derivados de operaciones de emisión, compra o venta de títulos.

corresponde al período 0 y parte al período 1. Las curvas de indiferencia⁵ del individuo tienen la forma convencional (curvas U_a y U_n).



Elaboración propia a partir de Hirshleifer (1985)

Además es preciso considerar las oportunidades de inversión del individuo. Fisher distingue entre oportunidades de inversión y oportunidades de mercado. Las primeras son transferencias productivas⁶ de ingreso entre los períodos considerados, representando un sacrificio de consumo presente por consumo futuro a través de una oportunidad de producción. Mientras que las segundas son transferencias a través de créditos y préstamos, es decir un sacrificio de ingreso presente por ingreso futuro a través de una oportunidad financiera⁷, estas se representan gráficamente mediante la curva de arreglos financieros W_0',W_1' .

La curva W_0W_1 , denominada curva de oportunidades productivas o curva de transformación productiva muestra el rango de oportunidades productivas disponibles, es decir las cantidades alcanzables de consumo futuro (C_1) a medida que sacrifica consumo presente (C_0)⁸.

Suponiendo que el individuo posee una riqueza inicial W_0 . Para maximizar su consumo intertemporal el individuo enfrenta como restricción sus posibilidades productivas. Gráficamente la optimización se logra cuando la canasta de consumo presente y consumo futuro es tal que la curva (W_0W_1) es tangente a la curva de

⁵ Estas representan gráficamente las preferencias del consumidor.

⁶ Corresponde a la inversión física.

⁷ Se podría hablar en forma equivalente de compra y venta de activos de capital en lugar de préstamos y créditos al describir las oportunidades financieras.

⁸ La concavidad al origen de la curva revela la existencia de rendimientos decrecientes a la inversión.

arreglos financieros (W_0, W_1) . Esto ocurre en el punto B, donde el individuo consume $(0, X_0)$ e invierte la cantidad (W_0, X_0) , la cual en el siguiente momento de tiempo le posibilita obtener un volumen de producción equivalente a $0X_1$, el cual a su vez es igual al consumo futuro (no hay otra opción futura).

Sin embargo, al existir en el mercado de capitales la posibilidad de prestar o pedir prestado fondos a la tasa de interés del mercado en los términos que lo señala la línea de arreglos financieros, la persona puede alcanzar una curva de indiferencia más alejada del origen que la que pasa por el punto B, por ejemplo, el punto N. En esta nueva situación, el individuo vía el otorgamiento de un préstamo de fondos equivalente a P_0X_0 en el momento cero puede obtener en el inicio del período uno la cantidad X_1P_1 . Entonces, el consumo en dicho período es igual a la canasta (P_0, P_1) y no la canasta (X_0, X_1) .

El inversor tiene, pues, una solución en dos etapas. La solución productiva, es decir aquel punto en el cual deja de hacer inversiones productivas (B). Luego opera en el mercado hasta lograr una combinación de consumo presente y consumo futuro que le permita maximizar su utilidad (N). De esta forma, hace la mejor inversión desde el punto de vista productivo y luego la financia en el mercado financiero. Es decir, que la decisión de invertir es independiente de las preferencias y de la financiación. Este proceso de dos etapas se denomina Teorema de Separación de Fischer.

Esta teoría introduce el concepto del valor actual neto (VAN) como criterio de evaluación de la inversión y, por lo tanto, de decisión acerca de la conveniencia de llevar o no a cabo la inversión. El VAN se define como la suma de los ingresos netos futuros (Z_t) descontados menos la inversión inicial (I_0), siendo la tasa de descuento (r) el costo de obtener los fondos de inversión (Hirshleifer, 1985).

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{Z_t}{(1+r)^n}$$

Si la empresa desea maximizar sus beneficios debe aceptar la inversión propuesta si la suma de los ingresos netos futuros descontados es igual o superior al monto de la inversión original, es decir cuando el VAN es mayor o igual a cero. Por el contrario, se rechaza un proyecto de inversión si la suma de los rendimientos netos descontados es menor que el monto de la inversión original, esto es, el VAN es negativo. Si la decisión de invertir se debe adoptar entre más de un proyecto, este

criterio de decisión establece que se debe realizar aquel cuyo VAN sea el mayor positivo (Blank y Tarquin, 2006; Brealey y Myers, 2006; Hirshleifer, 1985).

El VAN indica cuánto valor creará o destruirá la empresa al emplear sus recursos en el proyecto estudiado. Si el VAN es positivo significa que el proyecto luego de cubrir la inversión inicial y el retorno exigido por la empresa (r), generará una ganancia. Si el VAN es igual a cero, el proyecto solo reporta el retorno esperado. Por último, si el resultado es negativo el proyecto no alcanza el retorno exigido por la empresa (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007).

Esta regla de decisión presenta algunas limitaciones que deben considerarse en el momento de la elección del criterio más adecuado para seleccionar y jerarquizar proyectos. La primera, reside en que la forma de calcular el VAN de un proyecto de inversión supone que los flujos de caja futuros del proyecto se reinvertirán a la tasa de descuento. Esto no sería un problema si dichos flujos de caja fueran reinvertidos en proyectos con igual riesgo (y suponiendo que el costo de oportunidad del capital se mantiene constante). Sin embargo, si estos supuestos no se cumplen, el VAN estimado diferirá del calculado previamente⁹. Es decir, el VAN supone que la estructura temporal de las tasas de interés es plana e invariable. Generalmente, el inversor desconoce las tasas de reinversión por lo que debe calcular el VAN teniendo en cuenta que éste no reflejará el verdadero rendimiento de la inversión analizada (Mascareñas, 2008b).

Por último cabe mencionar que la suma de los ingresos netos descontados varía si el costo de obtener el capital se modifica (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007).

Otro criterio utilizado para evaluar la factibilidad de una inversión es la denominada tasa interna de retorno o rendimiento (TIR), definida como aquella tasa de descuento para la cual el VAN de un proyecto de inversión es igual a cero. Es decir, que es aquella tasa que iguala los rendimientos netos descontados y la inversión inicial (Blank y Tarquin, 2006; Brealey y Myers, 2006; Hirshleifer, 1985).

Según este criterio, para decidir si una inversión es rentable o no, se debe comparar la TIR con el costo de obtener capital o con alguna tasa de rentabilidad estimada por el inversor. En este sentido, el proyecto debe llevarse a cabo si la TIR

⁹ Siendo mayor si la tasa de reinversión supera al costo del capital o menor en caso contrario.

resulta mayor o igual que dichas tasas (Blank y Tarquin, 2006; Brealey y Myers, 2006; Hirshleifer, 1985).

La TIR es una medida de la rentabilidad relativa de la inversión, presentando como criterio de decisión la ventaja de que su valor, bajo el supuesto de certidumbre, no depende del costo de obtener el capital. (Mascareñas, 2008b).

Este criterio de decisión ha sido criticado principalmente por dos motivos. El primero de ellos radica en que en ocasiones no existe una única TIR y, por lo tanto, este indicador resulta ambiguo. Suponiendo que uno de los valores de esta tasa es mayor que el costo de obtener los fondos, en tanto que el otro es menor, no hay forma de decidir si conviene o no invertir. El segundo apunta al supuesto de la reinversión de los flujos de fondos a lo largo del horizonte de evaluación (Blank y Tarquin, 2006; Brealey y Myers, 2006; Naylor y Vernon, 1973).

Cuando se evalúa un proyecto de inversión ambos criterios de decisión suelen coincidir sobre su viabilidad. Sin embargo, cuando se intenta priorizar varios proyectos se producen algunas discrepancias entre estos dos criterios. Ello se debe, principalmente, a que si bien ambos suponen que los flujos de caja se reinvierten, cada uno lo hace a una tasa de interés distinta: el VAN lo hace a la tasa de descuento mientras que la TIR a la tasa de rendimiento intrínseca (Brealey y Myers, 2006).

En el análisis anterior se trabajó bajo el supuesto de que existía total certidumbre acerca del contexto económico, a continuación se estudiarán algunos de los enfoques más importantes de la inversión en condiciones de riesgo e incertidumbre. En este sentido en primer lugar se analizarán algunos modelos prácticos para el manejo de la incertidumbre en los proyectos de inversión y luego se examinará el enfoque propuesto por Markowitz para la determinación de carteras eficientes de inversión.

El primero de los modelos prácticos que es necesario mencionar es el Modelo de horizonte de planeamiento finito, según el cual la incertidumbre se puede manejar reduciendo el horizonte de evaluación. Suponiendo que la duración del mismo se prevé en 40 años, el directivo puede arbitrariamente considerar sólo los primeros 30 años. Si se estima que los flujos de caja omitidos serán positivos, el cambio en el horizonte de planeamiento reduce el VAN del proyecto en un monto igual al valor actual de dichos rendimientos (Naylor y Vernon, 1973).

La aplicación de este método presenta el problema de determinar cuál es el criterio para definir la cantidad de años en que se reducirá el horizonte de evaluación. Además, según Baumol citado por Naylor y Vernon (1973) "Un horizonte finito y arbitrario, pues, no es en realidad un método defendible para el tratamiento de la previsión imperfecta. No toma en consideración nuestra limitada capacidad de predecir eventos, en el futuro más inmediato (que puede a veces abarcar 25 años a partir de la fecha) y nos fuerza a ignorar en su totalidad lo poco que podemos pronosticar el futuro más distante con algún grado de confianza".

Otro de los modelos prácticos es el denominado Modelo de corrección por riesgo, el cual propone incorporarle a la tasa de descuento utilizada para el cálculo del VAN un factor por riesgo, siendo su valor proporcional al grado de incertidumbre o riesgo. Al igual que el modelo del horizonte de planeamiento finito se plantea el problema teórico de determinar el valor de ese factor de riesgo para proyectos concretos. Según Baumol, el mismo debe estimarse sobre la base de alguna suerte de discernimiento o intuición (Naylor y Vernon, 1973).

Por último, corresponde mencionar el Análisis de sensibilidad. Este consiste en estudiar cuál es el impacto sobre la rentabilidad del proyecto si cambia alguna de las variables dejando las demás constantes, permitiendo determinar cuales tienen mayor incidencia y, por lo tanto, deberán ser estimadas con mayor precisión porque un error en su cálculo podría tener graves consecuencias. La principal ventaja del análisis de sensibilidad es su simplicidad (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Un modelo más complejo es el de Markowitz (1952, 1959) que considera que las decisiones de inversión se realizan sobre carteras de inversiones y no sobre un único proyecto. En este sentido, plantea que el inversor es racional al momento de elegir la composición de su cartera de inversión, es decir, que desea la rentabilidad y rechaza el riesgo. Asimismo supone que el riesgo y la rentabilidad de cada activo de la cartera está correlacionado con el riesgo y la rentabilidad del resto de los activos seleccionados (Mendizábal Zubeldia, Miera Zabala y Zubia Zubiaurre, 2002).

Por lo tanto, es necesario identificar primero cuáles son las carteras que proporcionan el mayor rendimiento para un riesgo dado, al mismo tiempo que soportan el mínimo riesgo para un rendimiento conocido. A estas carteras se las

denomina *eficientes*. El conjunto de carteras eficientes puede calcularse resolviendo el siguiente algoritmo

$$\text{Min } \sigma^2(R_p) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i \cdot x_j \sigma_{ij}$$

sujeto a:

$$E(R_p) = \sum_{i=1}^n x_i \cdot E(R_i) = V^*$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 \quad (i = 1, \dots, n)$$

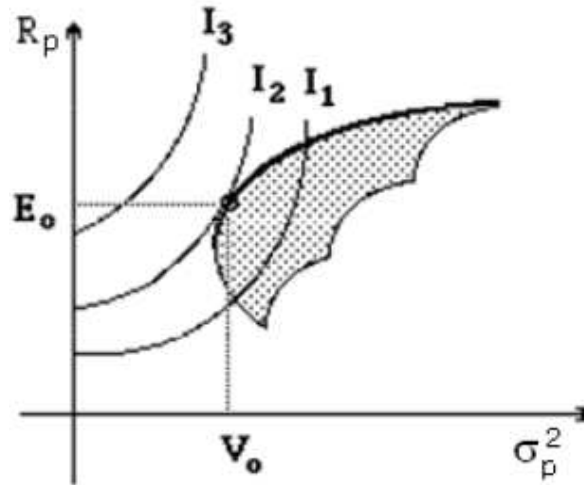
donde x_i es la proporción del presupuesto del inversor destinado a cada uno de los activos financieros que formarán parte de la cartera de inversión; $\sigma^2(R_p)$ es la varianza de la cartera p ; y σ_{ij} la covarianza (o correlación) entre los rendimientos de los activos que componen la cartera¹⁰; $E(R_p)$, es la rentabilidad o rendimiento esperado de la cartera p , de tal forma que al variar el parámetro V^* se obtiene en cada caso el conjunto de proporciones x_i que minimizan el riesgo de la cartera así como su correspondiente valor. El conjunto de combinaciones que presenten igual rentabilidad-riesgo $[E(R_p), \sigma^2(R_p)]$ o de todas las carteras eficientes es denominado "frontera eficiente" (Mendizábal Zubeldia et al, 2002). En la Figura N° 2 esta frontera se representa mediante el área sombreada¹¹.

Para determinar la cartera óptima de un inversor es necesario conocer también función de utilidad que indica la sensibilidad del inversor a las variaciones de la riqueza y el riesgo. Si suponemos que el individuo es adverso al riesgo, es decir, por cada unidad de riesgo adicional hay que prometerle un rendimiento marginal cada vez más grande, las curvas de indiferencia entre riesgo y rendimiento tendrán la forma ilustrada en la Figura N° 2.

¹⁰ Si los retornos están fuertemente correlacionados, en efecto, el portafolio no se podrá diversificar, y si la correlación es baja, se podrá diversificar y el riesgo será mucho menor.

¹¹ El análisis del modelo de Markowitz se desarrollo a partir de Mascareñas (2008c).

**Figura N° 2. Modelo de Markowitz.
Determinación de la cartera óptima**



Fuente: Mascareñas, 2008c

La cartera óptima del individuo queda determinada por el punto de tangencia de una de las líneas de indiferencia con la frontera eficiente. Obsérvese que las curvas de indiferencia de los adversos al riesgo son convexas mientras que la *frontera eficiente* tiene forma cóncava. Sustituyendo ahora E_o y V_o en el algoritmo anteriormente mencionado se obtiene las proporciones en las que se debe distribuir el presupuesto de inversión para obtener la cartera óptima del inversor.

Para poder utilizar este modelo es necesario realizar una gran cantidad de cálculos matemáticos por lo cual para salvar este problema W Sharpe (1964) supone la existencia de una relación lineal entre el rendimiento del título y el de la cartera de mercado (Mendizábal Zubeldia et al, 2002).

En base al planteo de Markowitz, Litner (1965) y Sharpe (1964) desarrollaron el Modelo de Valoración de Activos (CAPM¹²) que permite estimar la tasa de rendimiento exigida a los activos de capital utilizada en los criterios de decisión comentados anteriormente (Mascareñas, 2008a; Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

En este sentido, el modelo supone que la tasa de rendimiento requerida por un individuo para sus inversiones es igual a la suma de la tasa de rendimiento sin riesgo y una prima de riesgo. El riesgo puede ser:

¹² Capital Asset Pricing Model

- Riesgo sistemático o de mercado: no se puede eliminar y surge de las fluctuaciones de la economía y del mercado que afectan a todas las empresas, por ejemplo: incertidumbre acerca del PBI, tasa de interés, entre otros. Indica cómo responde el rendimiento de la acción ante las variaciones sufridas en el rendimiento del mercado de valores. Se mide a través del coeficiente de volatilidad beta¹³ (β)
- Riesgo no sistemático o único: fracción del riesgo que surge de causas particulares del activo y se puede reducir diversificando las inversiones entre distintos tipos de activos (Mascareñas, 2008a; Semyraz, 2007).

Cuando se calcula la tasa de rentabilidad exigida al proyecto sólo debe considerarse el riesgo sistemático. De esta forma, dicha tasa se calcula de la siguiente manera:

$$k_e = R_f + (E_M - R_f) \beta$$

donde R_f expresa el rendimiento de un activo sin riesgo; E_M indica el rendimiento esperado del mercado durante el período de tiempo considerado; $(E_M - R_f)$ indica el valor de la prima de riesgo (Mascareñas, 2008a; Semyraz, 2007).

Con respecto a la estimación de R_f , Mascareñas (2008a) recomienda utilizar las Obligaciones del Estado a diez años, debido a que la duración de estos bonos es semejante a la del horizonte de planeamiento; suele ser menos volátil y tiene una mayor liquidez que las obligaciones del Estado de mayor plazo; además, la duración de dicho activo es semejante a la del índice del mercado de valores utilizado para calcular el rendimiento del mercado y el coeficiente beta.

El valor del coeficiente de volatilidad beta depende de (Mascareñas, 2008a):

- *El tipo de negocio:* Cuanto más sensible sea el tipo de negocio de la empresa a la situación general del mercado, mayor será beta. Por otra parte, una empresa que tenga varios negocios diferentes tendrá una beta igual a la media ponderada de las de sus negocios considerando el valor de mercado de cada uno.
- *El apalancamiento operativo de la empresa:* Éste se define como la relación existente entre los costos fijos y los costos totales. Cuanto mayor sea esta

¹³ Beta mide la variación del rendimiento de un título con respecto a la variación del rendimiento del mercado. Por lo tanto:

- si β es igual a uno el rendimiento del título varía en la misma proporción que el del mercado de valores,
- si dicho valor es menor a uno la variación del rendimiento del título será menor que la del rendimiento del mercado. Ocurrendo lo contrario si β es mayor que uno.

relación, mayor será la variabilidad de los beneficios antes de intereses e impuestos y, por lo tanto, mayor será beta.

- *El apalancamiento financiero*: Cuanto mayor sea el grado de endeudamiento de la empresa mayor será el riesgo financiero y, por tanto, mayor será beta.

En las economías emergentes, esta forma de calcular la tasa de rentabilidad es criticada. Por un lado, debido a que los gobiernos de dichos países suelen declararse en *default*, los bonos emitidos por ellos no pueden definirse como libres de riesgo. Por otro lado, la falta de información y transparencia sobre los datos de la mayoría de las empresas de estos países, dificulta el cálculo del diferencial de rendimiento entre el mercado y el activo libre de riesgo y hace que el coeficiente β de algunas empresas no esté disponible (Semyraz, 2007).

Para resolver este problema se suele utilizar información referida a una economía desarrollada, generalmente Estados Unidos. Se considera como activo libre de riesgo un bono del Tesoro de Estados Unidos más la prima por riesgo del sector de actividad vigente y se le adiciona una prima por el riesgo específico de llevar a cabo una inversión en una economía emergente. Para esto se suele utilizar el Índice de Riesgo País calculado por *J.P. Morgan*. De este modo, la ecuación original se reescribe como sigue:

$$k_e = R_f + (E_M - R_f)\beta + RP$$

donde RP es el riesgo país del país emergente expresado en términos porcentuales (Semyraz, 2007).

Sin embargo, esta solución también enfrenta algunos cuestionamientos conceptuales derivados de suponer que son comparables las estructuras empresariales e industriales de la economía de un país desarrollado y de uno emergente o, que la economía estadounidense se encuentra libre de riesgo (Semyraz, 2007).

Capítulo II - Metodología

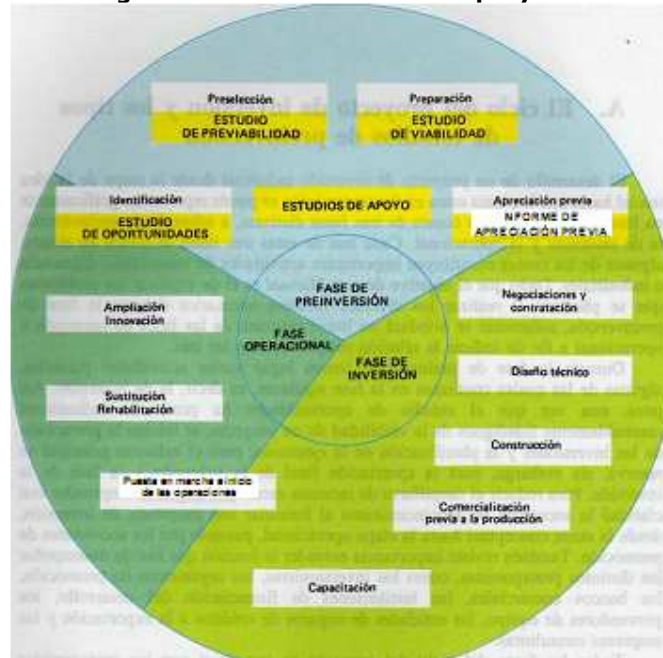
La evaluación de proyectos de inversión es una técnica que permite la medición y comparación de los beneficios y costos, constituyendo un instrumento que provee información al proceso decisorio. En este sentido, recopila, crea y analiza sistemáticamente antecedentes económicos para juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y desventajas de una inversión, concluyendo sobre la conveniencia o no de llevarla a cabo (Behrens y Hawranek, 1994; Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Cabe mencionar que, si bien cada proyecto de inversión es único y presenta particularidades que lo diferencia del resto: las condiciones económicas y sociales varían ampliamente de un país a otro y en cada sector surgen problemas diferentes, esta metodología es adaptable a cualquier tipo de proyecto (Hansen, 1978; Semyraz, 2007).

Por otra parte, el grado de extensión y profundidad de la evaluación generalmente está determinado por el tamaño del proyecto, la experiencia reciente en proyectos similares, el grado de incertidumbre involucrado y el costo de realizar el análisis (Hansen, 1978).

Una inversión implica inmovilizar recursos con el objetivo de obtener un beneficio futuro. Por lo tanto, las decisiones sobre su ejecución se deben adoptar considerando hipótesis y escenarios probables acerca de la evolución de las variables involucradas y el contexto económico. Esto hace que los proyectos presenten un ciclo de vida compuesto por la fase de preinversión, la de inversión y la operacional (Figura N° 3) (Behrens y Hawranek, 1994; Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Figura N° 3. Ciclo de vida del proyecto.



Fuente: Behrens, W. y P. Hawranek, 1994

La fase de preinversión está compuesta por las siguientes etapas:

- Identificación de oportunidades de inversión (estudios de oportunidades);
- Análisis de alternativas y selección preliminar del proyecto, y formulación del proyecto, que comprende la realización de los estudios de previabilidad y de viabilidad. En esta etapa también se llevan a cabo diversos estudios de apoyo o funcionales, y
- Apreciación previa del proyecto y decisiones de inversión (informes de apreciación previa).

El análisis de los proyectos se realiza en etapas debido a que esto permite lograr un avance progresivo en el conocimiento del proyecto y de las circunstancias que condicionarán su desarrollo futuro, además permite identificar las mejores alternativas de realización y prever los riesgos e incertidumbres que pudieran presentarse. Asimismo, el trabajo en etapas posibilita dosificar la inversión en estudios ya que implica analizar cuidadosamente los resultados parciales obtenidos para continuar examinando sólo aquellas ideas para las cuales se tenga una mayor certeza de su factibilidad. Es decir, de este modo se eliminan algunos proyectos en etapa de viabilidad cuyas posibilidades de alcanzar la fase de inversión serían probablemente nulas.

Los estudios de oportunidades surgen de un proceso de búsqueda permanente tanto de problemas, necesidades insatisfechas e ineficiencias que podrían ser mejoradas, como de oportunidades de negocios que pueden aprovecharse. Cada problema u oportunidad de negocio da origen a varias opciones de solución, siendo cada una de estas un proyecto a evaluar. Mientras más proyectos se identifiquen, más posibilidades habrá de encontrar la inversión más conveniente (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007).

En este sentido el estudio de oportunidades es un instrumento utilizado para cuantificar los parámetros, la información y los datos necesarios para convertir una idea de proyecto en una propuesta. Algunos aspectos que se deben investigar son los siguientes:

- La disponibilidad de las materias primas claves para la elaboración del producto final.
- La estructura de los distintos mercados aguas arriba y aguas abajo del producto.
- Estimaciones preliminares de la demanda y oferta futura, tanto interna como externa, del bien analizado y de otros bienes relacionados.
- El marco institucional.
- El estado del arte de la tecnología comúnmente utilizada en la producción del bien.
- La posible ampliación de líneas de fabricación existentes mediante la integración hacia atrás o hacia delante, o con el objetivo de alcanzar economías de escala.
- Las posibilidades de diversificación.
- El clima general de inversión.
- Las políticas industriales.

Los estudios de oportunidades son superficiales y consisten en la agregación de estimaciones más que en un análisis detallado. Los costos se calculan a partir de información existente, de la experiencia y del juicio común.

La idea del proyecto debe ampliarse y examinarse más detalladamente. Sin embargo, dado que llevar a cabo un estudio de viabilidad que permita adoptar una decisión definitiva respecto del proyecto insume tiempo y recursos, primero se suele realizar un análisis de previabilidad, cuyos principales objetivos consisten en determinar si:

- Se han examinado todas las alternativas posibles;

- Se justifica continuar evaluando el proyecto y elaborar un estudio de viabilidad;
- En función de la información revisada el proyecto no es viable o no resulta suficientemente atractivo;
- La situación ambiental en la localización seleccionada y el posible impacto se ajustan a la normativa nacional.

Estos estudios constituyen una etapa intermedia entre el análisis de oportunidades y el de viabilidad del proyecto, siendo la información, los objetivos y su estructura similares. Sólo se diferencian en el grado de detalle de la información que contienen y la intensidad con que se examinan las alternativas del proyecto.

En esta etapa se analizan todas las alternativas disponibles, de manera de poder descartar aquellas que no sean viables y profundizar el análisis solo de las factibles. Para cada una de estas alternativas deben estudiarse los siguientes ítems, cada uno de los cuales constituye un estudio de apoyo:

- Mercado y forma de comercialización;
- Materias primas e insumos;
- Localización y medio ambiente;
- Ingeniería y tecnología;
- Organización y gastos generales;
- Recursos humanos necesarios para el funcionamiento del proyecto;
- Calendario de ejecución y presupuestación del proyecto.

Esta instancia debe concluir con una recomendación acerca de implementar inmediatamente, postergar, profundizar parte o todo el estudio de viabilidad o abandonar el proyecto (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

En ocasiones, si el inversionista conoce acabadamente el negocio, un estudio de oportunidades amplio y completo puede reemplazar al de previabilidad, el cual se lleva a cabo si existen dudas acerca de los fundamentos económicos del proyecto.

Los estudios de apoyo o funcionales abarcan aspectos concretos variando su contenido y profundización en función del proyecto. No obstante esto, sus conclusiones deben ser lo suficientemente claras y precisas de manera de servir de guía para la próxima etapa del ciclo del proyecto. Estos son: *estudio de mercado, técnico, legal, económico, ambiental y de riesgo*.

Es necesario mencionar la importancia de la fase de preinversión ya que el éxito de la inversión depende de las conclusiones técnicas, financieras, económicas y de comercialización, y de su interpretación en el estudio de viabilidad. Asimismo, los costos incurridos en esta etapa no deberían considerarse un obstáculo para que el proyecto sea evaluado, ya que los mismos pueden representar considerables ahorros en caso de no llevar a cabo una inversión desacertada.

La inversión o ejecución corresponde al proceso de implementación del proyecto, en el cual se llevan a cabo todas las inversiones necesarias para su puesta en marcha. Es una etapa de movilización de recursos tanto humanos, como financieros y físicos, con el objetivo de garantizar el funcionamiento de la empresa. Esta fase puede dividirse en las siguientes etapas:

- Creación de la base jurídica, financiera y orgánica necesaria para ejecutar el proyecto.
- Diseño de la ingeniería de detalle.
- Adquisición de terrenos, obras de construcción, instalaciones, materias primas e insumos
- Contratación y capacitación del personal.
- Puesta en marcha de la planta.

El diseño de ingeniería de detalle comprende la selección de la tecnología y el equipo, las tareas necesarias para la preparación de la localización, la planificación de la construcción y el cronograma de construcción de la planta y las obras civiles. También se debe realizar el montaje y la instalación de equipos, además de contratar los consultores, los arquitectos y los proveedores de las materias primas e insumos necesarios.

Asimismo, se deben comenzar las tareas de comercialización del producto con el objetivo de preparar el mercado para el mismo.

Por último, si bien la puesta en marcha de la planta suele demorar un plazo breve, desde el punto de vista técnico, es un momento crítico en la ejecución del proyecto. Esta fase relaciona las tareas previas de construcción con la fase de operación, siendo el éxito alcanzado en la puesta en marcha un indicador de la eficacia de su realización.

A continuación se realizará una breve descripción de cada uno de los estudios de apoyo a realizar.

Estudio de mercado

El objetivo es realizar un análisis de los factores que intervienen en el mercado, los cuales determinan el comportamiento de los consumidores¹⁴ y productores reflejándose en la demanda y oferta del bien. Sintetiza y ordena la información histórica, actual y proyectada de todas aquellas variables que influyen en la oferta y la demanda del producto (Behrens y Hawranek, 1994; Semyraz, 2007). El fin último es determinar la cantidad de bienes y/o servicios a vender (Miranda, 2005).

Se debe determinar también a que mercado está orientado el bien o servicio producido, es decir, mercado local o externo. Asimismo, se debe definir si se intentará competir con productores locales ya establecidos o con importaciones; introducir en el mercado un producto nuevo; colocar la producción en nuevos mercados externos o cualquier otra alternativa (Miranda, 2005).

En cuanto a los factores que afectan la oferta, se debe analizar el comportamiento de los productores actuales y potenciales, tanto locales como externos. Es necesario conocer la forma de producción y distribución utilizada, el precio de mercado y la estrategia comercial (Behrens y Hawranek, 1994).

Por último es necesario realizar un balance entre la demanda y la oferta esperadas que permitirá establecer las posibilidades del proyecto. Si la demanda es mayor que la oferta, existe una demanda insatisfecha, es decir una oportunidad de negocio. En cambio, si la demanda proyectada es inferior a la oferta estimada el proyecto será rechazado, salvo que el objetivo sea desplazar a algunos de los oferentes actuales.

Este estudio también debe comprender un plan de negocios que indique las cantidades a colocar en cada mercado seleccionado y el precio de venta. Además, es necesario definir la forma en que se realizará la comercialización.

Estudio técnico

El principal objetivo de éste consiste en verificar la viabilidad técnica de producir el bien y determinar la factibilidad de funcionamiento y operatividad del proyecto.

¹⁴ Gustos, preferencias y hábitos de consumo, motivaciones de compra, sus niveles de ingresos, su propensión a consumir, entre otros.

Asimismo, el estudio define una función de producción óptima que permita la utilización eficiente y eficaz de los recursos disponibles. Una vez seleccionado dicho proceso productivo, se puede estimar el tamaño óptimo, los equipos, las instalaciones y la cantidad de mano de obra necesarios para llevar a cabo la producción. En la selección del tamaño se debe considerar la demanda esperada, la disponibilidad de materias primas e insumos y el valor de los equipos, entre otros. Además se debe establecer el *layout* de la planta y las necesidades de espacio físico. Es decir que, el tamaño del proyecto determina el nivel de inversiones y costos así como el nivel de ingresos por ventas (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

También se describen las materias primas e insumos necesarios para el funcionamiento de la planta y se analiza su disponibilidad y oferta para asegurar la provisión de los mismos, considerando costos, calidad, cantidad, entrega y condiciones de venta (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Es necesario mencionar que la construcción de la planta también está influenciada por algunos aspectos del proceso de comercialización tales como el almacenaje y el transporte, determinado en el estudio de mercado. Dichos aspectos permiten prever la inversión en construcciones y equipos y además deben considerarse en la estimación de costos de operación y distribución (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Por último, este análisis puede concluir con la realización de un cronograma de actividades en donde se determinen las principales fechas del proyecto, tales como compra de terrenos y equipos, construcciones, instalación y montaje, hasta el momento de la puesta en marcha (Miranda, 2005).

Estudio de localización

Examina diferentes variables que determinan el lugar donde se ubicará la empresa. La selección de la localización puede hacerse en tres etapas principales, primero se debe seleccionar una región, luego una localidad dentro de dicha región, y por último, un sitio exacto dentro de la localidad (Miranda, 2005).

La localización repercute principalmente sobre las formas de comercialización y la distribución de la producción y, por lo tanto, los costos de operación. Las variables

analizadas se denominan factores locacionales y se pueden clasificar de la siguiente manera (Behrens y Hawranek, 1994; Semyraz, 2007):

- Los costos de transporte tanto de materias primas e insumos como de productos.
- La disponibilidad de materias primas, insumos y mano de obra y sus condiciones de precio.
- Otros factores, como por ejemplo:
 - existencia de normas fiscales y tributarias favorables.
 - existencia suficiente y adecuada de infraestructura (vías, energía, comunicaciones, educación, salud, etc.)
 - políticas de desarrollo urbano o rural.
 - condiciones generales de vida.
 - condiciones meteorológicas (temperatura, humedad, etc.)

En consecuencia, la determinación de la ubicación de la planta surge de analizar y comparar las distintas alternativas considerando los costos de instalación y operación. Para algunos proyectos esta decisión puede estar predeterminada, ya que el mismo se genera a partir de una ubicación ventajosa como por ejemplo, las explotaciones de gas natural o carbón. En estos casos no es preciso hacer estudio alguno en este sentido (Miranda, 2005).

Estudio Legal

Todas las empresas enfrentan un conjunto de normas jurídicas e institucionales que regulan los derechos y las obligaciones en las relaciones establecidas entre sus miembros y con otras organizaciones. Estas normas se encuentran comprendidas en la Constitución, las leyes, los decretos, las ordenanzas, los acuerdos, los reglamentos y las resoluciones. En la etapa de preinversión es necesario identificar el ámbito legal en el cual operará el proyecto, considerando las regulaciones referidas al producto, al mercado, a la comercialización tanto de materias primas como de la producción, a la localización, al marco fiscal, al empleo de la tecnología y al medio ambiente, entre otras (Miranda, 2005; Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Estudio ambiental¹⁵

¹⁵ Este apartado se realizó en base a Novara, 1994.

La evaluación de impacto ambiental consiste en la identificación de los impactos ambientales de un proyecto de inversión. La dirección y magnitud de los impactos son desconocidos, por lo que se deben predecir, estimar y, si es posible, cuantificar.

Es necesario mencionar que el ambiente incluye todas las relaciones entre el medio natural y los organismos vivos, principalmente el hombre. Asimismo, los impactos son recibidos también por el ambiente construido, no sólo por el ambiente natural. En este sentido, es importante considerar los impactos sobre la cultura de la población en la cual se insertará el proyecto.

Por último, se estudian cuales son las medidas o acciones que se podrían llevar a cabo con el objetivo de evitar, corregir, atenuar o compensar los impactos negativos del proyecto.

Estudio económico

El objetivo de este estudio consiste en estimar la rentabilidad del proyecto utilizando la regla del valor actual neto y la tasa interna de retorno. En esta etapa se debe organizar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan los estudios de apoyo con el fin de elaborar el flujo de caja del proyecto.

En este estudio se debe realizar un detalle de las inversiones y un cronograma considerando la posibilidad de realizar reinversiones como consecuencia de ampliaciones, mayores necesidad de equipamiento, etc. (Semyraz, 2007).

Los ingresos se obtienen a partir de la información referida a precio y cantidad de producto a colocar en cada mercado estimados en la estrategia comercial delineada en el estudio de mercado. Los costos de operación en función de la información recabada en el estudio técnico (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Debido a la incertidumbre acerca del comportamiento de las distintas variables del proyecto se incluye también un Análisis de Sensibilidad. Este permite estimar el efecto sobre la rentabilidad de la inversión de cambios en algunas de las variables, particularmente se deben analizar los ingresos, los costos de las materias primas principales y los costos de inversión (Sapag Chain N. y Sapag Chain R, 2007; Semyraz, 2007).

Estudio de riesgo

En el estudio económico, para la estimación de los ingresos y costos del proyecto se supone que existe total certeza acerca del contexto económico futuro. Sin embargo, dicha estimación es en realidad incierta y puede presentar un amplio rango de variación, por este motivo la evaluación de proyectos mediante un indicador con resultado único puede inducir a que se tomen decisiones equivocadas. Es decir, que el proyecto se enfrenta a una situación de riesgo excesivo.

Este estudio es la instancia de análisis en la cual, por un lado se identifican, analizan, miden y evalúan los riesgos a partir de la aplicación de metodologías cualitativas y cuantitativas y por otro, se analiza la vulnerabilidad del proyecto simulando diversos escenarios probables (Semyraz, 2007).

Capítulo III - Marco de Referencia Físico y Tecnológico

1. Provincia de Santa Cruz

En 2008 las reservas comprobadas de gas natural de la Provincia de Santa Cruz ascendían a 43.836 millones de m³, un 12% inferiores a las del año anterior. Del total aproximadamente el 70% (26.826 millones de m³) corresponden a la Cuenca Austral y el resto¹⁶ a la Cuenca Golfo San Jorge.

Es necesario mencionar que una parte importante (28%) de estas reservas se encuentran *off-shore* y son operadas por ENAP SIPETROL. El mayor operador de las reservas *on-shore* es Petrobras.

En ese mismo año, la extracción de gas natural totalizó 4.338 millones de m³, un 5% inferior al año 2007. El horizonte temporal de reservas es de 9 años. Ascendiendo a 10 años si en el cálculo se considera el 50% de las reservas probables de gas natural.

Petrobras, YPF, *Occidental Exploration of Argentina Inc.* y Chevron Argentina S.R.L., son responsables de alrededor del 90% de la producción (Cuadro N° 1).

**Cuadro N° 1. Provincia de Santa Cruz.
Producción de gas natural por operador en 2008**

Empresa	Millones de m ³	%	% acumulado
Petrobras Energía S.A.	2.182	50,3	50,3
YPF S.A.	934	21,5	71,8
Occidental Exploration of Arg. Inc.	551	12,7	84,5
Chevron Argentina S.R.L.	404	9,3	93,8
ENAP SIPETROL S.A.	178	4,1	97,9
Pan American Energy LLC	82	1,9	99,8
Otras	7	0,2	100,0
Total	4.339	100,0	

Fuente: Elaboración propia en base datos de la Secretaría de Energía.

La localización de los principales yacimientos de la Provincia se muestra en el Mapa N° 1.

El gas producido en cada yacimiento es transportado por distintos gasoductos hacia el Gasoducto Troncal San Martín. Este fue construido en el año 1960 y cuenta con una capacidad de transporte de 29,4 millones de m³ por día. Por otra parte, en el

¹⁶ 12.271 millones de m³.

año 2010 finalizó la construcción del gasoducto Tansmagallánico, que corre paralelo al ya existente, bajo el Estrecho de Magallanes entre Cabo Espíritu Santo (Tierra del Fuego) y Cabo Vírgenes (Santa Cruz). A partir de su inauguración se inyectaron 5 millones de m³ por día. Sin embargo se prevé que el suministro adicional con gas natural fueguino al continente llegue hasta los 18 millones de m³ diarios, en la medida en que se completen los trabajos de ampliación de la capacidad instalada que se desarrollan en la red troncal del gasoducto San Martín.

Mapa N° 1. Santa Cruz. Principales Yacimientos y Gasoductos

Con respecto a la contratación del gas natural, la Ley Nacional N° 24.076/92 establece que, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores, cualquier consumidor puede convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de transacción.

Asimismo, dicha ley dispone que aquellos consumidores que adquieran el gas directamente del productor y que utilicen las instalaciones del distribuidor deberán abonar la tarifa de distribución que corresponda. Además, habilita a estos consumidores a construir sus propios gasoductos.

Por otra parte, la ley estipula que la tarifa de gas a los consumidores será el resultado de adicionar al precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, las tarifas correspondientes al transporte y a la distribución. El Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) revisará cada cinco años la tarifa de gas a los consumidores.

En cuanto a las tarifas por los servicios prestados por los transportistas distribuidores deben ajustarse a los siguientes principios:

- a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable;
- b) Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante;
- c) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes;
- d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

Con el objetivo de ampliar las redes de transporte y distribución para adecuar las instalaciones existentes a la creciente demanda, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 instituye un fondo fiduciario. Este fondo está integrado por los siguientes recursos:

- a) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución;
- b) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y a través de sistemas de aportes específicos a realizar por los beneficiarios directos.

Además, dicho Decreto dispone la creación del Mercado Electrónico del Gas cuyas funciones fundamentales serán transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas al mercado *spot* y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural. Las reglamentaciones, acuerdos y disposiciones que se implementen en este mercado tienen como objetivo propender a la conformación de precios de equilibrio eficientes dados por la libre interacción entre oferta y demanda, en las mejores condiciones de información y transparencia que se puedan proporcionar. Esto en beneficio de las partes (oferentes y demandantes) y de todos los demás interesados.

De esta forma las industrias podrán seguir comprando el gas directamente a las petroleras en boca de pozo y firmar contratos a mediano o largo plazo de transporte y distribución. Sin embargo este nuevo Mercado le brinda la posibilidad de comprar una cantidad adicional de gas *spot*. Esta transacción la puede realizar directamente con las empresas petroleras o puede comprar el gas que le sobró a otra empresa a través de un intermediario, generalmente a un precio tres veces mayor (Portal Energético Internacional, 2004).

El precio promedio en boca de pozo de la cuenca Austral informado por Enargas para el invierno del año 2002 fue de \$0,970 por MMBtu¹⁷. La tarifa de transporte¹⁸ dentro de la provincia de Santa Cruz es de \$0,077 por m³ transportado. Mientras que el cargo por fideicomiso creado por el decreto N° 180/2004 asciende a \$0,29 por m³ por día. Actualmente, de acuerdo a lo manifestado por informantes clave la

¹⁷ Millón BTU (British thermal unit)

¹⁸ Esta tarifa está vigente a partir del 1° de enero de 2002 según la Resolución N° 2.496/02 del Enargas.

industria contrata, en promedio, el gas natural a 3 U\$/MMbtu. Este valor puede incrementarse hasta en un 50% en las contrataciones *spot*.

Por otra parte, la Resolución N° 24/2008 de la Secretaría de Energía implementó el sistema Gas Plus con el objetivo de incentivar el aumento de la producción de gas natural, como así también los niveles de reserva, mediante el incremento de las inversiones necesarias en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos. Para poder acceder a estos incentivos debe tratarse de gas natural producido en:

- a) una Concesión de Explotación otorgada como consecuencia de un descubrimiento posterior a la entrada en vigencia de esta Resolución; o
- b) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de esta Resolución mientras provenga del desarrollo de yacimientos caracterizados como de *Tight Gas*¹⁹; o
- c) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, que haya producido gas en el pasado y que, por agotamiento de los reservorios existentes a ese momento, no haya entregado gas natural al sistema de transporte y distribución para su comercialización, ni haya sido utilizado la generación de electricidad "en boca de pozo" con destino a su comercialización, desde el 1º de enero de 2004 a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución.
- d) una Concesión de Explotación otorgada con anterioridad a la vigencia de la presente Resolución mientras provenga del desarrollo de "Yacimientos Nuevos" como consecuencia de la actividad exploratoria exitosa posterior a la entrada en vigencia de esta Resolución, y que no han tenido hasta el presente producción comercial.

Estos incentivos se traducen en mayores precios en los acuerdos celebrados entre proveedores y productores. Si bien esta Resolución no establece cuáles son esos precios determina que deben contemplar los costos asociados y una rentabilidad razonable. Algunos expertos en el mercado del gas natural estiman que triplicarían las tarifas vigentes en la actualidad.

¹⁹ Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada

2. Tecnología GTL²⁰

Los combustibles fósiles a nivel mundial seguirán siendo por mucho tiempo la principal fuente de energía del planeta. Las proyecciones de reservas de petróleo no son muy optimistas, debido a la disminución de las mismas y a la necesidad de fuentes de energías más limpias.

En cuanto al gas natural las reservas probadas ascendían en el año 2007 a 177,36 billones de m³ (10¹²), sin embargo, aproximadamente el 80% de las mismas se encuentran muy lejos de los mercados de consumo, por ejemplo en Qatar, Irán, los Emiratos Árabes, Arabia Saudita, entre otros. Como consecuencia de ello su transporte vía gasoductos se torna inviable, siendo necesarios el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías.

Algunas de estas reservas se convierten en gas natural licuado (GNL) y de esa forma es transportado, generalmente en barcos especialmente equipados. La viabilidad de este método depende del precio del gas natural tanto en boca de pozo como en los centros de consumo y de la instalación y operación a bajo costo de la infraestructura necesaria para la producción y la carga/descarga del GNL en los puertos.

En los últimos años, debido a que las tecnologías convencionales de transporte de gas natural y el GNL suelen resultar costosas, las tecnologías que permiten convertir el gas natural en combustibles líquidos (GTL) han recibido especial atención. Estas tecnologías presentan la ventaja de que al mismo tiempo que permiten obtener combustibles limpios revalorizan las reservas remotas de gas natural.

Las tecnologías GTL fueron desarrolladas en Alemania por Franz Fischer y Hans Tropsch. Luego de la Primera Guerra Mundial las sanciones económicas impuestas a este país incentivaron a los científicos a desarrollar algún mecanismo que les permita obtener combustibles líquidos a partir de las abundantes reservas de carbón. Para el año 1945 existían en el país nueve plantas de este tipo que posteriormente, al finalizar la Segunda Guerra Mundial, fueron desmontadas y trasladadas a Rusia.

²⁰ Esta sección se realizó a partir de la lectura de Perez Angulo, Cabarcas Simancas, Archila Castro y Tobias (2005) y Schlumberger (2003,2004)

Asimismo, a partir de la preocupación acerca del futuro abastecimiento de combustibles, en varios países se comenzó a analizar la eficacia de la tecnología *Fischer-Tropsch* y a intentar adaptarla a las distintas características de operación de cada país (variando la presión y temperatura de operación, el catalizador empleado, entre otros).

En este sentido, en el año 1953 comenzó a operar una planta en Sudáfrica, impulsada principalmente por las restricciones a la importación de petróleo, cubriendo aproximadamente el 35% de las necesidades de combustibles líquidos del país. Actualmente Sudáfrica es el líder mundial en la producción de combustibles GTL, funcionando en el país dos plantas, una perteneciente a *Sasol* que elabora aproximadamente 130.000 barriles por día (b/d) y la otra, operada por *PetroSA* y *Statoil* con una capacidad de producción de alrededor de 22.500 b/d.

Posteriormente, en 1993, Shell construyó en Bintulu (Malasia) la primera planta comercial de combustibles GTL *Fischer-Tropsch* de baja temperatura, con una capacidad de producción de 14.700 b/d.

Por último, en 2006, comenzó a producir la planta de GTL *Fischer-Tropsch* de baja temperatura perteneciente a *Sasol Chevron* y *Qatar Petroleum* (QP) en Ras Laffan.

Asimismo es necesario mencionar que existen numerosos proyectos de instalación de plantas de este tipo que se encuentran en distinto grado de avance. Algunos de estos ubican en Qatar, Nigeria y Uzbekistán, entre otros²¹.

²¹ Un mayor detalle tanto de las plantas en operación como de los proyectos se encuentra en el Estudio de Mercado.

Capítulo IV- Estudio de Mercado

Introducción

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de esta tesis es analizar la viabilidad de la radicación de una planta de producción de combustibles GTL²² en el Puerto Punta Loyola. Los productos a obtener son gas oil GTL que se comercializará en el mercado nacional y nafta petroquímica que se destinará al mercado brasilero.

En particular, en este capítulo se estudia la factibilidad comercial de estos combustibles. En primer lugar, se realiza una descripción de los productos a obtener. Luego, dado que este tipo de combustible es un sustituto de los combustibles líquidos tradicionales se presenta una reseña de la situación actual del mercado de estos a nivel mundial. Además se analiza la oferta mundial de combustibles GTL y las posibles adiciones de capacidad de producción. A continuación se examina el mercado nacional de combustibles líquidos tradicionales, prestando especial atención a la oferta y demanda de gas oil y sus perspectivas de manera de encontrar el nicho de mercado. Asimismo, dado que la nafta petroquímica se colocará en el mercado brasilero, se realizará una breve descripción de este mercado.

1. Definición de Producto

El término *Gas to Liquids* se utiliza para referirse a un grupo de tecnologías que permiten convertir gas natural en combustibles líquidos sintéticos: gas oil y nafta, los cuales representan una alternativa a los combustibles tradicionales.

Los combustibles GTL presentan algunas ventajas, entre las que se destacan la reducción de las emisiones de partículas, de óxido de nitrógeno y de monóxido de carbono, y la posibilidad de utilizarlo en conjunto con los combustibles tradicionales, obteniéndose productos de mayor calidad. Estas mezclas pueden colocarse en el mercado a precios similares a los combustibles menos contaminantes, para los cuales existe una demanda creciente (*Five Winds International*, 2004).

Cabe mencionar que el GTL también presenta algunas ventajas con respecto a otros combustibles alternativos, como los biocombustibles o el gas natural

²² En adelante GTL

comprimido (GNC). Al respecto, es importante resaltar que el combustible GTL puede ser distribuido a través de la infraestructura existente y se puede utilizar en los vehículos sin ningún tipo de modificación. Adicionalmente, diversas investigaciones que comparan el rendimiento de los combustibles GTL con otros combustibles alternativos -GNC y Gas Licuado de Petróleo (GLP)-, concluyen que el primero es el combustible alternativo más rentable para la sustitución de combustibles derivados del petróleo (Jory, 2006; *Price Water House Cooper LLP*, 2003).

Por otra parte, el diesel GTL debido a su origen, tiene una densidad de energía comparable al convencional pero con un mayor número de cetanos²³ que le permiten lograr un mayor rendimiento. La mayoría de los países requieren que los combustibles posean como mínimo entre 45 a 50 cetanos. El diesel GTL posee aproximadamente 70 cetanos (*Chemicals Australia Consultants*; Pérez Angulo, Cabarcas Simancas, Archila Castro y Tobias, 2005; Shell, 2010).

Además, la nafta obtenida mediante este proceso es libre de azufre y contiene una alta proporción de material parafínico por lo que puede utilizarse como materia prima en la industria petroquímica o para la fabricación de solventes. También puede destinarse al mercado de combustibles líquidos, pero en este caso se requieren procesos adicionales (reformado, hidrogenación o isomerización) para alcanzar las especificaciones comerciales vigentes (*Chemicals Australia Consultants*; Pérez Angulo et al, 2005; Shell, 2010).

2. Mercado Mundial de Combustibles Líquidos²⁴

Dado que las tecnologías GTL permiten obtener combustibles líquidos sintéticos alternativos a los tradicionales, en este apartado se analiza la situación del sector de refinación de petróleo con el objetivo de estimar el balance de oferta y demanda de combustibles líquidos.

²³ El número de cetanos indica la rapidez con la que se produce la auto-ignición del combustible y la uniformidad con la que se produce la combustión. Un mayor número de cetano implica menor retardo a la ignición, asegurando mejor arranque, una correcta combustión, disminución del ruido Diesel, andar más uniforme y menos toxicidad de los gases de emisión.

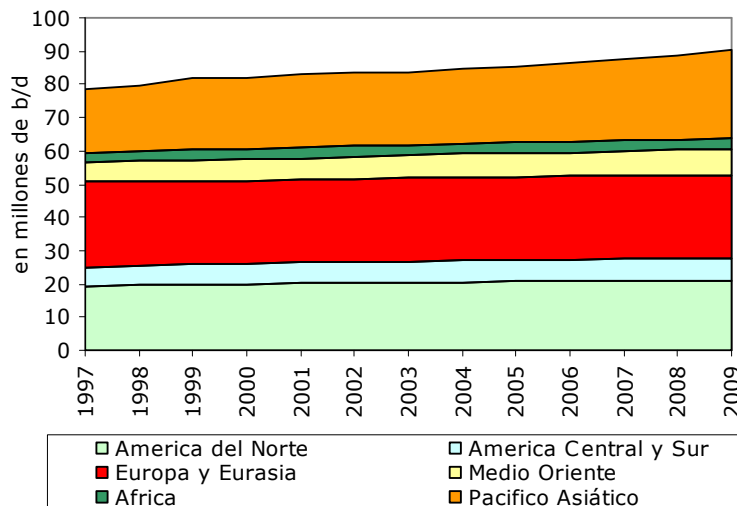
²⁴ Los términos diesel y gas oil; nafta combustible y gasolina; nafta virgen y nafta petroquímica son considerados sinónimos por grupo.

2.1. Oferta Mundial

2.1.1. Capacidad de Refinación Instalada

Actualmente, debido a que es más económico transportar petróleo crudo que sus derivados, los centros de refinación se encuentran próximos a los centros de consumo. La mayor producción de petróleo se encuentra en Medio Oriente, mientras que la capacidad de refinación se concentra en los países de la OCDE (OPEC, 2009). En efecto, en 2009, estos últimos países concentraron aproximadamente la mitad de los 90,6 millones de barriles diarios (b/d) de capacidad de refinación y Estados Unidos el 20% (Gráfico N° 1) (BP, 2010).

Gráfico N° 1. Capacidad mundial de refinación por región geográfica



Fuente: elaboración propia a partir de información de BP (2010)

Si bien el aumento de la capacidad de refinación fue marginal (2% respecto de 2008), los esfuerzos para satisfacer las nuevas especificaciones del producto y la configuración de la demanda continúan forzando a las refinerías a adicionar capacidad de conversión y de tratamiento a las instalaciones existentes (Prada Silvy, 2010).

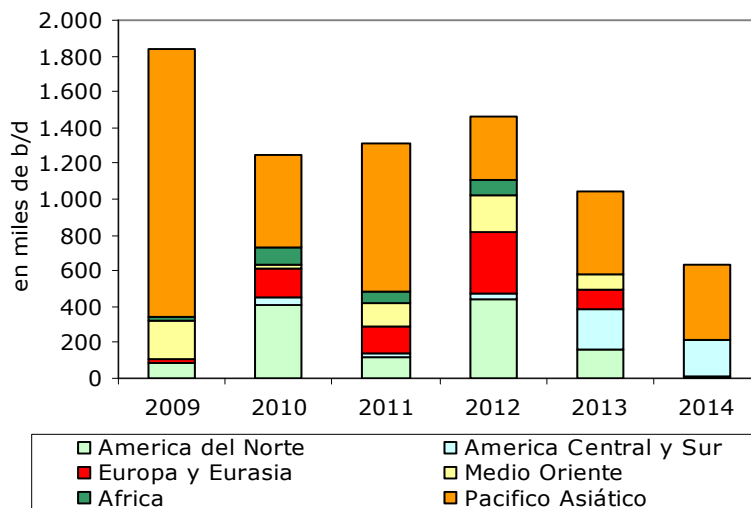
2.1.2. Capacidad de Refinación Proyectada

Según la Agencia Internacional de Energía la capacidad mundial de refinación aumentará un 7,6 millones b/d durante el período 2008-2014, de los cuales aproximadamente el 50% corresponderán a incrementos en países asiáticos, principalmente China (2,4 millones b/d). Los países de la OCDE serán responsables

de un 22% de dicho incremento, registrándose los mayores aumentos en América del Norte donde se instalarán refinerías que utilizaran las *oil-sands* canadienses. Medio Oriente aportará alrededor del 10% del incremento global, una cantidad considerablemente menor a su cuota anterior debido a que varios proyectos de inversión han sido pospuestos o cancelados. En América Latina se espera una expansión significativa de la capacidad de producción a partir de la firma de contratos EPC²⁵ para una refinería de 200.000 b/d en Brasil (IEA, 2009).

De acuerdo con estas previsiones, en el año 2014 aproximadamente el 50% de la capacidad mundial de refinación se localizará en regiones que no pertenecen a la OCDE. Esto ampliará el comercio de derivados, proviniendo la mayor proporción de las ventas de los países miembros de la OPEP (Gráfico N° 2) (IEA, 2007; OPEC, 2009).

Gráfico N° 2. Capacidad adicional de destilación de crudo



Elaboración propia a partir de información de IEA, 2009.

Por otro lado, las refinerías también ampliarán su capacidad de *upgrading* aumentando así la producción de combustibles ligeros y disminuyendo la producción de fuel oil. Dicho incremento será de 6,5 millones b/d en 2014 y provendrá tanto de unidades específicas como de nuevas refinerías. Además, se espera que se agreguen 7,9 millones b/d de capacidad de hidrotratamiento²⁶ ya que las refinerías deben cumplir con las normativas respecto al contenido de azufre de los combustibles (IEA, 2009).

²⁵ Contrato de ingeniería, aprovisionamiento y construcción

²⁶ El hidrotratamiento es un proceso de refinación que, además de eliminar azufre, nitrógeno y metales, incrementa la producción de combustibles.

Es importante señalar que, los proyectos del sector de refinación experimentan importantes retrasos e incluso algunos han sido cancelados. Estos retrasos se explican por el significativo incremento de los costos y por la importante demanda que enfrentan las compañías de ingeniería y servicios. A estos factores se sumó la reciente crisis económica mundial. Por estos motivos en la mayoría de los países de la OCDE²⁷ los proyectos se pondrán en marcha a partir del año 2012 (IEA, 2009; Kottungal, 2010).

2.1.3. Capacidad de GTL Instalada

En la actualidad Sudáfrica es el líder mundial en producción de combustibles sintéticos. En el país funcionan dos plantas, una perteneciente a *Sasol* que elabora aproximadamente 130.000 b/d de combustibles líquidos a partir de gas derivado de carbón en Johannesburgo y la otra, operada por *PetroSA* y *Statoil* con una capacidad de producción de alrededor de Sudáfrica 22.500 b/d de combustibles GTL. Los combustibles obtenidos se destinan a cubrir la demanda interna mientras que los co-productos, naftas y olefinas, se exportan principalmente a Europa (Pérez Angulo et al, 2005).

En 1993 se construyó en Bintulu, Malasia, la primera planta comercial de combustibles GTL Fischer-Tropsch de baja temperatura, con una capacidad de producción de 14.700 b/d. La producción se comercializa en todo el mundo (Shell, 2010).

En 2006 comenzó a producir *ORYX GTL*, perteneciente a *Sasol Chevron* y *Qatar Petroleum* (QP) en Ras Laffan (Qatar), con una capacidad de 34.000 b/d y utiliza 8,5 Mm³ de gas. La construcción comenzó a mediados de 2003 y la planta estuvo lista para su puesta en marcha a mediados de 2006. Sin embargo, la misma se demoró debido a algunos inconvenientes en el funcionamiento de los equipos. Durante los primeros años la planta ha operado en niveles inferiores a 10.000 b/d debido a una serie de problemas técnicos y algunas cuestiones referidas a los servicios. Actualmente, la planta está funcionando a plena capacidad. Según la información provista por la compañía, la inversión fue de 950 millones de dólares (Oryx gtl, 2010; Rahmim, 2008; Sasol, 2010).

²⁷ Estados Unidos, los países europeos y Japón.

2.1.4. Capacidad de GTL Proyectada

Dada la tendencia global a mejorar la calidad de los combustibles, en los últimos años ha crecido el interés por las tecnologías GTL, especialmente en regiones con grandes reservas de gas natural remotas (Rahmim, 2008). A continuación se presentan distintos proyectos de instalación de plantas de GTL y el estado de avance de las mismas.

En Medio Oriente, se destaca Qatar como principal destino de las inversiones en GTL. El *joint venture* entre QP y Shell comenzó a construir en febrero de 2007 una planta de GTL con una capacidad de producción de 140.000 b/d en dos trenes de 70.000 b/d y reactores de lecho fijo. Se espera que la planta comience a operar en los primeros meses del año 2011. El costo de construcción proyectado ascendió en 2004 a 6.000 millones de dólares, sin embargo, rápidamente se incrementó a 12.000-18.000 millones de dólares y, luego, a 20.000 millones de dólares. Este aumento puede explicarse, en parte, por la creciente actividad de ingeniería y construcción a nivel mundial, especialmente en Medio Oriente, derivada del alza de los precios del crudo y de sus derivados (Rahmim, 2008; www.zawya.com, 2010).

A mediados de 2006 en Escravos (Nigeria) comenzó la construcción de una planta de GTL, con una capacidad de diseño de 34.000 b/d, utilizando aproximadamente 8,5 millones de m³ por día de gas natural. La puesta en marcha está prevista para el año 2012 y la compañía espera que la inversión inicial ascienda U\$S 6.000 millones. *Chevron Nigeria Ltd.* y *Nigeria National Petroleum Co.* esperan que la capacidad se amplíe a 120.000 b/d dentro de los 10 años (Rahmim, 2008). El principal mercado para los productos de esta planta será Europa, a pesar de que también podrían venderse en Estados Unidos (*Hydrocarbons Technology*, 2010).

En el año 2009, *Sasol* formó una *joint-venture* con *Petronas* y la compañía estatal de petróleo y gas de Uzbekistán para la construcción de una planta con una capacidad de producción que oscila entre los 36.000 y 40.000 b/d. Las compañías estiman que el costo de la planta será de U\$S 2.500 millones. Aún no fue informada una posible fecha de puesta en marcha (Kottungal, 2009).

En Trinidad y Tobago, el *joint venture World GTL Trinidad Limited*²⁸ construyó la primera planta a escala comercial de GTL en América Latina. En el año 2010 el gobierno de este país expropió los bienes a la empresa privada cuando la planta

²⁸ Formado por *World GTL Inc.* y PETROTRIN (Compañía Petrolera de Trinidad y Tobago).

estaba lista para comenzar a operar. La capacidad instalada de la misma es de 2.250 b/d de combustibles GTL y requerirá aproximadamente 0,6 millones de m³ por día de gas como materia prima (Rahmim, 2008; *Hispanicprwire*, 2010).

Otro de los países de la región que muestra interés por estas tecnologías es Brasil. Petrobras se unió a la firma *Modec* para desarrollar una planta piloto en Fortaleza que comenzará a funcionar en 2011. *Modec* cubrirá el costo de la planta que asciende a 10 millones de dólares y la firma brasilera será la responsable de los costos de instalación y operación de la misma (*Upstreamonline*, 2010).

Por otro lado, como resultado del importante aumento de costos, se cancelaron o postergaron otros proyectos de GTL. En particular, cabe destacar la cancelación de la planta de *ExxonMobil* y *QP Palm* cuya capacidad proyectada era de 154.000 b/d. Otro de los proyectos postergados es el que corresponde a la construcción de la planta de GTL perteneciente a *The Marathon* que contaba con una capacidad de producción de 120.000 b/d. Asimismo la compañía *ConocoPhillips* debió retrasar sus planes de instalación de una planta en dos fases, cada una con una capacidad de aproximadamente 80.000 b/d de combustibles GTL utilizando la tecnología *CoPOX*. Todas estas plantas estaban proyectadas en Qatar (Izundu, 2010).

Cabe señalar que, junto a las plantas mencionadas, se encuentran en diversas etapas de estudio, planificación y diseño un gran número de proyectos alrededor del mundo (Australia, Egipto, Tailandia y Papua Nueva Guinea, entre otras) (<http://www.hydrocarbons-technology.com>).

2.2. Demanda Mundial de Derivados²⁹

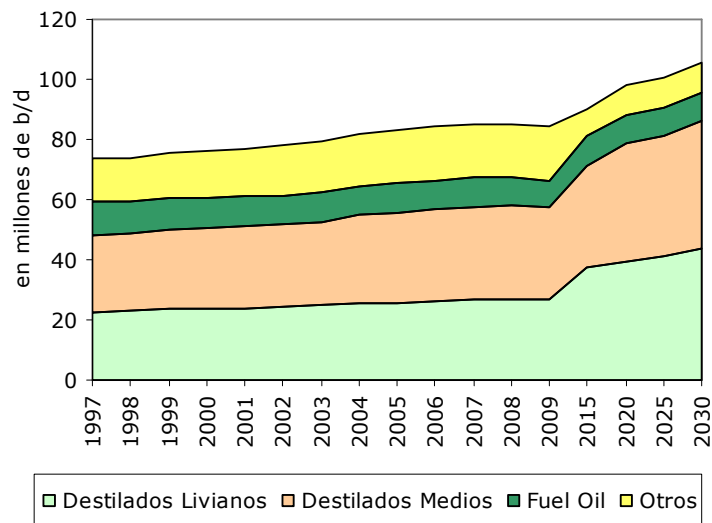
En 2009, la demanda mundial de derivados fue de 84 millones de b/d, siendo las principales regiones de consumo el Pacífico Asiático (30%), América del Norte (27%), Europa (18%) (BP, 2010). Según la OPEC (2009) el consumo de estos combustibles ascenderá a 90 millones de b/d en el año 2015 siendo el gas oil el combustible que presente mayor tasa de crecimiento (1,5%).

El consumo actual de gasolina supera aproximadamente en 2 millones de b/d al consumo de diesel. Sin embargo, dado que el crecimiento de la demanda del diesel será más acentuado que el de la gasolina, se estima que hacia el 2020 la demanda de diesel superará a la de gasolina en aproximadamente 6,5 millones de b/d. El

²⁹ Por derivados se entiende combustibles líquidos.

incremento más notable de la demanda de combustibles se registrará en países no miembros de la OCDE, en particular, en Asia y en Medio Oriente, presentando diferentes tendencias regionales. En América del Norte prevalecerá la demanda de gasolina, mientras que en Europa el consumo de diesel será predominante, y en el Pacífico habrá un equilibrio entre estos dos combustibles (Gráfico N° 3) (O&G *Journal* Latinoamericana, 2007, 2008; OPEC, 2009).

Gráfico N° 3. Consumo mundial por grupo de productos³⁰



Fuente: elaboración propia a partir de información de BP (2008) y OPEC (2009)

Los combustibles para transporte serán responsables de la mayor parte del crecimiento de la demanda a nivel mundial, correspondiendo el 60% de este incremento a los destilados medios y dentro de este grupo el gas oil será el predominante (O&G *Journal* Latinoamericana, 2008; OPEC, 2009)

2.3. Balance de demanda y oferta

A principios de 2009, la significativa desaceleración de la demanda de diesel global, especialmente en Asia, junto con la tendencia global hacia una mayor producción de destilados medios, generó una sobreoferta de este combustible. Sin embargo, se espera que en el año 2011 la demanda comience a crecer nuevamente y supere la oferta potencial, siendo el principal responsable de este incremento la utilización de estos combustibles en el transporte (IEA, 2009; OPEC, 2009).

³⁰ Destilados Livianos: nafta de aviación y para vehículos, y destilados livianos.

Destilados medios: aeroquerosén, querosén, gas oil y diesel oil.

Fuel oil: combustibles marítimos y crudo utilizado directamente como combustibles.

Otros: gases de refinería, GLP, solventes, coque de petróleo, lubricantes, ceras, asfalto y otros productos refinados y desperdicios.

3. Mercado Argentino de Combustibles Líquidos

3.1. Oferta Nacional

La producción nacional de crudo, en particular la de crudo liviano, disminuye año a año y las condiciones para abastecerse con importaciones son adversas, esto supone una alimentación con crudos cada vez más pesados que limita la capacidad de procesamiento y conversión a destilados medios (Risso, 2006).

3.1.1. Capacidad Instalada de Refinación

La capacidad de refinación del país totaliza unos 644.983 barriles (bbl) por día y se encuentra distribuida en 15 refinerías, de las cuales las dos más importantes pertenecen a Repsol YPF (La Plata y Luján de Cuyo), la tercera a Shell (Dock Sud) y la cuarta a Esso (Campana). Entre las tres empresas concentran el 77% de dicha capacidad (IPA, 2010a).

Si bien, en noviembre de 2010, YPF inauguró un horno de producción en Luján de Cuyo que le permitirá incrementar en 5% la capacidad de procesamiento de crudo, en los últimos 12 años la capacidad de refinación no ha sufrido variaciones significativas. Sólo se han realizado inversiones para aumentar la eficiencia³¹, eliminar cuellos de botella y adecuar la producción al mayor consumo de gas oil. En consecuencia, para acompañar el crecimiento de la demanda de combustibles a partir de las crisis de diciembre de 2001, se ha incrementado la utilización de la capacidad de refinación, encontrándose en los últimos años en el máximo sostenible (Bulat, 2010; Risso, 2006).

Cabe mencionar que YPF está invirtiendo aproximadamente u\$s 700 millones tanto para incrementar su capacidad de refinación como para mejorar la calidad de sus productos a partir de la disminución del contenido de azufre (Bulat, 2010). Sin embargo la empresa no ha especificado cuando comenzará a operar.

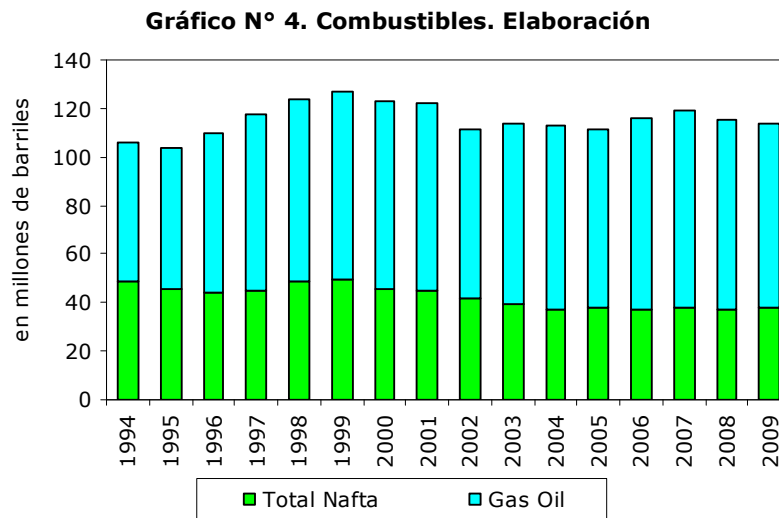
3.1.2. Producción Nacional

Durante el año 2009 se produjeron aproximadamente 113,5 millones de barriles de combustibles líquidos, 38 millones de barriles de naftas comerciales y 75,5 millones

³¹ Los principales cambios en la capacidad de refinación se verificaron en las unidades tendientes a obtener una mayor cantidad de derivados intermedios (hidrocraqueo e hidrot ratamiento de diesel) y a mejorar la calidad de las naftas (*reforming* catalítico).

de barriles de gas oil. En el gráfico N° 4 se ilustra la evolución de la producción de combustibles para el período 1994-2009. La mayor producción se registra en el año 1999 cuando se elaboraron alrededor de 122 millones de barriles, un 11% superior al volumen producido en 2009.

Si se considera el comportamiento de cada uno de los combustibles durante el período analizado se observa que desde el año 1999 hasta el año 2008 la producción de naftas disminuye, incrementándose en el año 2009. Mientras que el volumen producido de gas oil presenta una tendencia positiva hasta el año 2007, decreciendo en el 2008 y 2009.



Fuente: Elaboración propia en base datos de la Secretaría de Energía.

En cuanto a la calidad de los combustibles, la Resolución N° 1.283/2006 de la Secretaría de Energía establece las especificaciones técnicas que deben cumplir todos los combustibles que se comercialicen para consumo en el país.

Dicha Resolución busca adaptar la calidad atendiendo a las nuevas tendencias mundiales y realidades del mercado automotor. En este sentido, incorpora nuevas categorías de combustibles -gas oil ultra o grado 3 y nafta de alto octanaje, ultra o grado 3- que opcionalmente podrán ofrecerse en el mercado y establece especificaciones a alcanzar durante los próximos años. En el caso particular del gas oil, la resolución contempla una reducción gradual del contenido de azufre.

Sin embargo, las empresas petroleras han manifestado algunas dificultades para poder implementar esta resolución. En este sentido, sólo Shell estaría en condiciones de producir localmente este tipo de gas oil mientras que el resto de las

compañías tendrá que importarlo. Es por esto que el gobierno dictó una nueva resolución con el objetivo de incrementar la producción de combustibles mediante una flexibilización de las especificaciones en cuanto a la calidad de los combustibles. Cabe mencionar que recién en el año 2010 YPF comenzó a llevar algunas obras para adecuar la calidad de estos combustibles a la especificada en la Resolución (Bulat, 2010; Fernández Blanco, 2008).

Algunos expertos en el mercado de combustibles estiman que el gas oil con menor contenido de azufre se considera un producto premium, con un precio mayor que el resto y destinado a un grupo reducido pero en crecimiento de vehículos nuevos (Fernández Blanco, 2008).

YPF lanzó a fines de noviembre de 2008 el Eurodiesel, con un contenido de azufre de 50 ppm y un número de cetanos superior a 52, lo cual lo hace apto para vehículos de última tecnología. El precio al cual se colocaba en agosto 2010 es de \$4,15 por litro.

3.2. Demanda Nacional

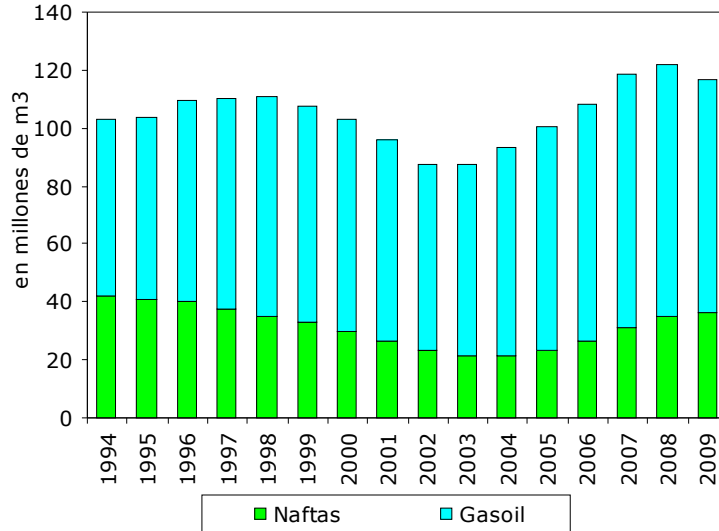
En 2009, se demandaron en el país 116 millones de barriles de combustibles líquidos, de los cuales el 68,9% corresponden a gas oil. A lo largo de los últimos años la demanda de combustibles si bien muestra un importante crecimiento (12,7%) con tasas anuales muy variadas, en algunos períodos se observa una considerable disminución de las ventas. El primero de ellos se corresponde con la caída de la actividad económica registrada entre 1999-2003 y el segundo al último año analizado debido a la menor actividad en el sector agropecuario, que impactó en los transportes de carga por automotor³², a lo que se agrega la desaceleración económica y la menor actividad industrial (Gráfico N° 5).

En cuanto a la composición de la demanda puede decirse que durante el período analizado la participación del gas oil ha aumentado en 10 puntos porcentuales, representado en los años 2004-5, el 76,8% del total de combustible vendido en el país. Esta situación se explica por la existencia de una política impositiva diferenciada para ambos tipos de combustibles, la cual generó un abaratamiento artificial del gas oil respecto de la nafta con el objetivo de fomentar la competitividad del sector productivo.

³² Según Gaimaro (2008) históricamente el sector agrícola demandó el 25% del gas oil total consumido en el país, alcanzando picos del 30% en los últimos años.

La demanda de gas oil en el período analizado muestra una tendencia igual que la del conjunto de los combustibles, presentado hasta 2005 tasas mayores de crecimiento cuando la demanda total se expande y menores tasas cuando la misma disminuye. Por otra parte, la demanda de naftas disminuye hasta 2003 en promedio un 7,3% y a partir de ese año comienza a crecer a tasas crecientes hasta 2007.

Gráfico N° 5. Combustibles. Ventas al mercado interno



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

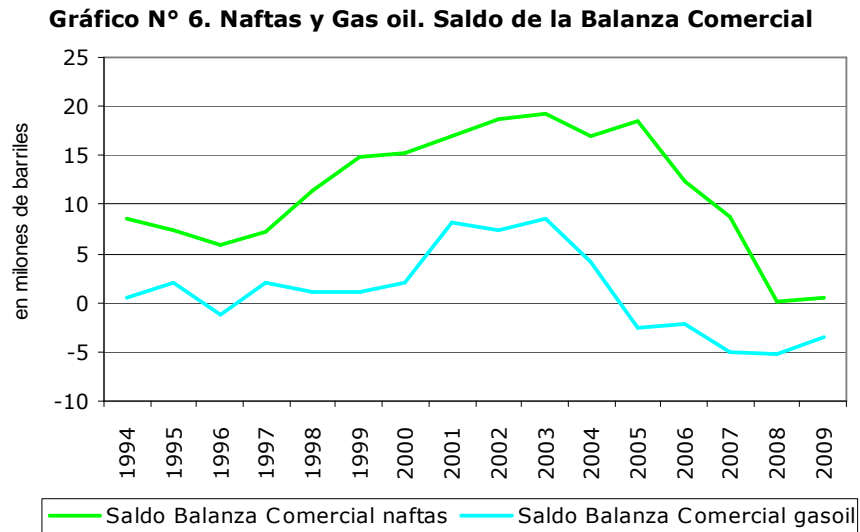
3.3. Balance de Oferta y Demanda

Como consecuencia de la política de precios, la incorporación del GNC en el transporte automotor y la expansión del parque automotor alimentado a gas oil, se evidenció un mayor consumo de gas oil respecto de los otros combustibles, compensándose las faltas estacionales con importaciones. En 2009, se importó un 35% menos que en 2008, alcanzando casi 3,5 millones de barriles (más de U\$S 500 millones CIF), debido al menor consumo de gas oil derivado de la crisis del sector agrícola. No obstante en los primeros meses del 2010, el consumo creció en relación al año anterior y pareciera recuperar la tendencia creciente (Secretaría de Energía, 2011).

Por otro lado, en el año 2009 Argentina no importó nafta pero a principios de 2010, como consecuencia de un abrupto crecimiento de la demanda de nafta súper se debió importar alrededor de 315.000 barriles.

En cuanto a las exportaciones de estos combustibles, en 2009 no se vendió gas oil en el mercado externo y sólo se exportaron 503.200 barriles de naftas, un volumen superior al del año anterior (17%).

En síntesis, Argentina fue exportador neto de combustibles hasta el año 2005³³, alcanzando el máximo saldo a favor en 2003. A partir de ese año, debió importar gas oil observándose para los últimos años una tendencia decreciente en el volumen importado (Gráfico N° 6).

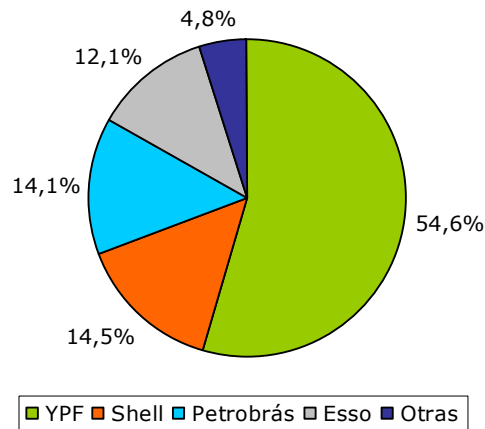


3.4. Estructura del Mercado Argentino

La estructura del mercado de combustibles líquidos se encuentra fuertemente concentrada. Cuatro empresas (YPF, Petrobras, ESSO y Shell) concentran el 95% de las ventas al mercado interno, siendo el principal operador YPF. Además tanto YPF como Petrobras se encuentran integradas verticalmente (Gráfico N° 7).

³³ Sólo se registra un saldo negativo en la balanza comercial de gas oil en 1996.

Gráfico N° 7. Estructura del Mercado de Combustibles. Año 2007³⁴



Elaboración propia a partir de Gaimaro, J., 2008.

La oferta del mercado mayorista (venta a granel) está conformada por las empresas petroleras (que realizan venta directa), distribuidores y revendedores. En cambio, la demanda se encuentra más atomizada y está compuesta por empresas de transporte, agro, industria, usinas eléctricas, bocas de consumo propio y estaciones de servicio independientes (de bandera blanca).

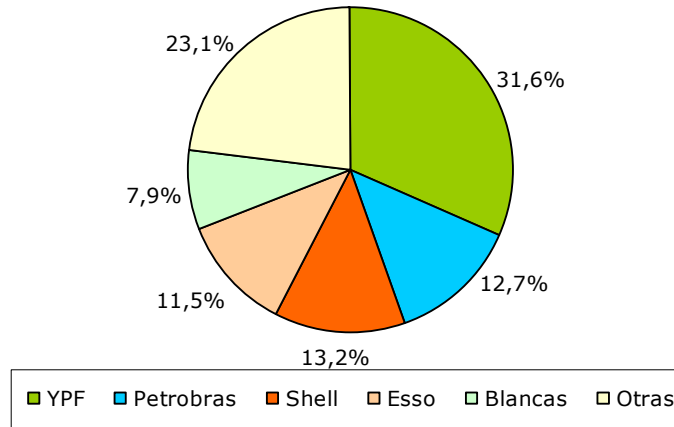
El mercado minorista (venta por surtidor) lo conforman las estaciones de servicio (EESS) y los consumidores finales. Actualmente, según el Registro de Bocas de Expendio de Combustibles³⁵ se encuentran operativas 3.990 estaciones de servicio, de las cuales 2.560 expenden únicamente combustibles líquidos y 578 exclusivamente GNC, el resto comercializa ambos.

Este segmento del mercado se encuentra concentrado, siendo cuatro empresas responsables de aproximadamente el 70% de las estaciones de servicio, con YPF como principal actor (Gráfico N° 8).

³⁴ Si bien esta información corresponde al año 2007 se puede suponer que la situación se mantiene estable

³⁵ Este padrón fue creado por la Resolución de la Secretaría de Energía N° 1102/2004 y actualizado a diciembre de 2010.

Gráfico N° 8. Mercado de combustibles. Participación de EESS



Elaboración propia a partir del Registro de Bocas de Expendio de Combustibles.

Las estaciones de servicio pueden establecer con las refinadoras cuatro modalidades contractuales:

- Modalidad DODO (*Dealer Owned, Dealer Operated*) según la cual un tercero es dueño de la estación de servicio y también el encargado de operarla bajo la bandera de una única empresa petrolera mediante un contrato de suministro exclusivo de productos.
- Modalidad COCO (*Company Owned, Company Operated*) por la cual la empresa petrolera es dueña de la estación de servicio y sus empleados la operan directamente.
- Modalidad CODO (*Company Owned, Dealer Operated*) que estipula que la empresa petrolera es dueña de la estación de servicio pero un tercero la opera, a través de una franquicia (alquiler).
- Modalidad DOCO (*Dealer Owned, Company Operated*) que define que un tercero es dueño de la estación de servicio pero la cede para que la empresa petrolera la opere (recibiendo a cambio un alquiler).

En la actualidad, la mayor parte de las estaciones de servicio (aproximadamente el 90%) operan bajo la modalidad DODO. En los últimos años esta relación contractual mutó hacia la modalidad "de consignado", por la cual la estación de servicio vende por cuenta y orden de la empresa petrolera. Esto permite a la petrolera determinar el precio final de venta de los productos aumentando el grado de integración vertical. Alrededor del 50% de las estaciones que operan por contratos DODO se encuentran comprendidas por esta nueva modalidad.

El hecho de que la modalidad contractual dominante sea la denominada DODO y que los contratos de suministro se celebran por períodos prolongados³⁶, constituye una barrera a la entrada de competidores. Asimismo, la ausencia de tanques de almacenamiento independientes y de control y normas adecuadas para los combustibles importados junto con la inexistencia de suficientes instalaciones en los puertos, refuerzan estas barreras.

En conclusión, el mercado minorista de venta de combustibles es un mercado oligopólico con una empresa dominante que ejerce liderazgo de precio.

4. Precios

En Argentina, desde la reforma del sector energético de la década del '90, los derivados del petróleo se desenvuelven en un mercado desregulado en lo formal aunque, en la actualidad, se encuentra políticamente controlado. La Resolución N° 394/2007³⁷, estipula un valor de corte para la comercialización del crudo y sus derivados en consecuencia, los precios de los combustibles se desvincularon de la tendencia internacional.

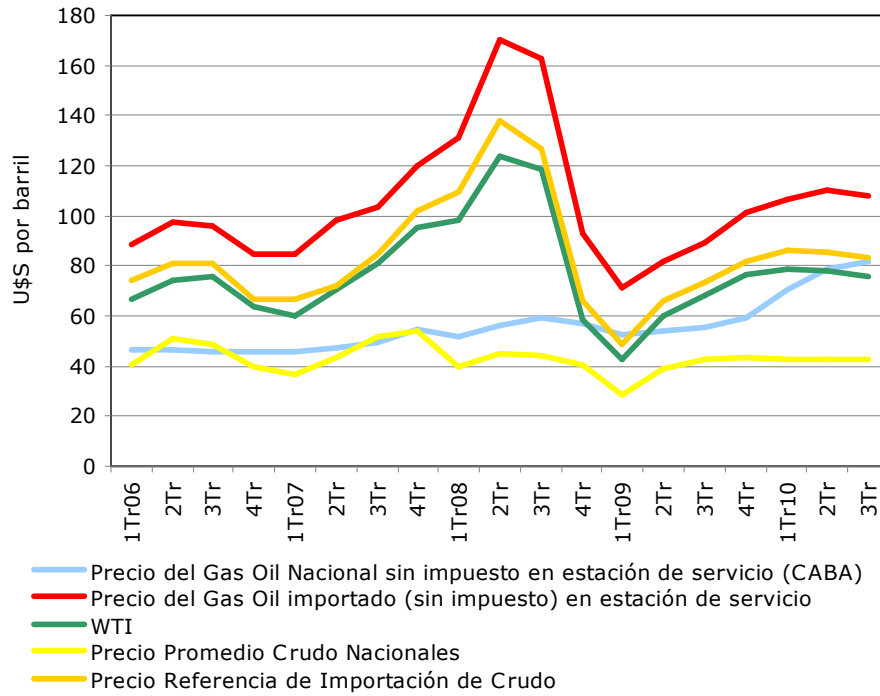
De esta forma, el precio de los combustibles, al formarse a partir del valor de corte, no sigue una trayectoria que refleje la escasez y el costo de la materia prima en el mercado internacional (Gráfico N° 9).

No obstante la vigencia de esta Resolución, a fines del año 2009 Shell comenzó a ofrecer más de 42 dólares por barril de crudo, actitud que las otras refinadoras imitaron, provocando el alza del precio de los combustibles en el mercado minorista. Si bien los precios nacionales mostraron una tendencia similar a la de los precios de la región continúan siendo los más bajos de la misma (Gráfico N° 10).

³⁶ La mayor parte de los contratos se realizan por un período de cinco o más años.

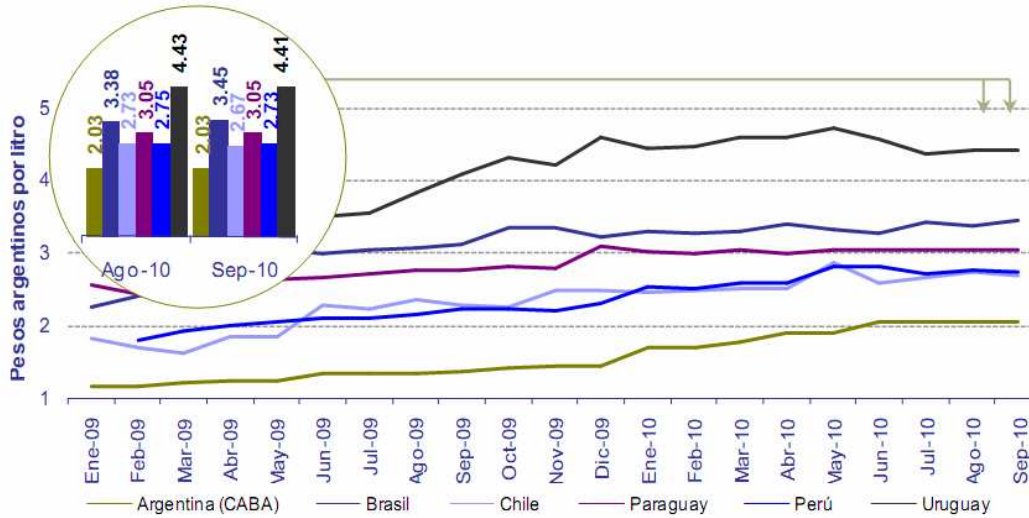
³⁷ En el estudio legal se encuentra un detalle de la misma.

Gráfico N° 9. Gas oil y Petróleo. WTI³⁸, Precios interno y de importación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía y de Montamat & Asociados, 2010.

Gráfico N° 10. Precio del Gas oil en la región en surtidor sin impuesto. Países seleccionados



Fuente: Montamat & Asociados, 2010

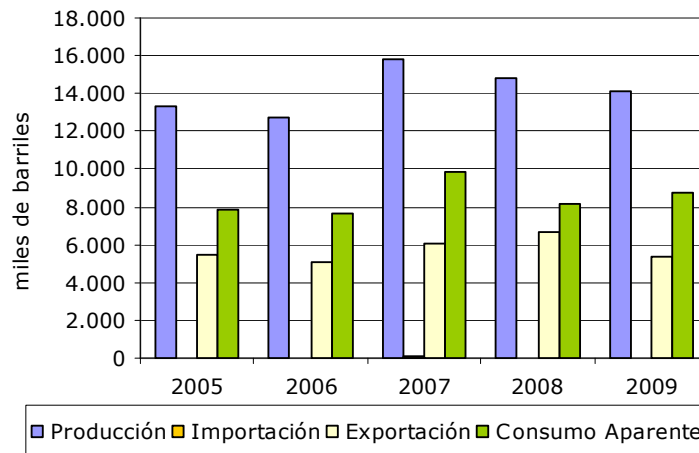
³⁸ West Texas Intermediate es un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos). Se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos.

5. Mercado de la Nafta Petroquímica

5.1. Mercado Nacional

En el año 2009, la producción de nafta virgen en Argentina totalizó 14.125 miles de barriles, un 5% menos que el año anterior, destinándose el 62% al consumo interno. La utilización de este derivado como insumo petroquímico explicó el 85% de esa demanda y las exportaciones del excedente tuvieron como principal destino el mercado brasileño (aproximadamente el 95%) (Gráfico N° 11).

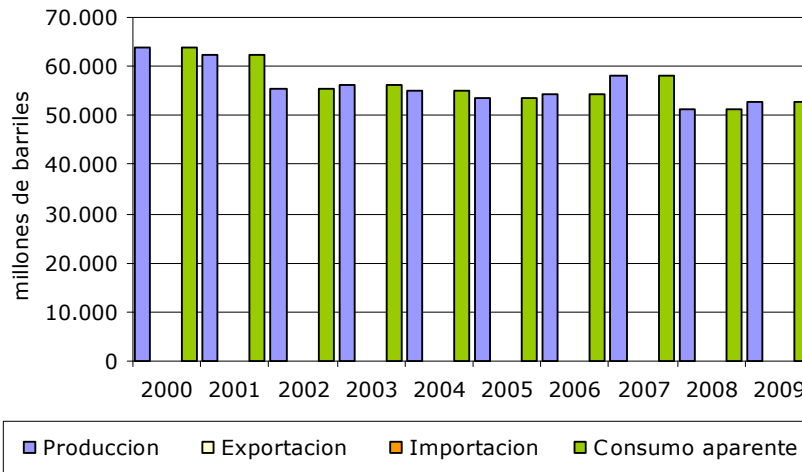
Gráfico N° 11. Nafta Virgen en Argentina. Producción, Importación, Exportación y Consumo Aparente



Elaboración propia a partir de información estadística de IPA, 2010a

5.2. Mercado Brasileiro

A continuación se presenta la evolución de la producción, importación, exportación y consumo aparente de este derivado en Brasil, por ser el principal destino de las exportaciones argentinas y por representar un mercado atractivo para colocar la nafta virgen producida (Gráfico N° 12).

Gráfico N° 12. Nafta Virgen en Brasil. Producción, Importación, Exportación y Consumo Aparente

Elaboración propia partir de información estadística de la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

En 2009, la producción de nafta virgen en Brasil aumentó un 3% con respecto al año anterior, totalizando 52,8 millones de barriles. Esta producción se destina al mercado interno, principalmente a la industria petroquímica. El consumo a lo largo de la década pasada ha presentado importantes oscilaciones, alcanzando su valor máximo en el 2000 (87.818 millones de barriles), mostrando en los últimos dos años una tendencia ascendente. Dado que la producción no alcanza para cubrir la demanda de este derivado, el país debió importar en promedio 23.408 millones de barriles por año, siendo Argentina uno de los principales proveedores.

Cabe destacar que en Brasil, a diferencia de nuestro país donde el sector petroquímico se basa fundamentalmente en gas natural, la nafta petroquímica constituye la principal materia prima de su industria petroquímica. En efecto, *Brasken S.A.*, *Copesul (Companhia Petroquímica Do Sul)* y *Petroquímica União*, los principales productores de primera generación de ese país, utilizan como materia prima nafta petroquímica provista mayoritariamente por Petrobras y en menor medida por proveedores externos, entre ellos Argentina (con una participación del 37% del volumen total importado en 2007). En 2005 entró en operación *Riopol*, la primera unidad de craqueo en base a gas natural, siendo Petrobras el proveedor exclusivo de materia prima.

6. Plan de Ventas

Considerando que: i) se encuentra vigente una Resolución de la Secretaría de Energía por la cual a partir del año 2009 el gas oil comercializado en la Ciudad

Autónoma de Buenos Aires, el Gran Buenos Aires y las ciudades de Córdoba, Mendoza y Rosario deberá contener como máximo 50 ppm³⁹ de azufre y que además, esta Resolución estipula que en el año 2011 el gas oil grado 3 deberá contener 10 ppm de azufre y ii) que las empresas petroleras manifestaron algunas dificultades para poder cumplir con estas especificaciones, se estima que las refinadoras instaladas en el país representan un mercado objetivo potencial para el gas oil GTL a obtener en el proyecto bajo estudio.

El Cuadro N° 2 contiene la estimación del consumo potencial de gas oil con bajo contenido de azufre para las localidades mencionadas. Este se estimó considerando el consumo de gas oil per cápita para la Ciudad de Buenos Aires informado por la Secretaría de Energía para el año 2010 y suponiendo igual consumo para el resto de las localidades mencionadas.

Cuadro N° 2. Gas oil. Consumo estimado. Año 2010	
Localidad	Millones de bbl
Ciudad Autónoma de Buenos Aires	4.596.355
Gran Buenos Aires	18.974.873
Córdoba	2.126.837
Mendoza	1.404.004
Rosario	1.856.731
Total	28.958.800

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la Secretaría de Energía y del INDEC.

La demanda estimada que se deberá abastecer supera la producción de la planta en estudio (5,4 millones de bbl al año), permitiendo que las refinadoras abastezcan alrededor del 20% del mercado.

Con respecto a la nafta petroquímica cabe señalar que será exportada a Brasil dada la dependencia de su industria petroquímica de este insumo. La cantidad que se despachará anualmente es de 2,1 millones de bbl.

El precio del gas oil se calcula a partir de su Valor en Tanque de Refinería, es decir, el valor del producto libre de impuestos, fletes y comisiones de comercialización. Para su cálculo se utiliza la metodología indicada por la Secretaría de Energía de la Nación en el Boletín de Precios de Combustibles de febrero de 2002 para calcular el Precio Equivalente FOT a entrada de ciudad⁴⁰, partiendo del precio promedio al

³⁹ Partes por millón.

⁴⁰ Precio Equivalente FOT a entrada de ciudad: es el valor que resulta de descontarle al precio en surtidor, sugerido por las compañías petroleras que operan en el mercado, el impuesto a los combustibles líquidos y gaseosos, el impuesto al valor agregado (IVA), el impuesto a los Ingresos

público del gas oil premium de las estaciones de servicio de bandera Shell, correspondientes a agosto de 2010 en Capital Federal.

Se considera el precio para la Capital Federal con el objeto de minimizar el error de cálculo, ya que partiendo de los precios sugeridos para cualquier localidad, restando todos los costos de comercialización (tratamientos impositivos particulares, fletes, comisiones, etc.) se debería llegar al mismo Valor en Tanque de Refinería.

La estimación del Precio Equivalente FOT a entrada de ciudad a partir del precio de venta mencionado, se realiza considerando los impuestos vigentes a la fecha en Capital Federal.

Para obtener el Valor en Tanque de Refinería, al Precio Equivalente FOT a entrada de ciudad se le resta el costo de llevar por camión el producto desde Ensenada hasta la Capital Federal.

La nafta petroquímica se colocará en el mercado externo al precio internacional, pero los ingresos del proyecto están determinados por el valor de corte estipulado en la Resolución Nº 394/07.

El cuadro Nº 3 resume los precios al cual se comercializará los productos obtenidos.

**Cuadro Nº 3. Gas oil y Nafta Petroquímica.
Precio en tanque de refinería. Agosto 2010**

	U\$S/bbl
Gas oil	81,69
Nafta Petroquímica	39,00

Fuente: Elaboración propia.

Brutos, la bonificación al expendededor y el valor del flete desde la entrada de la ciudad a la estación de servicio.

Capítulo V - Estudio de Localización⁴¹

Introducción

Dado que, como se mencionó anteriormente, la presente tesis se desarrolla en el marco del Programa para el Desarrollo y Utilización del Recurso Gasífero de la Provincia de Santa Cruz, la localización del proyecto está delimitada dentro de esta provincia, concretamente, en Puerto Río Gallegos. Esta elección se debe a la cercanía al gasoducto General San Martín, a que es un puerto carbonero-petrolero con experiencia en el manejo de crudo y sus derivados y a la disponibilidad de mano de obra con calificación semejante a la requerida por el proyecto en la ciudad de Río Gallegos, la localidad más cercana al puerto.

A continuación se describen, por un lado, las instalaciones portuarias (operatividad, disponibilidad de tierras, infraestructura y servicios) y por otro lado, las características de Río Gallegos (características socioeconómicas de la población, infraestructura de servicios y transporte, equipamiento en salud y educación y actividades económicas) con el fin de realizar un diagnóstico del contexto territorial en el cual se insertará el proyecto.

1. El Puerto⁴²

El puerto de Río Gallegos está ubicado frente al Mar Argentino, sobre la margen sur del Río Gallegos. Es de uso público con destino comercial, administrado por la Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz (UN.E.PO.S.C.)⁴³. Su principal actividad era el embarque de carbón proveniente del yacimiento de Río Turbio. Este puerto cuenta con tres muelles, dos de ellos ubicados frente a la ciudad de Río Gallegos (Muelle El Turbio y Muelle Fiscal) y el otro, llamado Muelle Presidente Illia, ubicado en Punta Loyola.

⁴¹ La elaboración de este capítulo se realizó en base a la información provista en la página de Internet de la provincia (www.santacruz.gov.ar) y comunicaciones personales con algunos funcionarios públicos y habitantes del lugar

⁴² Para mayor información acerca de las características operativas relativas a los accesos marítimos, bancos de la rada exterior, fondeadero exterior, fondeadero interior, corrientes, practicaje y remolcadores, se puede consultar los siguientes sitios de internet:

- <http://www.consejoportuario.com.ar/> - Consejo Portuario Argentino.
- <http://www.santacruz.gov.ar/puertos/> - Página Oficial de la Provincia de Santa Cruz.
- <http://www.prefecturanaval.gov.ar/> - Prefectura Naval Argentina

⁴³ La UN.E.PO.S.C. tiene la misión de mantener los equipos propios en óptimas condiciones de funcionamiento, determinar las condiciones generales del funcionamiento de los puertos, controlar las condiciones de trabajo y de las operaciones, coordinar las iniciativas privadas, capacitar al personal propio y al de los operadores privados, administrar el dominio, desarrollar zonas industriales, y prestar, en algunos puertos, diferentes servicios en conjunto con la actividad privada.

El sitio elegido para la radicación de la planta es Punta Loyola y, por lo tanto, se utilizaría el Muelle Presidente Illia. Motiva esta decisión el hecho de que este muelle es el que presenta mayor facilidad de acceso, mejores condiciones operativas y de mantenimiento. Adicionalmente, en cercanías del muelle se encuentran tanques de almacenamiento de combustibles y crudo que se podrían utilizar para el proyecto.

Figura N° 4. Vista de las instalaciones de acopio de petróleo y carbón, ubicadas sobre en el sector inmediato de ingreso al muelle.



1.1 Muelle Presidente Illia

El Muelle Presidente Illia propiedad de Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) y administrado conjuntamente con Petrobras es de tipo carbonero-petrolero, certificado por Prefectura Naval Argentina en 2005. Se encuentra al este de la ciudad de Río Gallegos, de la que dista 36 km a través de las Rutas Nacionales N° 3 y 40.

Este muelle es una construcción de hormigón armado sobre pilotes metálicos con una plataforma de atraque de 160 m para buques carboneros y 22,47 m para buques petroleros, de 20 m de ancho. Tiene una zona de transición de 10 m donde empalma un viaducto que lo vincula con las instalaciones en tierra y permite el tránsito vehicular, la instalación de cintas transportadoras de carbón y las tuberías

para carga y descarga de crudo o livianos y agua potable. Este diseño es apto para la operación de buques carboneros de hasta 62.700 ton de porte bruto y petroleros de hasta 38.000 ton con esloras de hasta 224 m., siendo poco operativo para buques medianos y pequeños.

Figura N° 5. Imagen del Muelle Presidente Illia



Actualmente, el servicio de transporte público entre el puerto y Río Gallegos se limita a una derivación de un ramal ferroviario de trocha angosta que empalma con la línea existente entre Río Gallegos y Río Turbio.

Las instalaciones cuentan con aprovisionamiento de agua potable a razón de 50 ton/hora, alimentación eléctrica, sistema de incendio y, equipo y depósito para líquido emulsor.

1.2. Predio Portuario y Parque Industrial

Las empresas Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) y Petrobras son propietarias de los terrenos del predio portuario y del muelle, donde han instalado sus empresas adaptándolo para sus operaciones. Es preciso señalar que la zona no cuenta con servicios públicos, ni puestos de control de las autoridades portuarias provinciales ni de Prefectura.

El parque industrial está compuesto por tierras fiscales con una superficie aproximada de 885 ha, de las cuales alrededor de 64 ha pertenecen a Petrobras en las que construyó una planta de almacenaje de petróleo. El resto de las tierras son propiedad de YCRT, sin embargo, la empresa sólo utiliza 20 ha para la estiba de carbón. Estos terrenos se encuentran bajo jurisdicción provincial, no existiendo sobre los mismos criterios de zonificación establecidos que limiten o alienten el desarrollo de un tipo de actividad en especial.

Figura N° 6. Punta Loyola. Plano de los terrenos.



Las características del terreno (superficie relativamente llana y baja altura sobre el nivel del mar) reducen los costos de movimientos de suelos y de las instalaciones necesarias para transportar el producto final hacia el muelle favoreciendo la instalación industrial en esta zona.

Si bien el camino de acceso se encuentra pavimentado hasta el muelle, se debería considerar la posibilidad de ampliar y reordenar este acceso para cubrir las necesidades derivadas del incremento en el transporte de cargas y tránsito que se originará a partir de la radicación de la planta.

Las empresas radicadas en el predio son las responsables de la provisión de energía eléctrica y agua potable, no existiendo capacidad ociosa que permita cubrir nuevos requerimientos. No obstante, esto no sería un inconveniente para la planta ya que la misma se autoabastece de estos insumos.

2. Aspectos Relacionados con la Región

La ciudad de Río Gallegos, capital de la Provincia de Santa Cruz y cabecera del Departamento Güer Aike, se encuentra situada a 2.636 km de la ciudad de Buenos Aires, al sur de la Provincia de Santa Cruz. Es la ciudad continental más austral del país y la segunda ciudad en importancia de la costa patagónica.

2.1. Infraestructura de Accesos y Comunicaciones

2.1.1. Terrestres

La Ruta Nacional N° 3 comunica a la ciudad con el Norte y Sur del país, mientras que la Ruta Nacional N° 40 lo hace con el oeste. Si bien el estado y la transitabilidad de las mismas son relativamente buenos durante la época invernal la acumulación de nieve y la formación de ventisqueros provocan algunas dificultades para su utilización.

Dado que por vía aérea se transporta casi exclusivamente personas y productos altamente perecederos, adquiere suma importancia la Ruta Nacional N° 3 como vía para el aprovisionamiento de la ciudad. Pero teniendo en cuenta que esta ruta ingresa a la trama urbana en la zona sur de la ciudad, de concretarse la instalación de la planta, por esa vía transitarían equipos de transporte pesado provenientes de la zona industrial-portuaria, lo que constituiría un factor de alarma.

En la actualidad existe una amplia variedad de empresas que prestan el servicio de transporte público de larga distancia de pasajeros, contando con conexiones diarias hacia el norte. Por lo que se supone que la mayor demanda de servicios que podría ocasionar la radicación de la planta podría ser atendida.

Figura Nº 7. Río Gallegos. Accesos terrestresFuente: www.googlemaps.com

2.1.2. Aéreas

La ciudad cuenta con un aeropuerto categorizado como Internacional Primera, ubicado a 4,5 km de la ciudad, concesionado a la empresa Aeropuertos Argentina 2000 S.A. Su funcionamiento está restringido en cuanto a cantidad de vuelos y compañías que operan, por lo tanto, para cubrir el incremento de servicios derivado de la instalación de la planta, debería analizarse el aumento de la frecuencia y destino de los vuelos.

2.2. Infraestructura Urbana

2.2.1 Cloacas, Energía Eléctrica y Agua Potable

La cobertura del servicio cloacal en la ciudad asciende a aproximadamente el 95% de la población. El servicio está conformado por dos sectores independientes, administrados por la empresa Servicios Públicos S.E. (SPSE) y por la Municipalidad de Río Gallegos.

En cuanto a la provisión del agua potable, el servicio brindado por SPSE alcanza a alrededor del 95% de la población, con un caudal aproximado de 1.100 m³/h. El agua se capta del Río Gallegos y de pozos construidos para tal fin.

La energía eléctrica es proporcionada por SPSE y cubre aproximadamente el 95% de la población. La capacidad instalada es de 117 MW, generados aproximadamente el 79% por turbinas de gas y el 21% restante por turbinas

diesel. La demanda máxima actual se ubica en el orden de los 42 MW. Sin embargo, debido a que alrededor del 80% del equipamiento de generación se encuentra en el límite de su vida útil, existe una alta probabilidad de falla o indisponibilidad.

Es preciso mencionar que esta dificultad podría morigerarse a partir de la puesta en marcha de las hidroeléctricas proyectadas sobre el Río Santa Cruz y la Usina de Río Turbio y por la finalización de la conexión con el Sistema Interconectado Nacional. Esta conexión se realizará a partir del tendido de una línea de alta tensión entre Pico Truncado y Río Gallegos la cual permitirá mejorar la confiabilidad y seguridad de servicio en la región, y una disminución en los precios.

2.2.2 Salud

El equipamiento sanitario se compone de establecimientos públicos y privados que atienden la población de la comuna y de su área de influencia.

Con respecto al sector público en la ciudad funciona el Hospital Regional de Río Gallegos, que depende la Secretaría de Salud del Gobierno Provincial y atiende casos de mediana y alta complejidad. Asimismo, recibe derivaciones vía terrestre o aérea a través de dos aviones sanitarios, propiedad de la provincia.

La provincia también dirige seis Centros de Salud de atención básica, una Unidad de Rehabilitación del Niño Discapacitado, un centro de Salud Mental y un Laboratorio General que depende de la gerencia de SPSE.

Asimismo, la Dirección de Salud Comunitaria presta servicios de atención médica en cinco dispensarios, dedicados a atender patologías de baja complejidad. La principal función de estos dispensarios consiste en actuar como centros de prevención a través de campañas de vacunación, atención infantil, etc.

La atención privada se brinda a través de los siguientes establecimientos: UDEM, Policlínico Medisur S.A., Policlínico San José, San Juan Bosco, CINAD, LALCEC.

Teniendo en cuenta las demandas que podría generar la actividad industrial en la ciudad se podría considerar que el sistema sanitario está en condiciones de afrontarla.

2.2.3. Educación

En la localidad se ofrecen los distintos ciclos y modalidades en educación (Inicial, EGB, Polimodal, Especial, Terciario y Universitario).

Con respecto a los niveles Inicial, EGB y Polimodal la oferta es numerosa y corresponde tanto al sector público como al privado. Sin embargo, si se considera que, como consecuencia de la instalación de la planta, la tasa de crecimiento de la población se incrementará, la oferta de educación básica debería crecer al ritmo de las nuevas demandas.

En el nivel terciario sólo se encuentran establecimientos privados (Conservatorio Provincial de Música e Instituto Salesiano de Estudios Superiores) vinculados al área humanística y de formación docente.

Con respecto a la educación universitaria, en la ciudad hay dos alternativas públicas: Universidad Nacional de la Patagonia Austral y Universidad Tecnológica Nacional.

La Universidad Nacional de la Patagonia Austral, nacionalizada en el año 1995, cuenta con cuatro Unidades Académicas, una de las cuales está radicada en la ciudad y es sede del rectorado. La oferta académica incluye quince carreras, vinculadas al área de las ciencias sociales y de exactas y naturales, además de diversos cursos y seminarios organizados durante el ciclo lectivo.

La Universidad Tecnológica Nacional, posee en la ciudad una Unidad Académica, dependiente de la Facultad Regional de Río Grande. La estructura académica tiene como objetivo prioritario a las ingenierías, adaptándose a las necesidades de los sistemas productivos regionales. En la actualidad se dictan las carreras de Ingeniería Electromecánica e Ingeniería Industrial.

2.3. Estructura Socio-Económica

En 2001, residían en la ciudad de Río Gallegos alrededor de 80.000 personas, habiéndose duplicado en los últimos 20 años. Si bien, en las últimas dos décadas la tasa anual media de crecimiento de la población presenta una tendencia decreciente, la correspondiente al período 1991-2001 resulta mayor que la tasa provincial (2,01%) y nacional (1,01%).

La distribución de la población según sexos puede considerarse uniforme con una leve mayoría de mujeres. Con respecto a género y grupos etareos no presenta grandes asimetrías ni discontinuidades entre los distintos grupos de edad adyacentes. En el grupo de edad que comprende a la población entre 20 y 24 años se observa una tendencia declinante que puede explicarse, en parte, por la emigración hacia otras localidades con el objetivo de realizar estudios superiores, y/o por motivos laborales⁴⁴. A los efectos de morigerar esta situación, la provincia ofrece empleo en una repartición pública por un año, con opción a dos, para aquellos jóvenes nacidos y residentes en Santa Cruz que hayan completado estudios superiores.

Cuadro N° 4. Río Gallegos. Estadísticas demográficas

Año	Población	Crecimiento Intercensal	Tasa Anual Media de Crecimiento	Población por Sexo		Indice de Masculinidad
				Hombres	Mujeres	
1980	43.727					
1991	64.640	48%	3,62%			
2001	79.144	22%	2,04%	39.338	39.806	98,82

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

La información disponible con respecto al nivel de educación de la población corresponde al Departamento de Güer Aike para el segmento de la población de 15 años o más, la cual totaliza 56.344 habitantes. El porcentaje de población de la región que ha alcanzado el nivel de educación superior es semejante a la media nacional (5%). En tanto que el 61% de la población presenta como máximo nivel de estudio "secundario incompleto", mientras que en la Nación este guarismo es del 65%. A partir de esta información podría decirse que el nivel educativo de la región es levemente superior al del país en su conjunto.

Si bien la región cuenta con mano de obra con experiencia en tareas similares a las requeridas por la planta en estudio, ya que existen empresas que prestan servicios a empresas petroleras, se supone que la misma resultaría insuficiente, por lo cual es necesario considerar los efectos que la inmigración pueda tener en el escenario descripto.

⁴⁴ Esta situación es propia de las ciudades que no cuentan con una amplia oferta de estudios superiores.

3. Actividad Económica

3.1. Sector Primario

La horticultura es la principal actividad primaria desarrollada en la zona siendo las explotaciones pequeñas o para autoconsumo. A partir de la implementación de tecnologías de cultivo que hacen posible la producción en el clima seco y frío de la ciudad algunos emprendimientos presentan escala económica, existiendo alrededor de 60.000 m² de invernáculos.

Un único establecimiento mediante la utilización de invernaderos, riego por aspersión, abonos, fertilizantes y maquinarias obtiene la mayor parte de la producción distribuyéndola a toda la ciudad.

Esta zona junto con el valle de Los Antiguos y Gobernador Gregores constituye una de las principales áreas de cultivo de la Provincia

En la región no existen ni explotación agrícola extensiva ni explotación forestal.

3.2. Sector Secundario

La industria en la ciudad, al igual que en el resto de la Provincia, no desempeña un rol significativo en su economía. En los últimos años este sector se encuentra vinculado a la producción de alimentos y bebidas, principalmente relacionada al desarrollo pesquero y la industria frigorífica.

Aproximadamente el 85% de las empresas son PyMEs que presentan un bajo nivel de desarrollo, sustentadas por líneas de crédito de fomento. El principal destino para la producción es el mercado interno.

Asimismo, existen algunos establecimientos industriales dedicados a la actividad frigorífica y a montajes industriales y servicios productivos vinculados a la explotación petrolera. En estos emprendimientos, principalmente en los últimos, se observa mayor capital y tecnología aplicada y una creciente demanda de mano de obra calificada.

En relación a la industria frigorífica, es importante mencionar la asociación entre Estancias de Patagonia S.A., el Frigorífico Faimali SA y el Gobierno de la Provincia

para la producción de carne ovina. La producción de esta asociación se destina tanto al mercado interno como al externo.

Es importante destacar que la ciudad no cuenta con una zona o parque industrial, sino que los distintos establecimientos se encuentran dispersos en el ejido urbano.

3.3. Sector Terciario

El crecimiento observado en este sector en los últimos años que lo llevó a convertirse en el segundo empleador de la provincia, puede explicarse por un lado, por la recuperación y modernización de grandes centros comerciales, y por el otro, por el surgimiento de pequeños comercios y actividades de servicios a partir de la reestructuración y privatización de las empresas estatales. La principal fuente de financiamiento para estos pequeños emprendimientos comerciales y de servicios personales (quioscos, taxis, tiendas, librerías, etc.) fueron las indemnizaciones por despido y fondos por retiro voluntario.

Recientemente, algunas cadenas de supermercados nacionales fueron atraídas por la escala del mercado de Río Gallegos lo que perjudicó a los comercios tradicionales que no soportaron esta nueva competencia.

3.4. Sector Público

El Estado, tanto provincial como municipal, es el empleador más importante de la ciudad y el responsable de la mayor inyección de liquidez, por el pago de salarios y otros servicios. Según el Censo del año 2001, el 46% de la población de Río Gallegos se encontraba empleada por este sector.

4. Factores Ambientales de la Región

4.1. Clima

La temperatura media anual es de 7,5 °C, presentando el mes de julio los guarismos más bajos (0,6 °C en promedio) y los más altos enero (13,1 °C). La temperatura mínima histórica fue de -22 °C y la máxima de 35 °C. Anualmente se registran aproximadamente 15 días de nevadas y 101 días de heladas. Si bien hay días con niebla durante todo el año, la mayor probabilidad de ocurrencia se da entre mayo y agosto, siendo la frecuencia media anual de días con niebla 16,2.

En promedio se producen precipitaciones durante 94 días al año, la precipitación media anual es de 270 mm, siendo el mes más lluvioso enero (34 mm) y el menos agosto (10 mm).

La dirección del viento predominante es el oeste con una velocidad media de 37 Km/h aproximadamente. En primavera y verano soplan regularmente con mucha violencia, especialmente entre las 8:00 y 21:00 hs. La máxima histórica registrada fue de 120 Km/h. Los vientos del este presentan una baja frecuencia y generalmente están acompañados de lluvias.

Considerando la dirección del viento predominante, tanto los eventuales efluentes gaseosos dispersados por el viento como los ruidos ocasionados en la construcción y el normal funcionamiento de la planta tenderían a alejarse de Río Gallegos ya que se ubica a barlovento del Puerto de Punta Loyola.

4.2. Flora

Las especies de la zona corresponden a las autóctonas adaptadas a la condición de de viento intenso y sequía, observándose arbustos pigmeos, plantas en cojín y gramíneas perennes cespitosas que cubren parcialmente el suelo pedregoso y arenoso.

Entre los arbustos bajos y ramificados de escasas hojas se pueden encontrar el calafate, el quitembal, la mata negra, la mata torcida y el negreo. Algunas de estas especies poseen un potencial ornamental.

4.3. Fauna

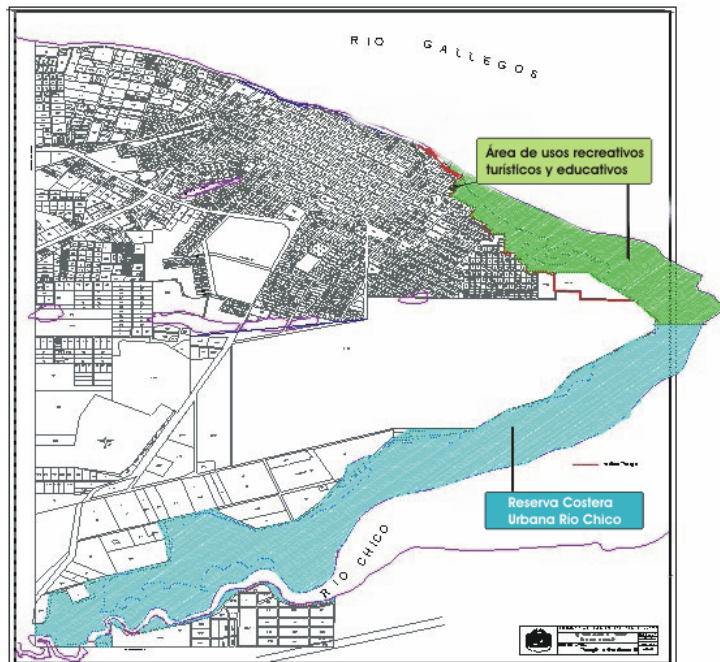
Las especies animales presentes son ñandú petiso o choique, guanaco, chingolo, flamenco austral, cisne de cuello negro, cauquén común, zorro gris, el zorzal patagónico, loica, ostrero austral, zorro colorado, bigua. La fauna acuática está compuesta por truchas marrones brook, marrones residentes y arco iris.

4.4. Áreas Protegidas Cercanas

En el estuario ubicado en el extremo sudeste de la provincia que recibe la afluencia de los Ríos Gallegos y Chico, el Municipio instituyó, en 2004, un Área Protegida. La misma está formada por extensas planicies intermareales fangosas y marismas en su margen sur, que sirven como espacio de alimentación y descanso para miles de aves residentes y migratorias. La biodiversidad del área es muy importante, destacándose, por un lado, la presencia de aves playeras migratorias de largas distancias, que unen ambos hemisferios en sus vuelos estacionales (playero rojizo, becasa de mar y playerito rabadilla blanca) y, por otro, de especies endémicas de la Patagonia, tales como el ostrero austral y el chorlito ceniciento.

Dado que la reserva se encuentra situada a barlovento de Punta Loyola (considerando la dirección predominante de los vientos en la región), tanto las posibles emisiones de efluentes gaseosos como los ruidos ocasionados en las etapas de construcción y operación tenderían a alejarse de la misma. Y considerando que el suministro de agua para el funcionamiento de la planta será generado dentro de la misma, cabe esperar que la puesta en marcha de este proyecto no provoque daños ambientales colaterales.

Figura Nº 8. Río Gallegos. Reserva Costera



Fuente: www.santacruz.gov.ar

Capítulo VI - Estudio Técnico

Introducción⁴⁵

En este capítulo se presenta el estudio de factibilidad técnica para la instalación de una planta de producción de combustibles GTL en la Provincia de Santa Cruz.

En el ámbito mundial existe un gran número de empresas que poseen patentes de su proceso de producción de GTL, como por ejemplo *Shell*, *ExxonMobil*, *Sasol*, *Rentech*, *Syntroleum*, *BP* y *ConocoPhillips*. Algunas tienen proyectos a escala comercial, mientras que el resto todavía se encuentra en escala piloto. En el Cuadro N° 5, se describe la tecnología aplicada en cada empresa.

⁴⁵ Este capítulo se realizó a partir de la lectura de Electric Power Research Institute (2007), Pérez Angulo et al (2005); Steynberg, y Dry (2004).

Cuadro N° 5. Tecnología GTL utilizada en cada empresa

Empresa	Syngas ⁴⁶	Tipo de diseño de Reactor FT ⁴⁷	Tamaño de Planta (b/d)	Escala	Características
Sasol	Reformador Auto-térmico (ATR)	Fase Slurry Lecho Fijo	34.000-65.000	Comercial	Reactores de gran capacidad (17.000 BPSD), fácil instalación y bajo costo.
Shell	Oxidación Parcial (POx)	Lecho Fijo	Más de 75.000	Comercial	Proyecto a gran escala para hacer viable las unidades de separación de aire. No se produce diesel directamente.
ExxonMobil	POx	Fase Slurry	50.000-75.000	Piloto	Más de 500 patentes, tecnología probada a baja escala.
BP	Reformador catalítico (CR)	Fase Slurry	10.000-17.000	Piloto	Reactor syngas modular y compacto, disminución de tamaño y peso.
Syntroleum	ATR	Lecho Fijo	10.000-17.000	Piloto	Construcción de planta sobre embarcación, transporte a plataformas Off-shore.
Rentech	Reformado por Vapor (SMR)	Fase Slurry	Menos de 5.000	Piloto	Incluye recirculación de CO ₂ .
ConocoPhillips	Oxidación parcial compacta (COPOx)	Fase Slurry	Más de 75.000	Piloto	Proyecto a gran escala para hacer viable las unidades de separación de aire. No se produce diesel directamente.

Cabe mencionar que sólo se analiza la tecnología *Fischer-Tropsch* (FT) de baja temperatura y con catalizador de cobalto ya que es aquella que permite maximizar la producción de diesel. Asimismo motiva esta decisión el hecho de ser la que actualmente utiliza la mayoría de las plantas instaladas en el mundo con una capacidad de producción similar a la que tendría el proyecto en estudio.

1. Proceso de Producción

El proceso de producción de la tecnología FT consta de las siguientes etapas:

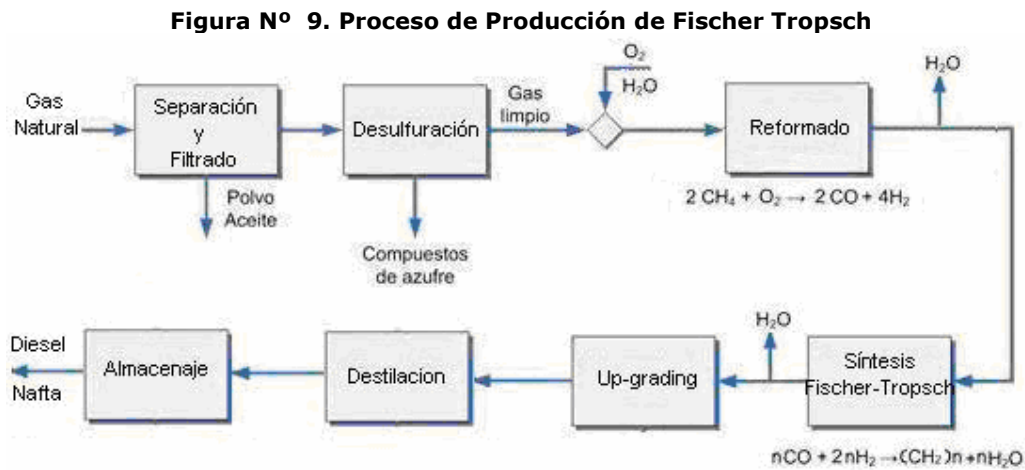
- Reformado: el gas natural, previamente purificado, dependiendo de la tecnología utilizada reacciona con oxígeno y/o vapor de agua, para obtener gas de síntesis o *syngas*.

⁴⁶ Una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono

⁴⁷ Estos reactores operan a baja temperatura (LTFT). Serán descriptos con mayor profundidad posteriormente.

- Conversión o síntesis: el gas de síntesis se transforma catalíticamente, a partir de la síntesis de *Fischer-Tropsch*, en cadenas lineales largas de hidrocarburos. Como resultado de esta reacción se obtiene una mezcla de moléculas que contienen de 1 a 30 átomos de carbono.
- *Upgrading* o mejoramiento: se emplean técnicas convencionales de refinación con el objetivo de convertir los hidrocarburos sintéticos en productos comerciales.

Las distintas etapas que integran este proceso se ilustran en la **Figura N° 9**.



Además de las secciones mencionadas, la planta debe contar con las siguientes unidades:

- Unidad de Separación de Aire.
- Instalaciones de almacenamiento.
- Obra civil: edificios de administración, sala de control, laboratorio, sala de primeros auxilios, estación de seguridad y edificio de mantenimiento.
- Plantas de servicios, principalmente:
 - Caldera auxiliar.
 - Sistema de agua de enfriamiento.
 - Sistema de desmineralización de agua.

Para producir un barril de combustibles líquidos se necesita 283 m³ (65,5 MMBTU⁴⁸) de gas natural⁴⁹, 1,4 m³ de agua desmineralizada y 988 kW-h de energía eléctrica. Sin embargo, no es necesaria la provisión externa de estos últimos insumos ya que los mismos se generan dentro de la planta.

Es dable pensar que en el futuro se puedan realizar innovaciones productivas que permitan obtener mayor cantidad de producto por unidad de insumo.

1.1. Generación de Gas de Síntesis (syngas)

Las tecnologías para obtener *syngas* son utilizadas en distintas aplicaciones comerciales, como por ejemplo para producir hidrógeno, amoníaco y metanol. En el Cuadro N° 6, se resumen las principales ventajas y desventajas de las distintas tecnologías comerciales para la obtención de gas de síntesis.

Cuadro N° 6. Distintas tecnologías comerciales para la obtención de gas de síntesis. Principales ventajas y desventajas

Tecnología	Ventajas	Desventajas	H ₂ /CO (molar)	Condiciones de Operación
POx	Excelente relación H ₂ /CO. Tecnología madura. Libera gran cantidad de energía.	Requiere planta de separación de aire de gran tamaño, y bajos costos del gas para su aplicación. Costos elevados.	1,7-1,9	1.300-1.400 °C 25-40 Bar
SMR	No requiere planta de separación de oxígeno. Tecnología madura y muy usada para obtención de hidrógeno.	Limitación en tamaño. Reacción endotérmica. Baja economía de escala	2-5	750 – 900 °C 20 Bar
ATR	Requiere menor cantidad de oxígeno que el POx. Trenes de gran capacidad.	Reactores más grandes si se usa aire directamente. Requiere planta de separación de aire.	2-2,5	900-1.000 °C 27-34 Bar

Debido a que las últimas plantas de GTL construidas en Qatar y en Nigeria, producen el gas de síntesis utilizando la tecnología de Reformado Autotérmico. En esta tecnología se une la oxidación parcial y el reformado con vapor en un mismo reactor, produciendo un gas de síntesis con una relación de H₂/CO de 2-2,5 aproximadamente, adecuada para la sección de síntesis. La reacción utiliza un catalizador de níquel a altas temperaturas (900-1.000 °C) y presiones moderadas (16-20 Bar), con un consumo de oxígeno más bajo que en la oxidación parcial.

⁴⁸ Millón BTU (British thermal unit)

⁴⁹ Gas natural de 9.300 Kcal/m³.

Asimismo, a diferencia de la oxidación parcial, el ATR no necesita ser suplementado con hidrógeno.

Los valores típicos de la corriente de alimentación y de salida se muestran Cuadro N° 7.

Cuadro N° 7. Unidad de ATR con GN. Condiciones operativas típicas

	Mínimo	Máximo
Oxígeno/GN, mol/mol	0,50	0,60
Relación H ₂ O/C, mol/mol		0,6
Presión de Salida, Bar	16	20
Temperatura de Salida, °C	900	1.000
Relación de H ₂ /CO, salida	2,0	2,5
Contenido de CH ₄ , salida		0,1

El exceso de vapor incrementa la formación de cenizas, por lo que la incorporación del mismo debe ser cuidadosamente controlada.

Las principales ventajas de esta tecnología se derivan de la posibilidad de aprovechar las economías de escala ya que se pueden producir unidades de gran capacidad; asimismo, el hecho de que los reformadores autotérmicos son muy compactos comparados con otras tecnologías permite disminuir las dimensiones de la planta; y, por último, de las altas conversiones de gas natural.

1.2. Síntesis de Fischer-Tropsch

En esta etapa, el gas de síntesis se convierte en crudo sintético por medio de un catalizador de cobalto o hierro.

Los productos obtenidos mediante este proceso forman una mezcla multicomponente, con una variación sustancial en el número de carbonos, siendo los principales, parafinas lineales y α -olefinas. La composición de la mezcla depende principalmente de la composición del gas de síntesis (fracción H₂/CO), el tipo de catalizador utilizado, el tipo de reactor y las condiciones de operación (presión y temperatura).

Para que la reacción se lleve a cabo adecuadamente se necesita que la relación de alimentación de H₂/CO sea de 2,0-2,15 para los catalizadores de cobalto.

Si las condiciones de temperatura son bajas, entre 200 y 240 °C se obtiene principalmente diesel, mientras que si son altas, entre 300 y 350 °C, produce gasolina.

A continuación se presentan las características de los equipos que trabajan a baja temperatura.

1.2.1. Reactores

Dado que la reacción FT es altamente exotérmica, uno de los principales desafíos para el diseño de los reactores es remover el calor liberado. Si no se realiza eficientemente se genera sobrecalentamiento, ocasionando depósitos de carbón sobre el catalizador, una formación abundante de metano y sinterizado de los catalizadores.

El proceso FT que opera a baja temperatura (técnicamente denominado LTFT) se utiliza para la producción de ceras de cadena larga, que luego serán transformadas en diesel y nafta.

Existen dos tipos de reactores LTFT: el reactor lecho fijo y el fase *slurry*.

El primero de ellos, denominado también, reactor ARGE de alta capacidad, fue desarrollado por *Sasol* y posteriormente la patente fue adquirida por *ExxonMobil*. Generalmente contienen miles de tubos rellenos con catalizador de hierro, inmersos en agua para remover el calor. La temperatura del baño de agua es mantenida en el reactor mediante el control de la presión. Se utilizan altas velocidades de entrada del gas de síntesis y reciclos del gas obtenido de la reacción. El gas de síntesis es introducido por la parte superior del reactor y los productos, que escurren a través del catalizador, se obtienen en un acumulador situado en la parte inferior. Presenta un rendimiento del 70%. Los reactores operan a 20-30 Bar, y 220-260 °C. El tiempo de vida de los catalizadores es de 70-100 días y su remoción es dificultosa.

El reactor fase *Slurry* opera en tres fases (sólido-catalizador, líquido-ceras y gaseoso-*syngas*) y consiste en un lecho de catalizador suspendido y disperso en el líquido. El gas de síntesis burbujea desde la parte inferior del reactor, logrando un excelente contacto con el catalizador. Debido a que el reactor trabaja en tres fases, en la corriente de salida de productos se obtiene una pequeña cantidad de catalizador, que es recuperada y cargada nuevamente al reactor. Estos reactores

son optimizados variando la carga de catalizador y la temperatura, para aumentar la producción de ceras y disminuir la de metano.

Comparado con el reactor ARGE, el *Slurry* ofrece las siguientes ventajas:

- mayor control de la temperatura (más isotérmico, por lo que puede operar a mayor temperatura),
- fácil construcción,
- sencillos de operar y de bajo costo (75% menor),
- alta conversión de reactivos, y
- menor carga y mayor tiempo de vida de los catalizadores.

Sin embargo, si la corriente contiene contaminantes (por ejemplo, SH_2) se produce la desactivación de todo el catalizador, mientras que en el lecho fijo sólo se desactivan las capas superiores.

1.2.2. Catalizadores

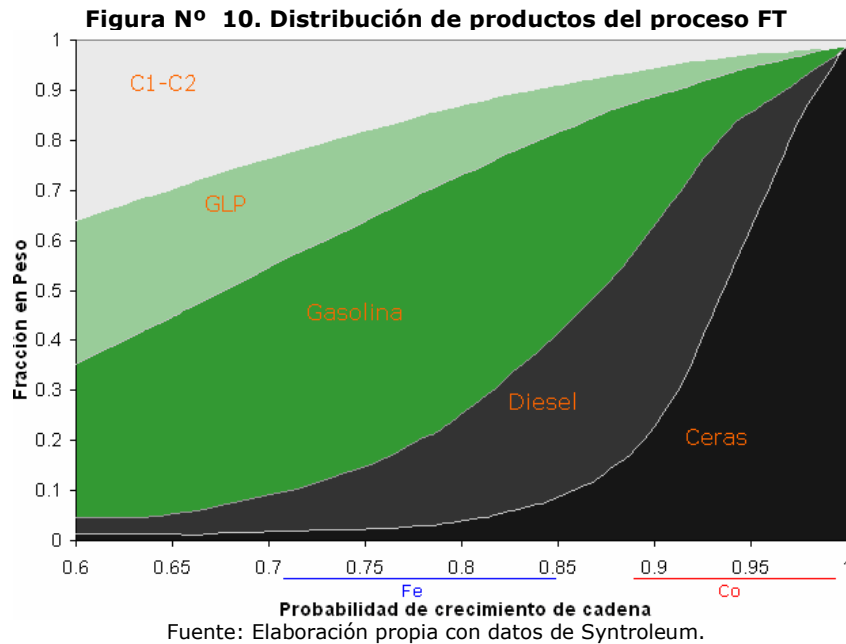
La viabilidad del proceso FT depende de tres factores relacionados con el catalizador: duración, actividad y selectividad hacia productos. Sólo los metales cobalto (Co), hierro (Fe), níquel (Ni), y rutenio (Ru) presentan la actividad requerida para aplicaciones comerciales de FT. Sin embargo, sólo se utilizan el Co y el Fe, dado que bajo condiciones prácticas de operación, el Ni produce una gran cantidad de metano; mientras que, el Ru tiene altos costos y su baja disponibilidad lo hace insuficiente para aplicaciones a gran escala.

Cabe mencionar que, debido a que si se utiliza un catalizador de hierro no se logran altas conversiones por paso, resultando necesario incrementar los ciclos, su utilización es relativamente más costosa, por lo que se opta por usar catalizadores de cobalto.

1.2.3. Distribución de Productos de la Reacción FT

Las condiciones operativas de la síntesis producen un amplio rango de olefinas, parafinas y productos oxigenados (alcoholes, aldehídos, ácidos y cetonas). Teóricamente sólo el metano puede producirse en un 100%. No obstante, se pueden obtener ceras de cadenas largas, que luego pueden ser procesadas para producir diesel y naftas.

Para que se produzca una alta fracción de ceras, es necesario que la probabilidad de crecimiento de la cadena⁵⁰ se encuentre cercana a 1. Esta probabilidad está afectada por las condiciones operativas y el tipo de catalizador. En la **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa la distribución de los productos en función del catalizador.



1.3 Upgrading

En esta etapa se utilizan la misma tecnología y los mismos catalizadores comerciales que en la refinación de petróleo. La configuración y la elección de dichas tecnologías dependen de los productos que se desean obtener y de la separación de los mismos.

En el Cuadro N° 8 se muestran los productos principales y secundarios obtenidos en algunas de las plantas construidas en el mundo.

⁵⁰ La molécula retenida tiene la posibilidad de continuar creciendo, ser hidrogenada y resorbida, o terminar el crecimiento de la cadena como olefina.

Cuadro N° 8. Plantas LTFT en el mundo. Principales productos

Aplicación	Alimentación	Tecnología	Productos	
			Principales	Secundarios
Escravos, Nigeria	Gas asociado	Catalizador de Co (LTFT) 34.000 b/d	Diesel	Nafta, LPG ⁵¹
Ras Laffan, Qatar	Gas Natural	Catalizador de Co (LTFT) 34.000 b/d	Diesel	Nafta, LPG, LAB ⁵² , bases lubricantes.
Bintulu, Malasia	Gas Natural	Catalizador de Co (LTFT) 14.700 b/d	Ceras, parafinas, diesel, nafta, LPG	

1.3.1 Mejoramiento de los Productos de LTFT

Las plantas LTFT son capaces de elaborar dos productos principales: condensados y ceras. Los condensados constituyen una fracción liviana, líquida a temperatura ambiente y con un punto de ebullición final de 370 °C. Las ceras constituyen la fracción pesada de parafinas. Además, hay otras dos corrientes de productos: los hidrocarburos livianos, producidos durante la síntesis de FT, y el agua de reacción, que contiene oxigenados como alcoholes y ácidos orgánicos.

Los productos principales son procesados para producir diesel y nafta, a través de una destilación, de la cual se obtiene una corriente de fondo (corriente pesada) y una de tope. La primera está constituida principalmente por ceras lineales que se procesan para maximizar la elaboración de productos medios. Estas ceras son hidrocraqueadas para producir diesel, nafta y opcionalmente kerosene y jet fuel. Asimismo, se pueden utilizar catalizadores con el fin de incrementar la selectividad hacia diesel.

Alternativamente, se pueden obtener bases lubricantes de alta calidad utilizando tecnologías de hidroprocesamiento especial.

En cuanto al diesel, si bien la selectividad dentro del reactor de FT es de aproximadamente 20%, el hidrotratamiento suave de los productos más pesados que éste (alrededor del 45-50% del total producido) permite obtener una alta proporción de diesel de alta calidad. Por lo tanto, la totalidad del diesel producida es de 60-70%, con 70 cetanos.

⁵¹ Gas licuado de petróleo, mayoritariamente propano y butano.

⁵² Alquibenceno lineal.

La cantidad producida de nafta varía entre el 15 y el 28% del total, dependiendo del tipo de proceso utilizado. La nafta obtenida en el proceso de hidro craqueo de ceras, al igual que la producida en el reactor FT, consiste principalmente en alcanos. Siendo necesario aplicarles un reformado severo con el fin de incrementar su octanaje y convertirlas en gasolina comercial. Debido a que están constituidas esencialmente por alcanos lineales son ideales para la producción de etileno por medio del craqueo térmico con altos rendimientos.

Del proceso también pueden obtenerse pequeñas cantidades de productos oxigenados, principalmente etanol, metanol, n-propanol, n-butanol y acetona.

1.4 Sistemas Adicionales

1.4.1 Planta Separadora de Oxígeno

Las plantas de oxígeno son costosas, y su inversión constituye una parte importante de la inversión de la sección de reformado.

En el proceso FT, la producción de gas de síntesis requiere una cantidad significativa de oxígeno puro, o una corriente enriquecida en oxígeno que, dependiendo de los caudales requeridos, puede obtenerse de diversas maneras. Los procesos de producción se dividen en dos grupos: criogénicos y no criogénicos.

La separación criogénica del aire es la más eficiente de las tecnologías para grandes volúmenes de producción de oxígeno, nitrógeno y argón. Una unidad de separación de aire utiliza columnas de separación criogénicas para producir oxígeno a partir del aire comprimido. Actualmente las unidades más grandes pueden producir 3.500 toneladas al día de oxígeno.

Dentro de los procesos no criogénicos se encuentran:

- Adsorción: basada en la habilidad de algunos materiales, sintéticos o naturales, de adsorber preferentemente nitrógeno. El aire pasa a través de un lecho de material zeolítico, que retiene el nitrógeno, generándose una corriente rica en oxígeno con una pureza del 93-95%.
- Procesos químicos: algunos materiales, como las sales fundidas, tienen la habilidad de absorber oxígeno a una cierta temperatura y desorberlo a otra. De esta manera se pueden lograr ahorros en la compresión. Se obtiene una

corriente de oxígeno con una pureza del 99,9%. Se presentan problemas de corrosión.

- Membrana polimérica: se basa en la diferencia de velocidad de difusión del oxígeno y el nitrógeno a través de una membrana, que separa una zona de alta presión de una de baja presión. Este proceso permite obtener oxígeno con una pureza que oscila entre 25-50%. Tiene la ventaja de ser simples, de operación continua y rápido arranque.

1.4.2. Servicios

Además de las secciones comentadas anteriormente, el funcionamiento de la planta requiere la existencia de distintos sistemas adicionales, entre los que se incluye, tanques de almacenamiento y sistemas de carga de productos; talleres; bodegas; contenedores; instalaciones de urgencias médicas, entre otras. Asimismo, la generación de energía eléctrica para su utilización *in situ*, ofrece la posibilidad de aprovechar el calor liberado de los diferentes procesos.

También es necesaria la instalación de un sistema de tratamiento del agua contaminada⁵³ con hidrocarburo producida en la reacción de FT con el objetivo de utilizarla en los sistemas de vapor, torres de enfriamiento y necesidades generales del personal de la planta. Este sistema cuenta con separadores de placas corrugadas coalescentes, sistemas de aireación, clarificadores secundarios, filtros de puente móvil, entre otros equipos necesarios para lograr reutilizar el agua producida.

2. Capacidad de Producción

Considerando el consumo de gas natural de la tecnología utilizada para la producción de un barril de combustibles líquidos y la disponibilidad de materia prima, 6.000.000 m³/día, la capacidad de producción de la planta asciende a 22.000 barriles diarios de combustibles GTL, de los cuales el 70% corresponde a gas oil y el restante 30% a nafta petroquímica.

La disponibilidad de materia prima fue informada por FOMICRUZ⁵⁴. Esta cantidad surgiría del cobro de regalías en especie a las empresas productoras de gas natural, a partir de la Ley N° 17.319/69⁵⁵ y 26.197/07⁵⁶.

⁵³ 1,25 barriles por barril de producto

⁵⁴ Fomento Minero de Santa Cruz S.E.

⁵⁵ Esta ley dispone que el Estado puede requerir el pago de las regalías en especie.

Capítulo VII - Marco Legal y Fiscal

1. Régimen Fiscal y Aduanero

El régimen fiscal y aduanero de un país tiene enorme influencia sobre los proyectos de inversión de estas características. A continuación se resumirán los principales instrumentos de aplicación para el proyecto en estudio.

1.1. Ley Nacional N° 23.981/91 - Aprobación del Tratado de Asunción

Esta Ley aprueba el Tratado de Asunción para la constitución de un mercado común denominado "Mercado Común del Sur" (MERCOSUR), integrado inicialmente por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Desde 2006, Venezuela es Estado Parte en proceso de adhesión y será miembro pleno con la vigencia del Protocolo de Adhesión de la República Bolivariana de Venezuela al MERCOSUR. Los Estados Asociados del MERCOSUR son Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

Este Mercado Común implica entre otras cuestiones:

- a) La libre circulación de bienes, servicios y factores productivos entre los países, a través de la eliminación de los derechos aduaneros y restricciones no arancelarias a la circulación de mercaderías y de cualquier otra medida equivalente, entre otros;
- b) El establecimiento de un arancel externo común y la adopción de una política comercial común con relación a terceros Estados o agrupaciones de Estados y la coordinación de posiciones en foros económico-comerciales regionales e internacionales.

Para los productos considerados en este análisis el arancel externo común es del 0%.

1.2. Ley Nacional N° 20.628/73 - Impuesto a las Ganancias

Esta ley grava las ganancias obtenidas por las personas de existencia visible o ideal. Los residentes tributan por sus ganancias obtenidas en el país y en el

⁵⁶ Esta ley establece que las provincias asumen en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas

extranjero mientras que los no residentes lo hacen exclusivamente sobre las ganancias de fuente argentina.

Las rentas se dividen en cuatro categorías (del suelo, de capitales, de las empresas y del trabajo personal) las cuales tienen deducciones específicas y formas distintivas del cálculo del tributo.

La alícuota del tributo es del 35% para las personas jurídicas y, si bien la liquidación es anual, se pagan anticipos mensuales.

1.3. Ley Nacional N° 23.966/91 y sus modificatorias - Impuesto sobre Combustibles Líquidos y el Gas Natural

La ley establece un impuesto a la transferencia a título oneroso o gratuito de combustibles líquidos de origen nacional o importado. En la siguiente tabla se enumeran los distintos combustibles gravados y la alícuota correspondiente⁵⁷. Es preciso mencionar que dicha ley determina un valor mínimo para el impuesto por litro de combustible transferido cuyo valor se consigna en la tercera columna del Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9. Combustibles líquidos. Alícuota del impuesto a la transferencia y valor mínimo del impuesto.

Concepto	Alícuota	\$/litro
Nafta con y sin plomo hasta 92 RON	70%	0,5375
Nafta con y sin plomo, de más de 92 RON, Nafta virgen, Gasolina natural, Solvente, Aguarrás	62%	0,5375
Gas oil, Diesel oil, Kerosene	19%	0,1500

Asimismo, la ley faculta al Poder Ejecutivo Nacional, de acuerdo a las necesidades de política económica, a aumentar estas alícuotas hasta en un 25%, indicando que esta facultad puede ser ejercida con carácter general o regional y para todos o algunos de los productos gravados.

Esta ley determina que las transferencias de productos gravados quedan exentas de impuesto cuando:

- a) Se destinan a la exportación.
- b) Están destinadas a rancho de embarcaciones de ultramar o de embarcaciones de pescan y a aeronaves de vuelo internacionales.

⁵⁷ Según su modificatoria Ley Nacional N° 25.745/03.

- c) Aquellos combustibles, como por ejemplo, los solventes aromáticos, la nafta virgen y gasolina natural u otros cortes de hidrocarburos, que serán utilizados como materia prima en procesos químicos y petroquímicos.
- d) Se destinan al consumo en la siguiente área de influencia de Argentina, sobre y al sur de la siguiente traza: de la frontera con Chile hacia el este hasta la localidad de El Bolsón y por el Paralelo Nº 42 y hasta la intersección con la Ruta Nacional Nº 40; por la Ruta Nacional Nº 40 hacia el norte hasta su intersección con la Ruta Provincial Nº 6; por la Ruta Provincial Nº 6 hasta la localidad de Ingeniero Jacobacci; desde Ingeniero Jacobacci hacia el noroeste por la Ruta Nacional Nº 23 y hasta la localidad de Comallo incluida; desde la localidad de Ingeniero Jacobacci hacia el noreste por la Ruta Nacional Nº 23 y hasta la Ruta Nacional Nº 3; por la Ruta Nacional Nº 3 hacia el sur, incluida la ciudad de Sierra Grande, hasta el Paralelo Nº 42; por el Paralelo Nº 42 hacia el este hasta el Océano Atlántico.

Los sujetos pasivos del impuesto son aquellas empresas que refinan, comercialicen o importen combustibles y/u otros derivados de hidrocarburos.

1.4. Ley Nacional Nº 26.028/05 y sus modificatorias – Impuesto sobre la Transferencia o Importación de Gas oil

Esta ley establece un impuesto sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o importación, de gas oil o cualquier otro combustible líquido que lo sustituya en el futuro. Este impuesto que tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010, reemplaza a la Tasa sobre el Gas oil estipulada en el Decreto Nº 976⁵⁸ del 31 de julio de 2001. La alícuota del impuesto será del 21%⁵⁹.

Los fondos recaudados con este impuesto se afectarán al desarrollo de los proyectos de infraestructura vial y/o a la eliminación o reducción de los peajes existentes, a hacer efectivas las compensaciones tarifarias a las empresas de servicios públicos de transportes de pasajeros, a la asignación de fondos destinados a la mejora y profesionalización de servicios de transporte de carga por automotor y a los subsidios e inversiones para el sistema ferroviario de pasajeros o de carga.

Los sujetos pasivos del impuesto son aquellas empresas que refinan, comercialicen o importen combustibles y/u otros derivados de hidrocarburos.

⁵⁸ Este decreto establecía una tasa sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o importación, de gas oil, cuyo valor ascendía a \$0,05 por litro, denominada Tasa sobre el Gas oil.

⁵⁹ Según su modificatoria Ley Nacional Nº 26.325/07.

Las transferencias de productos gravados que tengan como destino la exportación o estén destinadas a rancho de embarcaciones de ultramar quedan exentas del impuesto.

1.5. Resolución N° 394/2007 – Ministerio de Economía y Producción – Exportación de Hidrocarburos

Esta resolución se dictó teniendo en cuenta que los precios internacionales del petróleo y sus derivados presentaban una tendencia al alza, por lo que era necesario desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer y atenuando su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Con este objetivo la resolución establece valores de referencia y de corte para el petróleo crudo y sus derivados. El valor de referencia del petróleo es 60,90 U\$/Bbl y el de la nafta petroquímica es 56 U\$/Bbl. Mientras que el valor de corte se fija en 42 U\$/Bbl y en 39 U\$/Bbl, respectivamente.

Asimismo, la resolución estipula que si el precio internacional del petróleo:

- Es inferior al valor de referencia se aplicará una alícuota del 45%,
- Se encuentra entre 60,90 y 45 U\$/bbl, el Estado retiene el 45%.
- Supera o iguala el valor de corte, el derecho de exportación se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$D = \frac{P_i - VC}{VC} \times 100$$

donde:

D = Derecho de Exportación

P_i = Precio Internacional

VC = Valor de Corte

1.6. Ley Provincial N° 1.538/83 - Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Este impuesto grava el ejercicio habitual y a título oneroso en jurisdicción de la Provincia de Santa Cruz, del comercio, industria, profesión, oficio, negocio, locaciones de bienes, obras o servicios o de cualquier otra actividad a título oneroso.

La tasa general de este impuesto es del 2,5% sobre los ingresos brutos durante cada ejercicio fiscal. El pago se efectúa por el sistema de anticipos mensuales y ajuste final anual.

Las exportaciones no se encuentran alcanzadas por este gravamen, tal como lo establece el Artículo 29, Inciso d) de la Ley Provincial N° 1.627.

1.7. Ley Provincial N° 1.124 - Promoción de Actividades Productivas en Santa Cruz

Esta ley tiene como finalidad, entre otras, promover la radicación de nuevas actividades económicas en la Provincia, para lo cual se faculta al Poder Ejecutivo Provincial a establecer medidas promocionales tales como la exención de tributos por períodos determinados, particularmente del Impuesto sobre los Ingresos Brutos y del Impuesto a los Sellos.

Los beneficios de esta ley se otorgarán mediante decreto del Poder Ejecutivo Provincial, y se concederán por plazos preestablecidos de hasta quince años, los que podrán extenderse para casos excepcionales. Asimismo, esos plazos podrán ser prorrogados por un lapso no mayor que el establecido en el decreto promocional correspondiente.

1.8. Ley Provincial - Impuesto Inmobiliario Rural

Por los bienes inmuebles situados en la provincia que no se encuentran ubicados dentro de la jurisdicción delimitada por los ejidos municipales, deberá pagarse anualmente las sumas que fija la ley.

La base imponible de este impuesto es la valuación fiscal del inmueble rural establecida para el año a que el impuesto corresponda, y la alícuota es del 1,5% sobre la valuación fiscal.

2. Especificaciones Técnicas del Producto

2.1 Resolución N° 1.283/2006 y sus modificatorias - Secretaría de Energía - Especificaciones que deberán cumplir los Combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional

Esta resolución establece las especificaciones que deben cumplir los combustibles que se comercialicen en el país, ya sea que estos sean de origen nacional o importado, definiendo las siguientes categorías de gas oil a comercializar: Gas oil grado 1 o Agrodiesel; Gas oil grado 2 o Gas oil Común; Gas oil grado 3 o Gas oil Ultra.

Asimismo, estipula cambios en las mencionadas especificaciones y la fecha en la cual deberán realizarse operativas.

En este sentido, establece que la densidad⁶⁰, medida a 15 °C, debe ser como mínimo 0,80 g/ml y como máximo 0,87 g/ml; el contenido de agua⁶¹ no podrá exceder el 0,03 por ciento en masa; el punto de inflamación⁶² debe ser como mínimo 45 °C y la viscosidad cinemática⁶³, estimada a 40 °C, deberá oscilar entre 2 y 4,5 centistokes.

En cuanto al número de cetano y al contenido máximo de azufre la resolución diferencia entre los distintos tipos de gas oil mencionados anteriormente, estipulando lo siguiente (Cuadro N° 10):

Cuadro N° 10. Gas oil. Número de cetano y contenido máximo de azufre.		
Combustible	Mínimo número de Cetano⁶⁴	Contenido máximo de Azufre (ppm)⁶⁵
Agrodiesel o Gas oil Grado 1	44	3.000
Gas oil común o Grado 2	45	1.500-2.500
Gas oil ultra o Grado 3	47	500

El límite inferior del contenido máximo de azufre (1.500 ppm) correspondiente al gas oil común o grado 2 será aplicable a una zona de alta densidad que comprende las siguientes localidades: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los siguientes Municipios de la Provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Lanús, Lomas de Zamora, Malvinas Argentinas, Merlo, Moreno, Morón, Presidente Perón, Quilmes, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López; y las ciudades de Córdoba, Mendoza y Rosario. Mientras que el límite superior será operativo en el resto del país y en las rutas suburbanas de las zonas de alta densidad.

⁶⁰ Según la norma ASTM D 1298 o norma ASTM D 4052.

⁶¹ Según norma IRAM 21320.

⁶² Según el método IRAM-IAP 6539 o ASTM D 93.

⁶³ Según el método IRAM - IAP 6597 o ASTM D 445.

⁶⁴ Según la norma ASTM D 976 o norma D 6890.

⁶⁵ Según la norma ASTM D 4294.

La curva de destilación⁶⁶, expresada como temperatura máxima para cada porcentaje de volumen recuperado, deberá ser la siguiente:

Cuadro N° 11. Gas oil. Curva de destilación

Volumen recuperado en porcentaje	Gas oil Grado 1	Gas oil Grado 2 y 3
	Máximo (°C)	
10%		235
50%		300
90%	370	360

Asimismo, la resolución establece que el gas oil grado 1 se considera opcional y por lo tanto las empresas petroleras elaboradoras y comercializadoras así como las bocas de expendio, no estarán obligadas al expendio del mismo. La resolución también determina que si bien el gas oil grado 3 es opcional en las bocas de expendio hasta el año 2008, si se comercializa debe hacérselo en todas las localidades del país que tengan más de 50.000 habitantes.

A partir del 1º de junio del 2008, se modifican los niveles máximos de azufre que puede contener el gas oil. En este sentido el gas oil grado 1 deberá contener 2.500 ppm. Para el gas oil grado 2 define una zona de alta densidad (aquellas localidades con más de 50.000 habitantes) para la cual el contenido máximo de azufre permitido se fija en 1.500 ppm, y una zona de baja densidad (las ciudades con una población menor a 50.000 habitantes) con un contenido máximo de 2.000 ppm. Además, en las zonas de baja densidad, el gas oil grado 2 podrá ser sustituido por el gas oil grado 1 hasta el 31 de mayo de 2009.

Asimismo, la norma establece que a partir del 1º de junio de 2009, los combustibles deberán adaptarse a las siguientes características técnicas relacionadas con el contenido máximo de azufre y el número mínimo de cetano (

Cuadro N° 12).

Cuadro N° 12. Gas oil. Número de cetano y contenido máximo de azufre (ppm) a partir de junio de 2009

Combustible	Contenido máximo de azufre (ppm)	Mínimo número de cetano
Agrodiesel o Gas oil Grado 1	2.000	
Gas oil común o Grado 2	500 ⁶⁷	46
Gas oil ultra o Grado 3	50	48

La resolución también determina que a partir del 1º de junio del 2011 las cantidades máximas de azufre que los combustibles pueden contener deberán ser las siguientes (Cuadro N° 13):

⁶⁶ Según la norma ASTM D 86

⁶⁷ Zona de alta densidad.

Cuadro N° 13. Gas oil. Contenido máximo de azufre (ppm) a partir de junio de 2011

Combustible	Contenido máximo de azufre (ppm)
Agrodiesel o Gas oil Grado 1	1.600
Gas oil común o Grado 2	500
Gas oil ultra o Grado 3	10

Asimismo, a partir del 1º de junio de 2016 la resolución reduce nuevamente los contenidos máximos de azufre permitidos en los combustibles, estableciendo que el Gas oil Grado 1 y 2, no podrán contener más de 1.000 y 30 ppm de azufre, respectivamente.

Por último, estipula que el contenido permitido de azufre en el gas oil grado 3 y en las naftas grado 2 y 3 será revisado en la medida que la Comunidad Económica Europea modifique dicho límite dentro de las normas EURO de especificación de combustibles.

2.2. Resolución N° 1.334/2006- Secretaría de Energía – Autorización para la Venta de Nuevos Tipos de Combustibles

Esta resolución estipula que la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía, debe autorizar la comercialización de todo nuevo tipo de combustible independientemente de la empresa que la realice. Dichos nuevos combustibles podrán surgir de la aplicación de la Resolución N° 1.283, de avances tecnológicos, de normas medioambientales o de políticas comerciales de las empresas del sector.

2.3. Resolución N° 478/2009- Secretaría de Energía – Modificanse los plazos de entrada en vigencia establecidos en la Resolución N° 1283/06, en relación con las especificaciones para los combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional.

Teniendo en cuenta que podría lograrse un incremento en la producción de gas oil modificando las especificaciones definidas en la Resolución N°1.283, que la tecnología para la remoción de azufre del combustible ocasiona una disminución en la producción y que la demanda de gas oil aumentará en los próximos años, por lo

cual se deberá atender parte de la mayor demanda con productos de importación, la presente resolución introduce algunas de esas modificaciones.

En este sentido, se decidió que a partir del 1º de julio de 2012 el Gas oil o Gas oil bio grado dos (2) deberá contener como máximo 500 ppm de azufre en la zona de alta densidad definida por la Resolución 1.283, en todas las capitales provinciales⁶⁸, y las ciudades de Mar del Plata y Bahía Blanca. Mientras que en el resto del país el contenido permitido será de 1500 ppm.

Por otra parte la Resolución considera que es necesario controlar el programa de inversiones de las empresas petroleras con el fin de alcanzar los objetivos establecidos por la Secretaría de Energía en los plazos establecidos. Asimismo establece que las empresas deberán presentar a la Secretaría un cronograma detallado del Programa de Inversiones a realizar en los próximos tres años para alcanzar dichos objetivos.

3. Comercialización del Producto

3.1. Resolución Nº 25/2006 - Secretaría de Comercio Interior – Comercialización, Intermediación, Distribución y/o Producción de Gas oil

Esta resolución determina los mecanismos de comercialización, intermediación, distribución y/o producción de gas oil. En este sentido, las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y minoristas deben cubrir el total de la demanda de gas oil de acuerdo a los volúmenes que le sean requeridos a partir de las prácticas usuales de mercado.

El volumen que debe ser comercializado mensualmente por cada empresa se calcula considerando la cantidad comercializada en igual mes del año anterior y el incremento necesario para cubrir la mayor demanda de gas oil consecuencia del crecimiento del PBI. Asimismo, la resolución establece que esta comercialización debe realizarse de manera que no altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

⁶⁸ Exceptuando Ushuaia, Río Gallegos, Rawson y la Antártida Argentina e islas del Atlántico Sur.

Capítulo VIII - Estudio Económico

1. Inversión

Para realizar el cálculo de la inversión se consideró el sistema de clasificación por tipos de estimaciones de costos recomendado por la *American Association for the Advancement of Cost Engineering*. Este sistema formula cinco clases de estimaciones, siendo el principal determinante de cada una de las clases, el nivel de definición del proyecto. Los otros factores tenidos en cuenta son el propósito, el método y el rango de exactitud esperada de la estimación, los cuales generalmente se correlacionan con el nivel de definición del proyecto. En el Cuadro N° 14 se ilustran las distintas clases de estimaciones y sus características.

Cuadro N° 14. Estimación de costos

Clase de estimación	Nivel de definición del proyecto (% del proyecto completo)	Propósito de la estimación	Método de estimación	Rango de exactitud esperada en el cálculo (valor óptimo=1) ⁶⁹
Clase 5	0% a 2%	Tamizado de alternativas o factibilidad	Estocásticos ⁷⁰ u opiniones de expertos	4 a 20
Clase 4	1% a 15%	Estudio conceptual o factibilidad	Principalmente estocásticos	3 a 12
Clase 3	10% a 40%	Autorización de presupuesto o control	Mixtos pero principalmente estocásticos	2 a 6
Clase 2	30% a 70%	Cotización	Principalmente determinísticos ⁷¹	1 a 3
Clase 1	50% a 100%	Verificación de la estimación	Determinísticos	1

Fuente: *Association for the Advancement of Cost Engineering*.

⁶⁹ El valor de 1 representa la máxima precisión (+10%/-5% de error).

⁷⁰ Métodos Estocásticos: están sujetos a conjeturas; se usan algoritmos cuyas variables independientes normalmente no son mediciones reales.

⁷¹ Métodos Determinísticos: normalmente no están sujetos a conjeturas significativas. Las variables independientes son más o menos una medida definitiva del ítem estimado.

A medida que el grado de definición del proyecto aumenta, la metodología tiende a progresar desde los métodos estocásticos a los determinísticos.

Teniendo en cuenta la etapa de análisis (prefactibilidad) en que se encuentra el proyecto, la estimación de la inversión corresponde a la Clase 5, en la cual se utilizan métodos de estimación estocásticos, regla de los seis décimos, factores de Lang, método de Timms, entre otros. En particular en esta tesis, se empleó el método de los seis décimos.

Este método fue desarrollado por R. Williams en 1947 para estimar el costo de equipos y, posteriormente, en 1950, C. Chilton extendió su uso aplicándolo para calcular el costo de inversión de una planta (Remer y Chai, 1990).

Para poder emplearlo es necesario conocer el costo de una planta o equipo similar a la que se está evaluando y su capacidad de producción. El costo de inversión de la planta o el equipo ($Costo_B$) es igual al producto entre el costo conocido ($Costo_A$) y la relación entre la capacidad en estudio ($Capacidad_B$) y la del equipo (o planta) conocido ($Capacidad_A$) elevada a un factor n (Remer y Chai, 1990).

$$Costo_B = Costo_A * \left(\frac{Capacidad_B}{Capacidad_A} \right)^n$$

Existe una gran variedad de estudios acerca del valor de n, con valores que oscilan entre 0,4 y 1. Entre ellos, Remer y Chai en 1990, estudiaron alrededor de 200 procesos químicos diferentes, determinando que el valor promedio de n para plantas es de 0,67.

Sin embargo, en este trabajo se utiliza la información provista por *Electric Power Research Institute* (2007) de la planta *Sasol Chevron* en Qatar, teniendo en cuenta las unidades productivas más importantes, es decir, aquellas que aparecen en el diagrama de flujo del proceso. Para estos equipos los autores presentan la inversión requerida en la mencionada planta y el valor de n apropiado para cada uno de los equipos. La suma total de costos de las unidades constituye el *Inside Battery Limits*⁷² (ISBL), luego este valor debe ser ajustado por un factor⁷³ que le adiciona el valor de las instalaciones auxiliares⁷⁴. Además se le aplica un factor de

⁷² El costo *inside battery limits* incluye todos los equipos directamente asociados con el proceso de producción, pero excluye las oficinas administrativas, áreas de almacenamiento, servicios, y otras instalaciones auxiliares esenciales y no esenciales (Perry y Green, 1997).

⁷³ Según Perry y Green (2007) este factor es de 0,4.

⁷⁴ Estos costos incluye los *outside battery limits*, esto es todas las estructuras, equipos y servicios que no están directamente involucrados en el proceso. Estos se pueden clasificar en:

- *Utilities facilities* (vapor, electricidad, agua de refrigeración, agua de proceso, refrigeración, gases inertes, combustible, entre otras).
- *Service facilities* (plantas de tratamiento, vertedero de sólidos, salas de control, laboratorios, mantenimiento, oficinas, instalaciones médicas, comedores, estacionamiento, entre otras). (Perry, 1997)

localización⁷⁵ y, por último, se expresa en valores de febrero de 2010 aplicando el *Chemical Engineering Plant Cost Index*⁷⁶.

En el Cuadro N° 15 se presenta un detalle del valor de inversión requerida para la planta en estudio.

Cuadro N° 15. Inversión inicial. Estimación (dólares de diciembre de 2010)

	U\$S
Recepción de Gas Natural	2.864.052
Precaentamiento y Reformado de Gas Natural	10.912.673
Unidad de Separación de Aire y Compresor de Oxígeno	97.494.875
Reformador Autotérmico	58.184.372
Enfriamiento del Gas de Síntesis	25.557.633
Reactores de Fischer Tropsch en Fase Líquida	96.553.148
Procesamiento del Gas Fischer Tropsch	31.526.147
Hidrotratamiento	31.526.147
Sobrecalentador de Vapor	13.575.851
Generador Eléctrico	43.214.649
Servicios	17.289.462
Almacenamiento	37.315.776
Instalaciones Auxiliares fuera del Límite de Batería	186.405.914
Ingeniería, Puesta en Marcha y Capital de Trabajo	93.202.957
Contingencias	69.902.218
Subtotal	815.525.874
Localización	1,35
Ajuste a febrero de 2010	532
Total	1.319.168.205

El sistema de depreciación elegido para la inversión del proyecto es el método lineal con un plazo de 15 años, sin valor residual⁷⁷.

Usualmente el capital de trabajo se calcula de forma independiente a la inversión inicial y se reintegra al finalizar el horizonte de evaluación. Sin embargo, el método utilizado incluye dicho concepto, por lo tanto, no se puede discriminar.

2. Ingresos

Para calcular los ingresos se consideraron las cantidades que se obtienen en el proceso y los precios presentados en el Plan de Ventas incluido en el Estudio de

⁷⁵ Se supone un factor de 1,35 correspondiente a la localización del proyecto en la Provincia de Santa Cruz, Argentina (IPA, 2010b; Perry y Green, 1997).

⁷⁶ Este índice es publicado por *Hydrocarbon Processing*.

⁷⁷ Si bien existen distintos métodos para calcular la depreciación, en los estudios de viabilidad se acepta la convención de que es suficiente aplicar el método de línea recta sin valor residual (Sapag Chain N y Sapag Chain, R, 2007).

Mercado, que son de 81,69 U\$/bbl para el gas oil y de 39 U\$/bbl para la nafta petroquímica.

En el siguiente cuadro se exponen los ingresos anuales netos del Impuesto a los Ingresos Brutos (1,5%).

Cuadro N° 16. Ingresos (dólares de diciembre de 2010)

	U\$S /año
Gas oil	432.265.233
Nafta Petroquímica	78.847.412
Total	511.112.645

3. Costos

La principal materia prima/insumo utilizada en el proceso GTL es el gas natural y será provisto a la planta a través del Gasoducto General San Martín. El volumen que ingresará es de 6 millones de m³ al día y su valor es de 3,00 U\$/MMBTU, lo cual representa un costo anual de 230.313.653 dólares.

Otro factor requerido como materia prima y como insumo es agua no potabilizada. Como se expresó en el Estudio Técnico, la misma es generada internamente por lo que no se requiere suministro externo.

En cuanto al consumo de energía eléctrica, el proyecto está balanceado energéticamente por lo tanto tampoco se requerirá contratar energía eléctrica externa.

Por otro lado, se debe considerar el costo de otros insumos necesarios en el proceso de producción tales como catalizadores y químicos. En conjunto este monto asciende a U\$S 15.616.183 por año, según información presentada por el tecnólogo Lurgi (Wagner, 2002).

El costo total de la mano de obra se calculó suponiendo una dotación de 300 empleados y un salario anual promedio de U\$S 52.000⁷⁸ incluyendo todas las jerarquías. En total este componente del costo es de 15.600.000 dólares.

Adicionalmente, se estimó en concepto de seguros un costo anual del 1,5% de la inversión inicial, es decir, 19.787.523 U\$S/año. Otros componentes considerados son los gastos de estructura que se estiman como el 80% del costo de la mano de

⁷⁸ Este monto surge de multiplicar por 13 el salario mensual promedio informado por FOMICRUZ S.E. para la Provincia de Santa Cruz.

obra⁷⁹, los cuales ascienden a 12.480.000 dólares anuales; y el gasto en materiales para mantenimiento que se calcula como el 2% de la inversión inicial y alcanza U\$S 26.383.364 por año (*Stanford Research Institute, 1998*).

El Cuadro N° 17 resume todos los costos contemplados en el proyecto.

**Cuadro N° 17. Costos
(Dólares de diciembre de 2010)**

	U\$S /año
Gas Natural	230.313.653
Catalizadores y Químicos	15.616.183
Mano de Obra	15.600.000
Seguros	19.787.523
Gastos de Estructura	12.480.000
Materiales	26.383.364
Total	320.180.723

4. Flujo de Caja

A partir de los datos presentados anteriormente se construye el flujo de caja del proyecto para un horizonte de 15 años (Cuadro N° 18). Cabe destacar que se consideró la aplicación del Impuesto a las Ganancias con una tasa del 35%.

Cuadro N° 18. Flujo de caja sin valor residual (Dólares de diciembre de 2010)

	Año 0	Años 1-15
Inversión	-1.319.168.205	
Ingresos		511.112.645
Costos		-320.180.723
Depreciación		-87.944.547
Resultado Neto Antes de Impuestos		102.987.375
Impuesto a las Ganancias		-36.045.581
Resultado Neto Después de Impuestos		66.941.794
Depreciación		87.944.547
Flujo Neto de Fondos	-1.319.168.205	154.886.341

Cuadro N° 19. Indicadores de rentabilidad sin valor residual

VAN (U\$S)	-530.552.389
TIR	8,08%

La rentabilidad del proyecto se realiza teniendo en cuenta los criterios analizados en el marco teórico (VAN y TIR), considerando una tasa de descuento del 18%⁸⁰. El

⁷⁹ Cabe mencionar que normalmente estos gastos se estiman en función de la inversión inicial.

⁸⁰ Tasa de descuento que se utiliza actualmente en la industria petroquímica. Si bien se lo considera un valor alto, se respeta el dato provisto por el sector aunque teniendo en cuenta que se trata de una tasa de rentabilidad real habría que tomar como referencia la estimación realizada por Weston y Copeland (1995). Estos autores sostienen que la aplicación del CAPM presenta la ventaja de que sus parámetros son constantes generales del mercado. Asimismo, dado que los valores de β son constantes los rendimientos del mercado aplicables a periodos prolongados se encuentran dentro de un rango del 9% al 11%. Por otra parte, demuestran que el nivel de la tasa libre de riesgo se ha encontrado en el nivel de 4

proyecto no es aceptable ya que arroja un VAN negativo y la TIR resulta menor que la tasa de rentabilidad exigida al proyecto (Cuadro N° 19). Cabe mencionar que si bien los indicadores de rentabilidad mejoran si se incorpora el valor residual⁸¹ de la inversión, los valores que toman no son suficientes para lograr la aceptación del proyecto (Cuadro N° 20).

Cuadro N° 20. Indicadores de rentabilidad con valor residual

VAN (U\$S)	-458.688.535
TIR	10,71%

6. Análisis de Escenarios

Dado que en términos de rentabilidad, la situación original es desfavorable, se plantea un primer escenario alternativo en el cual se valúan los productos comercializados según sus precios internacionales. Esto implica que la Resolución N° 394/2007 no se encontraría operativa, con lo cual el precio del gas oil se equipararía al precio de importación del mismo y la nafta petroquímica se valoriza al precio de exportación. La anulación de dicha resolución resulta poco probable ya que provocaría un incremento significativo de los costos de transporte con el consiguiente costo político.

En este contexto, el gas oil se colocaría a 108,03 U\$S/bbl⁸² y la nafta petroquímica a 82,63 U\$S/bbl⁸³, por lo tanto los ingresos del proyecto ascenderían a 740.251.143 dólares, resultando el proyecto aceptable (Cuadro N° 21 y Cuadro N° 22).

**Cuadro N° 21. Flujo de caja con precios internacionales
(Dólares de diciembre de 2010)**

	Año 0	Años 1-15
Inversión	-1.319.168.205	
Ingresos		740.251.143
Costos		-320.180.723
Depreciación		-87.944.547
Resultado Neto Antes de Impuestos		332.125.873
Impuesto a las Ganancias		-116.244.055
Resultado Neto Después de Impuestos		215.881.817
Depreciación		87.944.547

a 6%. Con lo cual la tasa de descuento sería 10% o 12% según se realice una estimación de mínima o máxima.

⁸¹ Para el cálculo del valor residual se utilizó el método económico a perpetuidad con una tasa de interés del 18%

⁸² Este valor surge del promedio correspondiente al año 2010 de colocar un litro de gas oil importado en el surtidor de una estación de servicio.

⁸³ Esto es, el precio de exportación promedio del año 2010.

Flujo Neto de Fondos	-1.319.168.205	303.826.364
-----------------------------	----------------	-------------

Cuadro N° 22. Indicadores de rentabilidad con precios internacionales

VAN (U\$S)	227.787.292
TIR	21,84%

Otro escenario alternativo consiste en contemplar la posibilidad de acceder al régimen transitorio para el tratamiento fiscal de las inversiones en bienes de capital nuevos destinados a la actividad industrial propuesto por el Ley Nacional N° 26.360/2008. Los sujetos alcanzados por dicho régimen podrán practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los mismos, en 3, 4 o 5 cuotas anuales, iguales y consecutivas.

Cabe mencionar que para que este escenario sea viable es necesaria la prolongación de la vigencia de esta ley ya que, la misma establece que estas inversiones deben realizarse durante el período comprendido entre el 1° de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2010.

Para el diseño de este escenario se valoró la producción a los precios vigentes en el mercado local (caso base) y que la inversión se puede amortizar en 5 cuotas. Si bien mejoran los indicadores de rentabilidad no es posible aceptar el proyecto (Cuadro N° 23 y Cuadro N° 24).

**Cuadro N° 23. Flujo de Caja con amortización acelerada
(Dólares de diciembre de 2010)**

	Año 0	Años 1-5	Años 6 - 15
Inversión	-1.319.168.205		
Ingresos		511.112.645	511.112.645
Costos		-320.180.723	-320.180.723
Depreciación		-263.833.641	0
Resultado Neto Antes de Impuestos		-72.901.719	190.931.922
Impuesto a las Ganancias			-66.826.173
Resultado Neto Después de Impuestos		-72.901.719	124.105.749
Depreciación		263.833.641	0
Flujo Neto de Fondos	-1.319.168.205	190.931.922	124.105.749

Cuadro N° 24. Indicadores de rentabilidad con amortización acelerada

VAN (U\$S)	-456.262.947
TIR	9,18%

Asimismo se puede delinear un escenario a partir de considerar el posible financiamiento de la inversión inicial. Para esto se supone que se recurre a un préstamo equivalente al 50% de la misma otorgado por una institución

internacional amortizable en 10 cuotas anuales con sistema francés y una tasa de interés del 4,72%⁸⁴. Si bien los indicadores de rentabilidad mejoran, el proyecto no es aceptable al costo de oportunidad exigido. Este escenario resulta favorable solo si se financia el 85% de la inversión inicial, lo es poco probable en la realidad (Cuadro N° 25, Cuadro N° 26 y Cuadro N° 27).

⁸⁴ Este valor está compuesto por la suma del promedio de la tasa LIBOR a un año vigente entre 2001 y 2010 y un porcentaje del riesgo país argentino correspondiente a la porción de la producción que se destina al mercado interno (70%).

Cuadro N° 25. Préstamo. Amortización con sistema francés (en miles) (Dólares de diciembre de 2010)

N° de Cuota	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Monto de la cuota	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245	84.245
Interés	31.106	28.600	25.976	23.228	20.350	17.337	14.181	10.877	7.417	3.794
Amortización	53.139	55.645	58.269	61.017	63.895	66.908	70.064	73.368	76.828	80.451
Saldo capital	606.445	550.800	492.531	431.513	367.618	300.710	230.647	157.279	80.451	0

Cuadro N° 26. Flujo de caja con financiamiento (en miles) (Dólares de diciembre de 2010)

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11 - 15
Inversión	-1.319.168											
Préstamo	659.584											
Ingresos		511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113	511.113
Costos		-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181	-320.181
Intereses		-31.106	-28.600	-25.976	-23.228	-20.350	-17.337	-14.181	-10.877	-7.417	-3.794	0
Depreciación		-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945	-87.945
Resultado Neto Antes de Impuestos		71.881	74.387	77.012	79.760	82.637	85.650	88.806	92.110	95.570	99.193	102.987
Impuesto a las Ganancias		-25.158	-26.036	-26.954	-27.916	-28.923	-29.978	-31.082	-32.239	-33.450	-34.718	-36.046
Resultado Neto Después de Impuestos		46.723	48.352	50.058	51.844	53.714	55.673	57.724	59.872	62.121	64.476	66.942
Depreciación		87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945	87.945
Amortización Capital del Préstamo		-53.139	-55.645	-58.269	-61.017	-63.895	-66.908	-70.064	-73.368	-76.828	-80.451	0
Flujo Neto de Fondos	-659.584	81.528	80.651	79.733	78.771	77.764	76.709	75.605	74.448	73.237	71.969	154.886

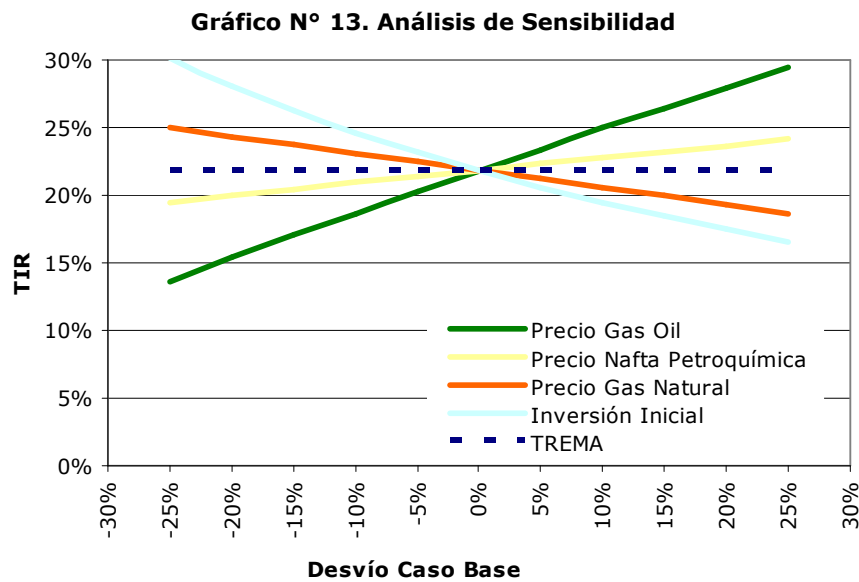
Cuadro N° 27. Indicadores de rentabilidad con financiamiento

VAN (U\$S)	-214.659.850
TIR	11,02%

7. Análisis de Sensibilidad

Dada la incertidumbre del contexto en el cual se inserta el proyecto, es conveniente observar la sensibilidad de la rentabilidad del mismo frente a cambios en las variables principales (monto de la inversión inicial, precios de venta del gas oil y de la nafta petroquímica y costo del gas natural). Este análisis se realizará sobre el escenario que considera que los productos se colocarán a precios internacionales ya que es el que mejores resultados arroja.

El precio del gas oil y la inversión inicial son las variables críticas que provocan mayor repercusión en la rentabilidad, es decir que la TIR muestra mayor elasticidad respecto de estas variables. Este indicador presenta mayor sensibilidad cuando mayor es la disminución en el valor de estas variables y cuando menor es el aumento de las mismas (Gráfico N° 13 y Cuadro N° 28).



Cuadro N° 28. Elasticidad de la TIR respecto a las variables principales⁸⁵

Variable	Variación de la variable				
	-20%	-10%	0%	10%	20%
	Cambios en la TIR				
Precio Gas Oil	1,48	1,46	0	1,41	1,40
Precio Nafta Petroquímica	0,43	0,42	0	0,42	0,42
Precio Gas Natural	-0,57	-0,57	0	-0,58	-0,58
Inversión Inicial	-1,43	-1,28	0	-1,07	-1,00

⁸⁵ La elasticidad de la TIR indica cuánto varía este indicador cuando se modifica algunas de las variables principales. Por ejemplo, si disminuye en un 20% el precio del gas oil la TIR decrece en 1,48%

Asimismo si se amplía el horizonte de planeamiento a 20 años la TIR asciende aproximadamente un 3,7% alcanzando un valor de 22,64%. Por otra parte, si se mantiene inalterado el horizonte original de 15 años pero se considera un valor residual de la inversión⁸⁶ la TIR se incrementa en alrededor del 7% (23,33%). En el cuadro N° 29 se ilustra los indicadores de rentabilidad del proyecto para cada uno de los distintos horizontes de planeamiento indicados.

Cuadro N° 29. Indicadores de rentabilidad. Comparación distintos horizontes de planeamiento

Horizonte de planeamiento	15 años	20 años	15 años con valor residual
VAN (U\$S)	227.787.292	307.137.301	368.756.040
TIR	21,84%	22,64%	23,33%

Un análisis alternativo que se puede realizar consiste en calcular qué valor tendría que adoptar cada una de las variables principales, *ceteris paribus*, para que el proyecto genere la rentabilidad mínima exigida al capital (18%), es decir que el VAN sea igual a cero o la TIR exactamente el 18% (Cuadro N° 30).

Cuadro N° 30. Variables Principales. Valores a adoptar

Variable	Valor que debería adoptar		Variación respecto Caso - Base
Inversión Inicial	1.547.634.060	U\$S	17,32%
Precio Gas Oil	95,07	U\$S/bbl	-11,99%
Precio Nafta Petroquímica	49,10	U\$S/bbl	-40,58%
Precio Gas Natural	3,89	U\$S/MMBTU	29,67%

Luego de analizar los indicadores de rentabilidad y el análisis de sensibilidad se puede señalar que, dado que la TIR arroja un valor cercano al costo del capital, con leves cambios desfavorables en las variables críticas el proyecto resultaría inviable.

⁸⁶ Calculado según el método económico a perpetuidad utilizando una tasa de interés del 18%.

Capítulo IX - Análisis Beneficio Costo Social

1. Marco Teórico

La evaluación privada de proyectos estudia la rentabilidad desde el punto de vista del inversor, examinando las ganancias monetarias generadas por el negocio. Sin embargo, si se pretende analizar el aporte de una determinada inversión al bienestar de la sociedad la evaluación privada no es la herramienta adecuada. Esto se debe a que la misma limita su análisis al impacto sobre el inversor, considerando únicamente el aporte financiero del proyecto, sin tener en cuenta otros objetivos o elementos que pueden contribuir al bienestar común. La evaluación social contempla dicha contribución y mide la viabilidad del proyecto para la economía en su conjunto, comparando los beneficios con los costos que el mismo genera para la sociedad. Asimismo, la evaluación social incorpora tanto un análisis de eficiencia como de equidad, es decir, que considera los efectos sobre la distribución del ingreso (Castro y Mokate, 2003).

El bienestar de una comunidad suele estimarse a partir de la cantidad de bienes y servicios disponible (producto nacional), de la cantidad relativa de bienes y servicios recibidos por cada uno de los miembros del comunidad (distribución personal del ingreso nacional), de las libertades políticas, del respeto al derecho de la propiedad, a las instituciones, al ejercicio de los derechos humanos, de la movilidad social, entre otros factores (Fontaine, 1999).

Cabe mencionar que es independiente de la naturaleza privada o pública de quien realice la inversión, la óptica desde la cual se puede evaluar un proyecto de inversión (Schenone, 1983).

La evaluación social, como se mencionó, intenta valorar los efectos para todos los miembros de la sociedad, identificándose tanto impactos en el consumo como en la producción.

Los efectos en el consumo se asocian, por un lado, al aumento del consumo como resultado de los bienes producidos por el proyecto, consecuencia de la disminución de los precios ocasionada por la mayor oferta. Este incremento se considera un beneficio social por mayor consumo. Sin embargo, también se generan costos sociales por menor consumo, estos se originan en la disminución del consumo de

insumos, por parte de otros usuarios, debido al incremento del precio por la mayor demanda (Gutierrez, 1993).

Asimismo, dado que los proyectos provocan incrementos en la oferta y por lo tanto disminuciones en los precios del bien quedando fuera del mercado los productores menos eficientes. Esta disminución constituye los llamados beneficios sociales por menor producción que liberan recursos e implican un ahorro para la economía. Adicionalmente, la mayor demanda de insumos necesarios para el proyecto puede generar un crecimiento de su producción, originando los denominados costos sociales por mayor producción⁸⁷ (Gutierrez, 1993).

A los efectos de valorar beneficios y costos sociales suele aplicarse el enfoque de eficiencia, basado en los tres postulados básicos enunciados por Harberger (1973) para hacer análisis de bienestar. Estos postulados surgen al aplicar un enfoque económico basado en preferencias reveladas y son los siguientes (Torche, 1994; Gutierrez, 1993):

Primer postulado: El beneficio de una unidad adicional de un bien o servicio para un consumidor se mide por su precio de demanda, es decir su disposición a pagar por el bien.

Segundo postulado: El costo de una unidad adicional de un bien o servicio para un productor se mide por su precio de oferta, esto es el costo de oportunidad por el uso de los recursos empleados.

Tercer postulado: El beneficio o costo social para la sociedad en su conjunto puede estimarse a partir de la adición de los beneficios y costos sociales individuales, sin importar a quien afecta (Harberger, 1973).

El primer postulado⁸⁸ señala que en un mercado competitivo los individuos valoran una unidad adicional de un bien por su precio de demanda. Dado que el precio de mercado indica la disposición a pagar del consumidor marginal, todos los consumidores anteriores están dispuestos a pagar un precio más alto. La diferencia entre la disposición a pagar de estos consumidores no marginales y el precio de mercado, es el excedente del consumidor. La suma de este excedente y lo que efectivamente pagan los consumidores⁸⁹ por el bien, indica la valoración del mismo

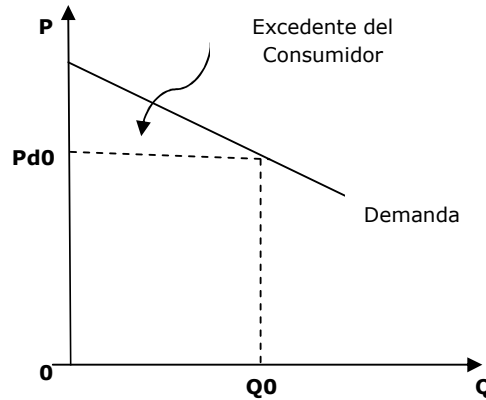
⁸⁷ Se consideran una desviación de recursos por parte de la economía.

⁸⁸ El análisis de los postulados se realiza a partir de Ortegón, Pacheco y Roura, 2005

⁸⁹ Gráficamente el rectángulo $OP^d_0BQ_0$

por parte de la sociedad. Es decir, la valoración total de un bien por parte de la sociedad es la suma de las disposiciones a pagar de cada individuo (Gráfico N° 14).

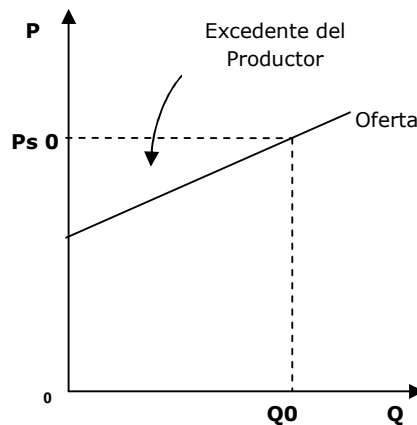
Gráfico N° 14. Excedente del Consumidor



El segundo postulado indica que el precio de oferta, en un mercado competitivo, mide el costo económico de los recursos utilizados en la producción de ese bien, siendo ese precio el mínimo que los productores estarían dispuestos a aceptar para desprenderse de una unidad del bien. Es decir, representa el costo de oportunidad del mismo. El precio de mercado refleja el costo de oportunidad de la unidad marginal del bien que ingresa al mercado, siendo la diferencia entre ese precio y el costo de cada unidad anterior el excedente del productor. En el

Gráfico N° 15, el costo social está representado por el rectángulo $OP^s_0BQ_0$ menos el excedente del productor, es decir, se corresponde con lo que realmente reciben los productores por los bienes.

Gráfico N° 15. Excedente del Productor



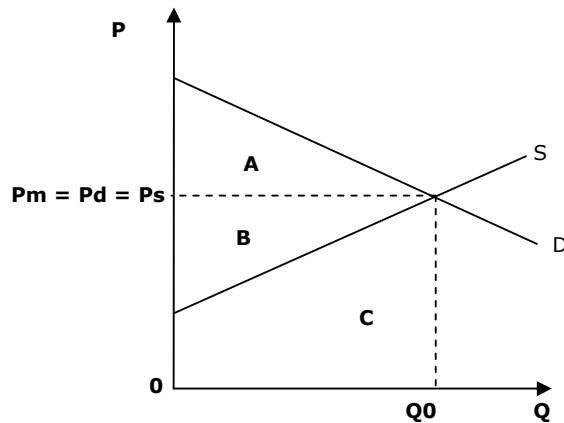
De acuerdo a lo comentado, la deducción del tercer postulado resulta sencilla. Para cuantificar el efecto neto de un proyecto que altera las decisiones de consumo y producción de diversos agentes se suman los efectos individuales, dado que se los ha considerado de acuerdo a la valoración de cada uno de ellos (Gutierrez, 1993). De esta forma este postulado establece que el análisis es neutro en términos de redistribución de los recursos. Si el proyecto genera ganadores y perdedores y/o si afecta de alguna forma sectores de diferente ingreso, estos aspectos no son considerados en la determinación del efecto total del proyecto ya que lo que se intenta cuantificar es la contribución neta para la sociedad. Esta se define como la diferencia entre el valor total que la sociedad asigna a los bienes generados por el proyecto y el costo que para ella significa producirlos.

En el Gráfico N°16 se resumen los razonamientos anteriores: en un mercado competitivo, el precio de mercado P_{m_0} es el precio al cual tanto demandantes como productores estarían dispuestos a comerciar la misma cantidad del bien. En consecuencia, el excedente del consumidor es A, y el del productor es B. Mientras que el área C representa el costo total que para la sociedad significa producirlos. Entonces se puede definir el Beneficio Económico Total como la suma del excedente del consumidor, el excedente del productor y costo económico total, es decir,

$$\text{Beneficio Económico Total} = A + B + C$$

$$\text{Beneficio Económico Neto} = \text{Beneficio Económico Total} - \text{Costo Económico Total} = (A+B+C) - C = A + B$$

Es decir que, el beneficio económico neto es igual a la suma del excedente del productor y el excedente del consumidor.

Gráfico N° 16. Equilibrio competitivo

Los dos primeros postulados suponen, por un lado, que todos los mercados son perfectamente competitivos y, por otro lado, las decisiones de consumo y de producción de un agente no afectan a terceros (Gutierrez, 1993).

Con respecto al primer supuesto, cabe mencionar que en la realidad los mercados de bienes e insumos afectados por el proyecto normalmente están distorsionados. Estas son imperfecciones o fallas de mercado, que los alejan de los principios de competencia perfecta. Por lo tanto, las señales que los mercados envían (los precios) y la asignación de recursos derivada de esas señales probablemente diferirán de las resultantes de un mercado competitivo.

El segundo de los supuestos se relaciona con el concepto de externalidades en la producción o el consumo. Esto ocurre cuando terceros agentes, que no participan ni en los actos de consumo ni en los de producción, son afectados por las decisiones que tomen los directamente involucrados. Dado que se intenta medir el efecto del proyecto sobre la sociedad en su conjunto estos efectos deberían incluirse.

Con el objetivo de aplicar el análisis de eficiencia es necesario estimar el verdadero valor de los efectos anteriormente mencionados, lo que se logra mediante el empleo de los denominados precios sombras de los bienes. Estos precios se utilizan en lugar de los observados en el mercado, cuando la escasez y utilidad de esos bienes no es reflejada por el mercado, debido a distorsiones o imperfecciones en el mismo (Aldunate, 1993; Ortegón et al, 1983). Es decir, estos precios sombra reflejan el costo social de oportunidad de usar los recursos en un proyecto, una primera aproximación a estos precios corresponde al costo marginal del producto en cuestión (Di Chiara, 1988).

El uso de los precios sombra plantea dos problemas. El primero de ellos es de orden práctico y consiste en la estimación de los costos marginales, ya sea por la existencia de imperfecciones del mercado o de externalidades, los precios de mercado no reflejan los costos marginales privados. Por lo tanto, es necesario ajustar dichos precios de manera de poder incluirlos en la evaluación económica. El segundo problema es de tipo conceptual y surge de considerar que solo se alcanzará una asignación de recursos eficiente si todos los sectores de la economía forman sus precios en función de sus costos marginales (Di Chiara, 1988).

Este análisis de eficiencia no asigna valor a la redistribución del ingreso ya que, en función del tercer postulado de Harberger, valora de igual forma el aumento del consumo de un individuo de bajos ingresos que el de uno de altos ingresos. Cuando se levanta este supuesto, se introduce en la evaluación el enfoque de equidad. Así la evaluación social analiza el aporte del proyecto tanto al objetivo económico de eficiencia como al objetivo de equidad (Castro y Mokate, 2003).

Para ello es necesario medir en cuanto varía el bienestar social cuando se modifica el consumo de algún bien por parte de un determinado grupo social, en un momento dado, como consecuencia de la realización del proyecto. Para que esto sea posible, es necesario poder estimar la función de bienestar social de la comunidad que señale cuáles son los elementos que contribuyen a dicho bienestar. Dicha función de bienestar social se puede expresar de la siguiente manera:

$$U_s = U(C_{ijt})$$

Donde U_s indica la utilidad de la sociedad, el subíndice i el bien o servicio analizado, j el grupo socioeconómico que realiza el consumo y t el momento en el cual se lleva a cabo el consumo. Entonces el proceso de evaluación consiste en medir el cambio en la función de bienestar social con respecto al proyecto en estudio, esto es:

$$\frac{dU_s}{dp} = \sum_{t=0}^T \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \frac{dU_s}{dC_{ijt}} \frac{dC_{ijt}}{dp}$$

Las derivadas dU_s/dp describen la utilidad marginal social del consumo del bien por parte de un grupo en un momento dado y permiten asignar valor a cada impacto. Esta formulación del problema de evaluación implica que el valor asignado al consumo depende de tres elementos:

- Las preferencias de los consumidores y los no consumidores del bien o servicio reflejadas en el hecho de hacer que cada bien reciba una valoración particular, según la utilidad marginal social de su propio consumo, medida a partir del excedente del consumidor y disposición a pagar.
- El grupo socioeconómico cuyo consumo se afecta por el proyecto. Esta formulación permite asignar diferentes valores según el grupo social afectado a partir de la incorporación de comparaciones interpersonales de utilidad.
- El momento en que se perciba el efecto del proyecto.

Sin embargo, este enfoque plantea algunas dificultades en su implementación que se derivan del hecho de que la utilidad no es observable y por lo tanto las utilidades marginales no son fácilmente estimables. Por esta razón es necesario definir en qué grado es diferente el valor del bien i según los distintos grupos socioeconómicos, lo que involucra juicios de valor⁹⁰.

Al cuestionar la magnitud de la diferencia entre el valor (la utilidad marginal del consumo) del bien, i , para un grupo y el del mismo bien para otro grupo, se busca definir un ponderador redistributivo o un parámetro de comparación interpersonal de utilidad. Sin embargo, el hecho de no poder observar la utilidad y la falta de unidades para medirla, hace que no existan elementos objetivos para definir el valor de los ponderadores distributivos. Tampoco existe mecanismo de expresión del sentir de la sociedad, lo que hace que la cuantificación del valor social resulta dificultosa (Castro y Mokate, 2003).

Debido a esto, en la cuantificación de la utilidad generalmente no se realiza la evaluación social teniendo en cuenta el enfoque de equidad, sino que se realiza solo la evaluación económica, es decir, se aplica solo el enfoque de eficiencia. En este caso, como se mencionó anteriormente, se asigna el mismo valor a todas las utilidades marginales de un bien o factor dado, sin importar el subíndice j , que indica el grupo que sufre el impacto del proyecto que se analiza.

En cuanto a los métodos utilizados para la evaluación económica y social de proyectos, se distinguen tres enfoques alternativos: Método de Naciones Unidas, denominado UNIDO, cuyos autores son Dasgupta, Sen y Marglin; Método de OCDE de Little y Mirrlees; y Método de los Efectos, desarrollado por Marc Chervell.

⁹⁰ La evaluación económica también involucra un juicio de valor: el de equivalencia del consumo de un determinado bien independientemente del grupo consumidor. Así, la evaluación económica constituye un caso especial de la evaluación social: es el caso de suponer que los ponderadores distributivos sean de valor constante.

Los dos primeros presentan algunas coincidencias y también diferencias. Con respecto al Método de los Efectos, por sus características, será considerado por separado⁹¹.

Tanto el método propuesto por OCDE como el de UNIDO intentan captar todas las repercusiones del proyecto, valorando los costos sociales a partir de la medición del costo de oportunidad de los bienes utilizados en el proyecto y los beneficios sociales considerando la función de bienestar social. Por último, los flujos de fondos del proyecto se actualizan a una tasa de descuento social que determinaría las preferencias de la comunidad entre consumo presente y consumo futuro.

Por otra parte estos enfoques difieren en algunos aspectos. En primer lugar, los objetivos: por un lado, UNIDO propone la evaluación de cada proyecto en función ciertas metas fijadas con anterioridad por la sociedad o las autoridades, intentando medir las consecuencias sobre el consumo global, ya que considera a este parámetro como indicador del bienestar. Para esto, cuantifica el aumento del consumo global per cápita durante el período de análisis, utilizando un factor de ponderación mayor a la unidad si se desea privilegiar el consumo de un determinado sector social o de cierta región. Asimismo, procura evaluar las consecuencias sobre el crecimiento del ingreso nacional: una mayor tasa de crecimiento del Producto Bruto Interno o Ingreso Nacional, implica mayor consumo futuro y, por lo tanto, puede estudiarse ese efecto a través del objetivo anterior. También se propone evaluar las consecuencias sobre el nivel de empleo: su incremento puede analizarse como un objetivo en si mismo o por sus efectos sobre el ingreso y el consumo. El impacto directo sobre el empleo podría evaluarse mediante la estimación de la cantidad de bienes que no se producen al tener un recurso ocioso. En cambio, OCDE contempla un único objetivo: el aumento del consumo global.

Estos métodos se distinguen también por el numerario o medida de referencia que emplean para evaluar los beneficios y costos en unidades económicas. En este sentido, UNIDO mide los costos y beneficios en unidades de consumo, es decir, considera al consumo total presente como numerario. El valor de la inversión se estima mediante el precio de preferencia de la inversión respecto al consumo: cuantas unidades de consumo presente y futuro genera cada unidad monetaria invertido. Por el contrario, OCDE toma como medida de referencia a la inversión y

⁹¹ El análisis de los métodos propuestos por UNIDO y OCDE se realiza en base a Picardi (1989)

calcula el valor del consumo en unidades de inversión, definiendo su numerario como el ingreso público generado por el proyecto libremente disponible para inversión. Para UNIDO el numerario es el valor presente del consumo en manos del individuo medio y para OCDE el excedente de ingreso generado que queda en poder del gobierno para su libre asignación.

La elección de una unidad de medida uniforme implica expresar todos los valores en la misma moneda y en el mismo poder adquisitivo, es decir, tomando en cuenta el efecto de las restricciones al comercio sobre los precios internos. De esta forma, según UNIDO los beneficios de un proyecto se consideran en moneda nacional y poder adquisitivo interno, y para OCDE en moneda nacional y poder adquisitivo internacional.

Los beneficios y costos se valoran de distinta forma en función de la unidad de cuenta que cada método utiliza. Según UNIDO, los bienes comercializables se contabilizan de acuerdo a su precio internacional: FOB para los bienes exportables y CIF para los importados, mientras que para los bienes no comercializables se debe estimar su precio de cuenta considerando la repercusión del proyecto en la economía en su conjunto. Si el mismo afecta la demanda de dicho bien se calcula a partir de la disposición a pagar de los consumidores por el bien; por el contrario, si los efectos recaen sobre la oferta del bien se tendrá en cuenta el costo de producción. Dado que los precios de los bienes transables deben expresarse en poder adquisitivo y moneda local se ajustan por la tasa social de cambio.

La metodología de OCDE sostiene que los bienes comercializables deben valuarse considerando sus precios en frontera y para estimar el valor de los bienes no comercializables se debe desagregar en sus componentes comercializables y aplicarle sus respectivos precios de frontera. Los recursos domésticos (mano de obra, tierra) se valúan a sus precios de cuenta y para expresarlos en poder adquisitivo internacional se los ajusta con factores de conversión que permiten depurarlos de las imperfecciones del mercado interno y llevarlos a su valor equivalente en frontera.

Otra diferencia importante corresponde al concepto de tasa social de descuento. UNIDO recomienda utilizar la tasa de preferencia intertemporal para descontar los flujos de fondos de los proyectos y de la productividad marginal del capital para valorar los fondos invertidos. En cambio, OCDE propone el uso de la tasa interna de

retorno (TIR) del proyecto marginal que permite alcanzar la plena utilización de los recursos de capital disponibles para inversión.

El método de los efectos fue concebido como un instrumento para la selección de un paquete de proyectos dentro del proceso de planificación global de un país y con algunas adaptaciones permite la evaluación de proyectos individuales. Es por esto que es conveniente exponer brevemente el concepto de plan⁹².

La elaboración de un plan de desarrollo se lleva a cabo en cinco etapas principales. En la primera etapa los responsables políticos definen los objetivos de política⁹³ y las estrategias que permitirán alcanzarlos. Luego, en la segunda etapa a partir de dichos objetivos y de las estadísticas y las cuentas nacionales, los economistas del equipo de planificación delinean proyecciones de la economía a mediano plazo que sirven de marco de referencia a la planificación. En la tercera etapa, considerando las conclusiones de las etapas anteriores, las comisiones sectoriales del plan explicitan las posibilidades de desarrollo o proyectos que puedan realizarse durante el período del plan. En la cuarta etapa, estos proyectos son evaluados por la Oficina Central de Planificación, la cual debe seleccionar aquellos que permitan alcanzar los objetivos planteados. Por último, una vez elaborada la programación de los proyectos, resta precisar un conjunto de medidas y políticas económicas que permitan su realización. En este contexto, el Método de los Efectos fue desarrollado para esclarecer la selección de proyectos que se debe realizar en la cuarta etapa del plan.

Este método se basa en medir los efectos de cada proyecto sobre los objetivos perseguidos y sobre sus restricciones. Para esto plantea cinco fases:

- Análisis de la economía del país en su conjunto: relaciones intersectoriales, nivel de utilización de la capacidad productiva instalada, relaciones con el exterior, compra de tecnología, propensión media al ahorro de cada sector productivo y social y la estructura del gasto en consumo. Esta fase está orientada a explicitar las características sobre las cuales operarán los objetivos propuestos.
- Análisis detallado del proyecto: con el fin de conocer cómo se articulará y afectará la economía, si se realiza el proyecto es necesario conocer el consumo intermedio doméstico por tipo de producto; el consumo intermedio importado por tipo de producto neto de impuestos; valor agregado: salarios (por

⁹² Este análisis se realiza a partir de (Chervell y Saldarriaga, 1983; Saldarriaga, 1993).

⁹³ El autor reconoce tres grandes objetivos: crecimiento de la economía en su conjunto; distribución social y regional de los ingresos; e de independencia económica del país.

categorías), impuestos, ingresos del empresario, etc.; total anual de ingresos del proyecto.

- Inserción del proyecto en la economía: en esta fase se relacionan las dos anteriores con el objetivo de simular la inserción del proyecto en la economía, considerando la relación entre cada proyecto y los otros que están en estudio y con los sectores que lo abastecerán y a los que éste abastecerá. Es necesario hacer proyecciones del comportamiento de cada uno de los sectores productivos durante un dado horizonte temporal. Para determinar los efectos del proyecto en los distintos sectores y para la economía global, se hace imprescindible contar con la matriz de insumo-producto, ya que las repercusiones se estiman en función de los coeficientes técnicos de requerimiento. Luego, el impacto global sobre la economía se lo desagrega en insumos domésticos, insumos importados y valor agregado (remuneraciones, impuestos y beneficio empresarial) (Picardi, 1989).
- Estudio de la solución alternativa, es decir de la economía sin proyecto. En esta instancia deben analizarse las mismas variables que en la fase anterior.
- Comparación de las dos soluciones para determinar los efectos del proyecto en la economía a partir de la cuantificación del incremento del valor agregado de cada una de las alternativas. Este análisis puede completarse considerando la distribución del valor agregado.

Los proyectos se ordenarán teniendo en cuenta la mayor diferencia entre el aumento del valor agregado correspondiente a la situación con proyecto respecto del valor agregado de la situación sin proyecto y los costos. Es decir las inversiones necesarias para ponerlos en marcha y las requeridas en otros sectores para satisfacer las demandas generadas por estos (Picardi, 1989).

Las características del método hacen que su aplicación sea prácticamente imposible en aquellos países que no han elaborado su matriz insumo-producto. Además algunos autores consideran que los costos de su utilización superarían el beneficio que podría proveer al mejoramiento en las evaluaciones socioeconómicas de proyectos de inversión realizadas aplicando cualquiera de los otros dos métodos (Picardi, 1989).

2. Evaluación Económica Social

Debido a las dificultades comentadas para realizar la evaluación social, solo se evaluará el proyecto desde el punto de vista económico, es decir, que se realizará el análisis de eficiencia a partir de la corrección de los precios utilizados en la confección del flujo neto de caja. Si bien para llevar adelante este análisis es posible emplear cualquiera de los métodos mencionados⁹⁴ siendo los resultados del proceso de evaluación independientes del método utilizado. Actualmente se considera que el método OCDE es el más eficiente ya que tiende a evaluar el impacto del proyecto en la balanza comercial lo que permite tener en cuenta la eficiencia en la asignación de recursos cuantificada en función del marco económico internacional⁹⁵, aunque en general no se incorporan los efectos redistributivos.

En función de esto, a continuación se corrige cada uno de los precios empleados en la evaluación privada⁹⁶.

Si se utilizan insumos importados se deben valorar según el monto de divisas necesarias para adquirirlos y para cubrir los costos de transporte de los bienes desde el puerto de ingreso, incluyendo los seguros y gastos comerciales netos de impuestos. Dado que los equipos que integran la planta deben importarse solo se debe corregir la inversión inicial para quitar el componente impositivo, por esta razón el factor de localización empleado en la estimación privada (1,35) ahora se reduce a 1,30. Por esta misma razón, el valor de los catalizadores empleados en el proceso de producción no debe modificarse.

Con respecto a los ingresos, dado que el país es un importador neto de gas oil este debe valorarse al precio CIF. Por otro lado, si la producción del proyecto se exporta su valor debe estimarse en función del monto equivalente en divisas descontados los gastos de transporte y distribución. Esto debe hacerse aún cuando la producción del proyecto no sea exportada y sea incorporada en el proceso de fabricación de otra industria nacional. Debido a que en la evaluación privada se utilizó el precio FOB el valor de la nafta petroquímica no debe ser corregido.

⁹⁴ El requisito es que frente a la disponibilidad de recursos de capital para llevar a cabo la inversión inicial, el paquete de proyectos sea evaluado en su totalidad con la misma metodología.

⁹⁵ No se emplea el enfoque ortodoxo ya que para ajustar los precios en frontera habría que utilizar el precio sombra de la divisa cuyo cálculo presenta diversas dificultades, existiendo además controversias en cuanto a la forma correcta de estimación.

⁹⁶ Esta corrección se realiza a partir de Little y Mirrlees, 1973.

El método establece que un bien debe considerarse como importado aún cuando se adquiera en el mercado doméstico debido a que otro consumidor local tendrá que comprar en el exterior en lugar de hacerlo a un proveedor nacional. Por lo tanto, el gas natural debe valuarse según su precio CIF. Argentina importa gas natural desde Bolivia y gas natural licuado de diversos países a un precio promedio de 7,5 U\$/MBTU.

Teniendo en cuenta que los salarios representan una fracción relativamente pequeña de los costos totales de un proyecto es posible prescindir de correcciones y utilizar los salarios de mercado en lugar del precio sombra⁹⁷. Este mismo argumento se puede emplear en el caso de los gastos de seguro, de estructura y de mantenimiento que explican un 9% de los costos totales de este proyecto.

Considerando las correcciones a los precios de mercado mencionadas, se construye el siguiente flujo de caja que representa una aproximación al balance neto de divisas para el país que resulta de la realización del proyecto.

Cuadro N° 31. Evaluación Económica Social. Flujo de caja

	Año 0	Años 1-15
Inversión	-1.270.310.123	
Ingresos		751.524.003
Costos		-663.941.170
Flujo Neto de Fondos	-1.270.310.123	87.582.833

**Cuadro N° 32. Evaluación Económica Social.
Indicadores de rentabilidad**

VAN (U\$S)	-616.115.092
TIR	3,28%

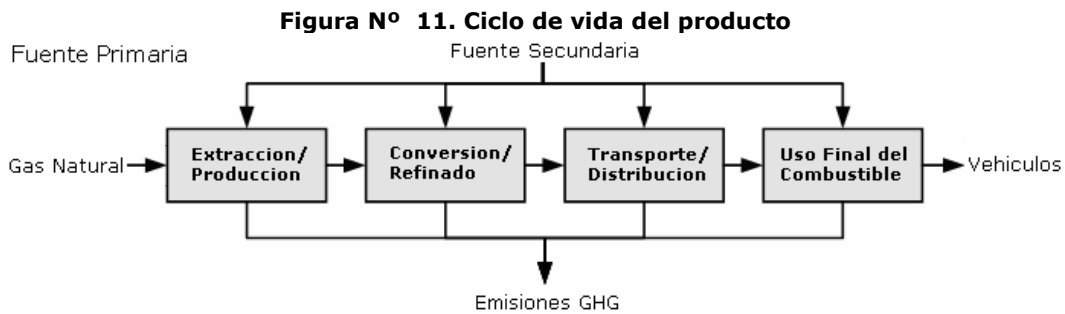
En la evaluación económica social se utiliza una tasa social de descuento del 12% que corresponde a la tasa de corte empleada al evaluar proyectos para las líneas de préstamos internacionales que administra el Sector Público. Por tanto, desde el punto de vista de la eficiencia en la asignación de recursos esta inversión no resulta aceptable ya que su TIR es menor a la rentabilidad exigida al capital y el VAN arroja valores negativos.

⁹⁷ En este proyecto los salarios representan aproximadamente el 2% de los costos de producción.

Capítulo X - Informe de Impacto Medioambiental

Introducción

En este capítulo se resumirán los posibles efectos medioambientales de los combustibles GTL a lo largo de su ciclo de vida, es decir desde la extracción y producción de gas natural, la conversión y refinación, transporte/distribución, y el uso final (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.11**). Es importante mencionar que, si bien la región donde se radicará la planta está alejada del mercado de consumo, resulta relevante considerar los efectos del uso de los combustibles en su totalidad. Asimismo, cuando sea posible, se compararán estos efectos con los derivados de la operación de una refinería convencional.



Para la elaboración de esta reseña se utilizó la información elaborada por Marano y Ciferno (2001) y *Price Water House Coopers LLP* (2003).

El primero de estos estudios realiza un inventario de las emisiones de gases invernadero para distintos escenarios. Siendo el más semejante al caso analizado el que considera la producción de combustibles GTL en Alaska, que es transportada por oleoducto a Valdez y, luego, en buque tanque hasta Estados Unidos, donde el combustible es refinado y distribuido en San Francisco.

En el mismo se consideran los gases de efecto invernadero (GHG), contaminantes críticos (PC), y emisiones tóxicas. Los gases de efecto invernadero analizados corresponden a las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), producidas por la combustión de combustibles fósiles y por el venteo de gas natural en el yacimiento; metano (CH_4), generado por emisiones fugitivas y de los gasoductos, así como también de la combustión incompleta o la antorcha y; óxido nitroso (N_2O) procedente de la combustión. Otros gases, como los clorofluorocarbonos, no son

tenidos en cuenta ya que, si bien son una fuente importante de GHG, su utilización y producción en el proceso de producción no es significativa.

El segundo de los estudios consultados considera una planta localizada en Medio Oriente, y tiene en cuenta los siguientes impactos medioambientales: energía y uso de los recursos; emisiones de gases de efecto invernadero; contaminantes del aire -incluyendo las emisiones acidificantes, emisiones de compuestos orgánicos volátiles (VOCs), emisión de particulados (PM) y; la generación de residuos sólidos. En este informe se realiza un análisis comparativo entre el sistema convencional de refinación y el sistema GTL teniendo en cuenta estos parámetros.

Si bien estos estudios analizan los efectos medioambientales de una planta con una capacidad de producción mayor a la planta bajo estudio⁹⁸, es válido utilizar esta información como una referencia de los posibles impactos ambientales de la misma. Esto se debe al hecho de que no se dispone de información técnica detallada sobre la planta proyectada.

1. Inventario de las emisiones de gases tóxicos

Según Marano y Ciferno (2001) durante el proceso de producción de combustibles GTL las emisiones de gases se generan a partir de varias fuentes, entre ellas, la combustión, el venteo y fuentes fugitivas.

Las emisiones de la combustión se asocian con el uso de combustibles en el proceso. El principal combustible utilizado es el generado en el área de reacción y mejoramiento del producto, el cual está constituido por una corriente de livianos (hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO) e hidrocarburos de C₁ y C₄) con un poder calorífico medio (300-400 Btu/scf). Se emplea en las calderas para proporcionar calor al proceso y para producir vapor y energía eléctrica. Las plantas cuentan con una antorcha para quemar el gas de venteo producido durante su funcionamiento, por lo que también se la considera como fuente de este tipo de emisiones. Las emisiones de CH₄ de la antorcha se estimaron a partir de información de las refinerías de Estados Unidos y se supone que ascienden a 5,5 g

⁹⁸ El análisis de Marano y Ciferno (2001) supone una planta con una capacidad de 50.000 barriles diarios (b/d) de combustibles GTL, el de *Price Water House Coopers LLP* (2003) considera una producción de 33.000 b/d de combustibles GTL y la planta proyectada en este estudio tendrá una capacidad de producción de 22.000 b/d.

CH₄ por barril refinado⁹⁹. Mientras que, las emisiones de CO₂ se calculan a partir de un balance de carbono de la planta FT.

Las emisiones de venteo corresponden a fuentes puntuales provenientes de la ventilación directa de corrientes del proceso y de servicios a la atmósfera. La corriente más importante en esta categoría, y la única incluida en este inventario, es la de CO₂ originada en la sección de eliminación de este compuesto. Esta es la principal fuente de emisión de gases de efecto invernadero en la etapa de conversión.

Las emisiones fugitivas son las producidas por pérdidas en los equipos (válvulas, bombas, etc), tanques de almacenamiento y en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales. Las emisiones de CH₄ se estimaron a partir de información de refinerías de Estados Unidos, suponiendo que son la mitad de las reportadas para una refinería promedio, es decir, 231 g de CH₄ por barril refinado. Este supuesto se basa en el estado del arte de la tecnología, el cual permite diseñar las plantas de manera de minimizar estas emisiones.

El Cuadro N° 33 resume el inventario de emisiones tóxicas producidas durante el proceso de producción de los combustibles FT.

Cuadro N° 33. Inventario de las emisiones de la producción de combustibles GTL (por litro de combustible producido)

Compuesto ¹⁰⁰	(mg)
CO ₂	752.797
CH ₄	53
N ₂ O	10
SO _x	0,4
NO _x	327
CO	79
VOC	24
PM	7

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

Las emisiones de gases de efecto invernadero se presentan en el Cuadro N° 34. Para facilitar la interpretación, las de CH₄ y N₂O se han convertido en unidades equivalentes de CO₂. Asimismo, se desagregan en las categorías de venteo de gases de combustión y la incineración de los gases de combustión, las fugitivas y

⁹⁹ Se supone que la planta FT es del mismo grado de complejidad que una refinería promedio de Estados Unidos.

¹⁰⁰ N₂O: Oxido Nitroso

SO_x: Oxido de azufre

NO_x: Oxido de nitrógeno

provenientes de la antorcha, y las emisiones de auxiliares. La mayor parte corresponde a CO₂ mientras que el CH₄ y el N₂O representan menos del 1% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas FT.

Cuadro N° 34. Emisiones de GHG en la producción de GTL (por litro de combustible producido)

	(mg)
CO ₂ - gas venteado	404.356
CO ₂ gas proveniente de la combustión	343.198
CO ₂ - gas proveniente de la incineración	0
CO ₂ emisiones fugitivas	4.044
CO ₂ - fuentes secundarias	1.198
CH ₄ - gas proveniente de la combustión (g CO ₂ -eq)	138
CH ₄ - emisiones fugitivas y antorcha (g CO ₂ -eq)	888
CH ₄ - emisiones secundarias (g CO ₂ -eq)	90
N ₂ O- gas proveniente de la combustión (g CO ₂ -eq)	3.124
N ₂ O- secundarias (g CO ₂ -eq)	1
Total (g CO₂-eq)	757.037

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

Cabe mencionar que el gas natural, al ser rico en hidrógeno, no produce una gran cantidad de CO₂ durante la etapa de conversión del proceso de producción de combustibles.

Algunas de las emisiones que se derivan de fugas de equipos y del venteo del proceso corresponden a gases tóxicos y contaminantes atmosféricos peligrosos (CAP), constituyendo las emisiones de gases tóxicos. Estas se originan en diferentes secciones de la planta. Así, por ejemplo, en el área de conversión se generan compuestos oxigenados acuosos, olefinas e hidrocarburos solventes. Mientras que, en la etapa de mejoramiento del producto es posible que se produzcan aromáticos. Si bien estos compuestos pueden ser liberados en el aire junto con las emisiones tóxicas, no se han hecho esfuerzos por cuantificar sus efectos en una planta en operación. Como se mencionó anteriormente, es de esperar que el estado del arte de la tecnología permita minimizarlas.

El Cuadro N° 35 contiene el inventario de emisiones generadas en la producción de gas natural. Para realizarlo se consideraron las siguientes fuentes: venteo y quema de gas natural, combustión de gas, emisiones fugitivas, y provenientes del transporte y la distribución por gasoducto, expresadas en unidades equivalentes de CO₂.

Cuadro N° 35. Inventario de emisiones en la producción del Gas Natural

Compuesto	g por 1.000 scf producido	mg por m³ producido
CO ₂	6.364	0,238
CH ₄	69	0,00557
N ₂ O	0,21	0,0000078
SO _x	0,21	0,0000078
NO _x	48,4	0,00181
CO	11,8	0,0004403
VOC	77	0,00287
PM	0	0

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

En cuanto a las originadas en el transporte y distribución de los combustibles líquidos, el escenario elegido supone la producción de combustibles GTL en Alaska, que luego es transportada por oleoducto a Valdez, para finalmente arribar a la Costa Oeste de Estados Unidos en buque. Allí el combustible es refinado y distribuido en San Francisco. El Cuadro N° 36 resume el uso de energía correspondiente a cada medio de transporte.

Cuadro N° 36. Consumo de Energía para cada medio de transporte (por tonelada-Km transportada)

Camión (KJ)	Buque Tanque (KJ)	Ducto(KJ)
1.130	243	71,4

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

El Cuadro N° 37 muestra el inventario de las emisiones, el cual incluye como fuentes de las mismas: la combustión del combustible utilizado en cada etapa del transporte y las generadas aguas arriba en la producción de este combustible. Para el transporte por ductos se requiere electricidad, si se recurre al transporte mediante camiones cisternas es necesario utilizar fuel oil destilado (DFO), por último para los buques tanques se debe utilizar el fuel oil proveniente del residuo (RFO). También se muestra la distancia recorrida por cada medio de transporte medida en kilómetros.

Cuadro N° 37. Traslado de combustibles GTL. Inventario de emisiones (por litro de combustible GTL transportado)

Modo de transporte	Camión	Buque Tanque	Ducto	Total
Alaska - San Francisco	DFO	RFO	Electricidad	
kilómetros	97	6.647	1.287	8.031
CO ₂ (mg)	7.474	118.883	5.284	131.642
CH ₄ (mg)	0,40	158	13,1	171
N ₂ O (mg)	0,24	2,74	0,30	3,28
SO _x (mg)	36,7	1.492	51,4	1.580
NO _x (mg)	32,3	390	19,5	442
CO (mg)	43,3	68	6,24	117
PM (mg)	6,21	90,1	14,2	111
VOC (mg)	0,28	58,8	0,14	29,2

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

El Cuadro N° 38 resume el inventario de emisiones en la producción de GTL elaborado a partir de los inventarios individuales, comentados anteriormente, correspondiente a la extracción del gas natural, producción de combustibles líquidos y transporte/distribución.

Cuadro N° 38. Inventario de las emisiones a lo largo del ciclo de vida (por litro de combustible FT ofrecido)

Compuesto	(g)
CO ₂	1.746
CH ₄	1,68
N ₂ O	0,03
SO _x	1,58
NO _x	3,03
CO	0,75
VOC	3,55
PM	0,12

Fuente: elaboración propia a partir de Marano y Ciferno, 2001

Es necesario mencionar que en este inventario no fueron incorporadas ni las emisiones por el uso final de los combustibles, ya que se requiere la especificación del vehículo en el que se utilizará, ni las emisiones originadas por la recarga de combustible. Estas se relacionan con la volatilidad del combustible, y como por un lado, la volatilidad del diesel GTL es muy baja ya que el destilado FT está compuesto principalmente por parafinas de alto punto de ebullición y por otro, la volatilidad de la nafta FT depende de la etapa de mejoramiento del producto, estas emisiones pueden desestimarse.

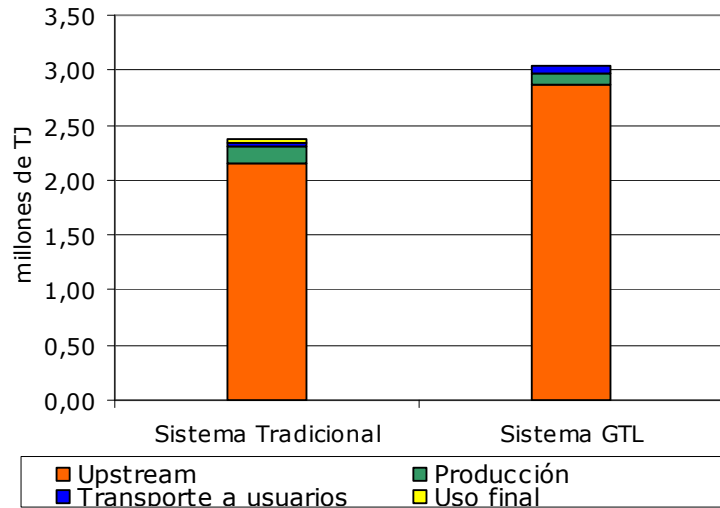
2. Comparación de los impactos ambientales entre el sistema convencional de refinación y el sistema GTL

Como se mencionó anteriormente *Price Water House Coopers LLP* (2003) realiza una comparación entre ambos sistemas, en función del uso de los recursos, de las emisiones de gases de efecto invernadero, de contaminantes del aire -incluyendo las emisiones acidificantes, de compuestos orgánicos volátiles (VOCs) y de particulados (PM) y la generación de residuos sólidos.

En cuanto al uso de los recursos sostiene que la energía total, que incluye la energía consumida en el proceso de producción y la almacenada en los productos, se puede interpretar como un indicador del agotamiento de los recursos. En este sentido, la tecnología de refinación requiere menor cantidad de energía primaria (2,3 millones de TJ), aproximadamente entre un 17% y un 29%, para satisfacer las mismas funciones que el sistema de GTL.

La mayor parte de la diferencia de energía se origina en la etapa de procesamiento de combustible. El mayor requerimiento de energía para producir GTL se debe a la menor eficiencia del proceso de conversión de la materia prima en combustibles, la eficiencia térmica es aproximadamente del 60% en comparación con el 90% de las refinerías. De este modo, se consume más energía (alrededor de 29%) para obtener productos que cumplan las mismas funciones que los obtenidos a través del sistema convencional. Es de esperar que en el mediano y largo plazo las mejoras e innovaciones tecnológicas incrementen la eficiencia térmica del sistema y por lo tanto disminuya el consumo de energía (Gráfico N° 17).

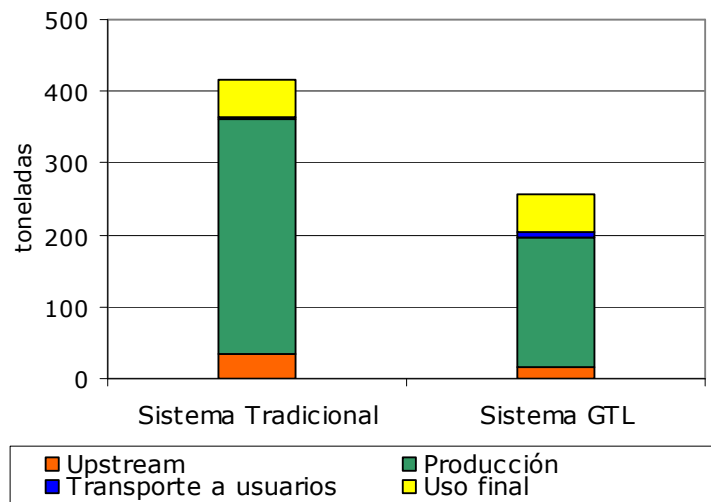
Gráfico N° 17. Energía Primaria por cada etapa del ciclo de vida



Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

Con respecto a la generación de residuos sólidos, la producción de combustibles GTL genera aproximadamente 247 toneladas de residuos sólidos, aproximadamente un 40% menos que la refinación convencional. En el Gráfico N° 18 se presenta la generación total de residuos para cada etapa del ciclo de vida del producto, observándose que en ambos sistemas la fase de producción es la que genera la mayor cantidad de residuos -aproximadamente el 75% del total.

Gráfico N° 18. Generación de residuos por cada etapa del ciclo de vida

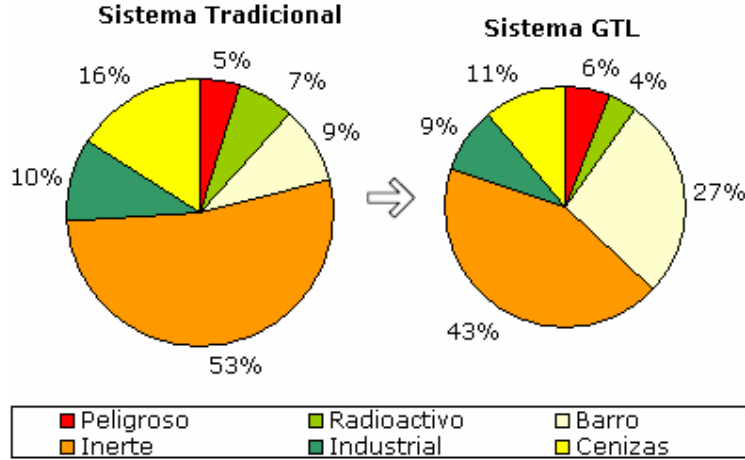


Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

Los tipos de residuos generados difieren entre ambos sistemas. La producción de GTL genera mayor proporción de "barros" (29 ton), mientras que el método

convencional forma mayor cantidad de otros tipos de residuos, como residuos peligrosos (8 ton), inertes (117 ton) e industriales (20 ton) (Gráfico N° 19).

Gráfico N° 19. Composición de los residuos para cada sistema de producción

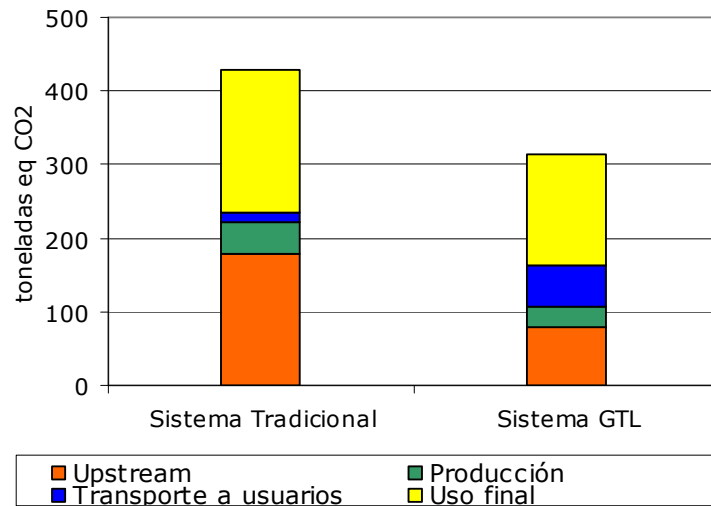


Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

Para analizar las emisiones de gases contaminantes del aire considera en primer lugar las emisiones acidificantes, que están conformadas principalmente por óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Otros gases acidificantes como el amoníaco son irrelevantes.

La producción de GTL genera de 19% a 54% menos de emisiones acidificantes que los combustibles convencionales (Gráfico N° 20).

Gráfico N° 20. Emisiones acidificantes por cada etapa del ciclo de vida



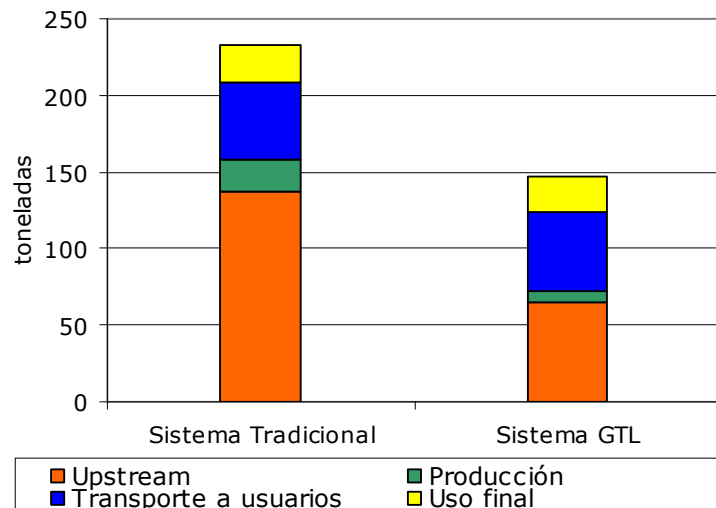
Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

El sistema de GTL tiene menor impacto potencial en la acidificación del aire, excepto en la etapa del transporte (hacia los usuarios). Es de esperar que las plantas de GTL se radiquen en cercanías de las reservas de gas remotas y, por tanto, en zonas menos propensas a tener problemas por acidificación del aire. Mientras que el uso de los combustibles GTL se produce en áreas más sensibles a este tipo de problema.

Las refinerías procesan petróleo que contiene entre 0,15% y 2,92% de azufre y deben producir derivados que cumplan con especificaciones estrictas, por lo que se generan emisiones significativas de óxidos de azufre.

Luego se debe analizar la emisión de VOCs, es decir, todos los compuestos químicos que pueden vaporizarse en la atmósfera. Si se compara el proceso global de GTL con el de una refinería de petróleo, se observa que el primero produce una menor cantidad de emisiones de VOCs (aproximadamente 36%), debido principalmente a la utilización de gas natural. En este sentido, alrededor del 60% de las emisiones producidas por el sistema tradicional ocurren durante la extracción y transporte de petróleo crudo. En el Gráfico N° 21 se ilustra este tipo de emisiones a lo largo del ciclo de vida de cada uno de los sistemas analizados.

Gráfico N° 21. Emisiones de VOCs por cada etapa del ciclo de vida

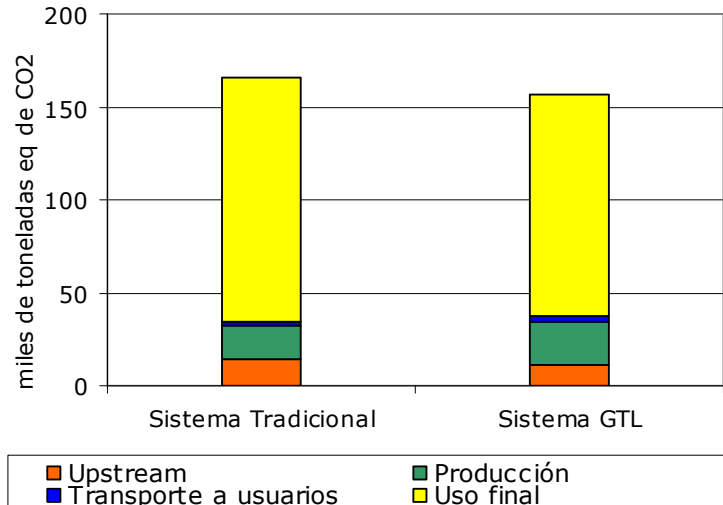


Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

Por último, el combustible GTL genera alrededor de un 7% menos de emisiones de GHG por lo que pueden considerarse comparables. El dióxido de carbono (CO_2) es responsable del 95% del total de las emisiones de gases de invernadero. El resto es aportado por el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O).

El Gráfico N° 22 ilustra las emisiones de este tipo de gases a lo largo del ciclo de vida del producto. El proceso de extracción del gas natural requiere menor cantidad de energía que el del petróleo, y, por consiguiente, genera un menor nivel de emisiones. Sin embargo, la fase de producción de combustibles GTL tiene niveles de emisiones significativamente mayores (alrededor de 15%) debido a la baja eficiencia energética del proceso.

Gráfico N° 22. Emisiones de GHG por cada etapa del ciclo de vida



Fuente: elaboración propia a partir de *Price Water House Coopers LLP*, 2003.

3. Consideraciones Finales

Este breve análisis, de carácter cualitativo/cuantitativo, intenta presentar los impactos más importantes detectados en las etapas del ciclo de vida del producto, siendo su objetivo servir como indicador de la incidencia ambiental que la actividad ocasiona, sin pretender agotar el tema en esta instancia.

Al respecto, se puede considerar que, dentro de los límites de estos estudios, las plantas de GTL producen un menor impacto en el ambiente que las refinerías convencionales. Esto queda demostrado en varios de los puntos que se tratan en el presente capítulo ya que en la mayoría de los casos los indicadores son menores para el GTL, desde los gases de efecto invernadero, los acidificantes, los VOC`s, hasta la generación de residuos.

Es importante resaltar que el análisis presentado es aproximado ya que no existe la misma cantidad de información e investigaciones para ambos tipos de tecnologías. En el mundo existen miles de plantas de refinación y solo unas pocas plantas de

GTL a nivel comercial. Asimismo, es de esperar que el desarrollo y las mejoras de esta tecnología permitirán reducir aún el impacto a lo largo del ciclo de vida del producto.

Conclusiones

La escasez de recursos económicos y el alto costo del capital, tanto propio como externo, han obligado a los potenciales inversores a buscar diversos mecanismos que les permitan utilizar eficientemente sus recursos. En este sentido, el análisis de proyectos de inversión constituye un instrumento que provee información al proceso decisorio, permitiendo la medición y comparación de los beneficios y costos que podrían generarse con su eventual materialización. Es una técnica que busca recopilar, crear y analizar sistemáticamente antecedentes económicos para juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y desventajas de una inversión y concluir si es conveniente o no llevarla a cabo. En particular en esta tesis se analizó a nivel prefactibilidad privada y social, la viabilidad de instalar una planta de producción de combustibles líquidos obtenidos a partir del gas natural en Punta Loyola.

Para llevar a cabo esta evaluación se examinó, en primer lugar, el mercado de combustibles líquidos tanto a nivel global como nacional. Luego se estudió si Punta Loyola y Río Gallegos, la ciudad más cercana cuentan con la infraestructura necesaria para el proyecto. También se analizó la factibilidad técnica del proceso de producción. Posteriormente se realizó una breve reseña sobre los aspectos legales que pueden afectar al proyecto. Por último se desarrolló y llevó a cabo la evaluación económica del proyecto.

Luego de la recuperación de la economía argentina tras la crisis de los años 1999-2003 y del año 2009, la demanda de gas oil ha mostrado una tendencia creciente. Sin embargo, la capacidad de refinación local no ha sufrido variaciones significativas en los últimos años, teniendo por tanto que recurrirse a la importación de este combustible para garantizar su provisión. Este problema de abastecimiento junto con las normas relativas a la calidad de los combustibles representan un nicho de mercado para el proyecto.

En el estudio de localización se identifica como un posible sitio de emplazamiento el Puerto de Río Gallegos, específicamente el muelle de Punta Loyola ya que este presenta ventajas en cuanto al despacho y almacenamiento de los productos y al acceso al mar. Además en Río Gallegos, se encuentran empresas que prestan servicios a la industria petrolera y gasífera. Asimismo es importante señalar que en esta ciudad existe oferta de mano de obra con la calificación requerida para el proyecto y con experiencia en tareas similares.

En cuanto a los aspectos técnicos del proyecto, transformar el gas natural en combustibles líquidos resulta factible. La tecnología *Fischer-Tropsch* ha sido probada por muchos años, aunque aún no se generalizó su utilización. Respecto del costo de capital requerido para instalar una planta que opere con esta tecnología, los proyectos en etapa de ingeniería y construcción informan valores cercanos a 30.000 dólares por barril instalado, con tendencia decreciente a medida que aumenta el tamaño de la planta. Sin embargo, al realizar los cálculos referidos a este proyecto el valor que se alcanza es de alrededor de 60.000 U\$S/barril instalado, considerando los factores de localización y actualización descriptos en el Estudio Económico.

Cabe mencionar que el estado del arte acerca de la tecnología GTL y el interés sobre las mismas no ha sido constante a lo largo de la historia mundial con lo cual es dable pensar que en un futuro se puedan realizar innovaciones que permitan lograr rendimientos crecientes a escala o bien disminuir los costos de inversión inicial y operativos.

Recientemente, se diseñó un proceso alternativo denominado *Synfuels*, que se encuentra en etapa piloto. Este proceso no se estudió en esta tesis debido a que no es el usualmente utilizado en la industria. Sin embargo, en una etapa de análisis posterior debería incluirse y compararse con el proceso *Fischer-Tropsch* de manera de elegir aquel que permita producir igual cantidad con los menores costos, que a igualdad de ingresos generará el mayor VAN.

A partir del estudio económico se concluye que si los productos obtenidos se comercializan a los precios domésticos y se considera un horizonte de evaluación de 15 años, el proyecto no es aceptable. Cabe mencionar que los precios domésticos resultan más bajos que los precios internacionales como resultado de la vigencia de la Resolución N° 394/07.

Por esta razón se plantearon algunos escenarios alternativos, como por ejemplo, la posibilidad de acceder a un régimen de amortización acelerada o a un préstamo internacional, los cuales si bien mejoran la rentabilidad del proyecto no resultan suficientes para recomendar su realización. En estos escenarios se distribuiría el peso de la inversión inicial a lo largo de la vida útil del proyecto.

Si los productos se pudieran comercializar a sus precios internacionales el proyecto se tornaría aceptable. Sin embargo, hay que mencionar que leves cambios

desfavorables en las variables críticas (inversión inicial, precio del gas natural, precio del Gas Oil y precio de la Nafta Petroquímica) del proyecto lo tornarían inaceptable.

Para el cálculo de los indicadores de rentabilidad se empleó la tasa de descuento que se utiliza actualmente en la industria petroquímica. Si bien se lo considera un valor alto, se respeta el dato provisto por el sector aunque teniendo en cuenta que se trata de una tasa de rentabilidad real habría que tomar como referencia la estimación realizada por Weston y Copeland (1995).

Cuando se evalúan proyectos de inversión, en ocasiones suele ser relevante considerar además del impacto sobre el inversor los efectos sobre el bienestar de la comunidad. Para esto es necesario llevar a cabo una evaluación social de proyectos. Esta contempla, por un lado, un análisis de eficiencia, es decir, que calcula el costo social de oportunidad de usar los recursos en un proyecto, y por otro, un análisis de equidad, para lo cual considera los impactos sobre la distribución del ingreso. En esta tesis solo se llevó a cabo el análisis de eficiencia. Para esto se corrigieron los precios de la evaluación privada del proyecto con el objetivo de depurarlos de las imperfecciones del mercado interno y del componente impositivo. Asimismo para el cálculo de los indicadores de rentabilidad se empleó la tasa de corte utilizada al evaluar proyectos para las líneas de préstamos internacionales que administra el Sector Público. Desde esta óptica el proyecto no resulta aceptable debido principalmente a que es intensivo en un recurso (gas natural) escaso en el país.

Sin embargo, sería interesante incorporar a esta tesis en una etapa posterior de estudio, los efectos del proyecto sobre la generación de empleo en la ciudad, que seguramente deberá cubrirse con mano de obra de otras regiones. Es decir que se originará una importante inmigración a la ciudad con los consiguientes efectos de multiplicación de empleo.

Asimismo, si bien en la tesis se realiza un análisis medioambiental de la producción de combustibles GTL, hay que recordar que el mismo es de tipo cualitativo y una primera aproximación al tema. Con lo cual también resultaría de interés un análisis de las externalidades del proyecto.

Es necesario mencionar que al momento de realizar esta tesis se presentaron problemas relativos a la disponibilidad de información referida principalmente a la evolución de las reservas, de los precios del gas natural y la formación de los

precios domésticos que imposibilitaron realizar un análisis más acabado del mercado tanto proveedor como consumidor.

Referencias bibliográficas

- Aldunate, E. (1993). *Bases Metodológicas para la Programación y Administración Eficiente de la Inversión Pública*. En INFOPROJECT2. Edgar Ortegón (Director). Chile: Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones. ILPES
- Argandoña Ramiz, A., Gamez Amian, C. y Mochón Morcillo, F. (1996). *Macroeconomía Avanzada I, Modelos Dinámicos y Teoría de la Política Económica*. España: Mc Graw Hill.
- Azofra Palenzuela, V. y López Iturriaga F. (1997). Modelos de Inversión en Activo Fijo: Determinantes y Propuestas. En *Anales de Estudios Económicos y Empresariales, Nº 12*. España: Universidad de Valladolid.
- Behrens W y Hawranek, P. (1994). *Manual para la Preparación de Estudios de Viabilidad Industrial*. Austria: ONUDI.
- Blank, L y Tarquin, A. (2006). *Ingeniería Económica (6a Ed)*. México: McGraw Hill
- BP. (2010). *BP Statistical Review of World Energy*. Inglaterra: Beacon Press.
- Brealey, R y Myers, S. (2006). *Principles of Corporate Finance (7a Ed)*. McGraw Hill.
- Bulat, T. (2010, 18 de mayo). El Crecimiento se Queda sin Combustible. *El Cronista*. www.cronista.com
- Bustamante Amaya, C. (2009). Decisiones de Inversión de las Firms Colombianas: Evidencia en el Sector Real. *Economía, Gestión y Desarrollo (Nº. 7)*, 79-101.
- Cámara Izquierdo, S. (2008). Determinantes Reales y Financieros de la Inversión en Estados Unidos. Análisis Teórico y Estimación Empírica. Bilbao [en línea] www.ucm.es/info/ec/ecocri/cas/camara_izquierdo.pdf [Fecha de acceso: 9 de septiembre de 2009].
- Castro, R. y Mokate, K. (2003). *Evaluación Económica y Social de Proyectos de Inversión (2ª Ed)*. Colombia: Universidad de los Andes- Facultad de Economía. Ediciones Uniandes. Alfaomega Colombiana S.A.
- Chervel, M y Saldarriaga, G. (1993). *La Evaluación de Proyectos por el Método de los Efectos: Aspectos Teóricos y Aplicaciones Prácticas*. En INFOPROJECT2. Edgar Ortegón (Director). Chile: Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones. ILPES.
- Crisóstomo, V. (2009). *Política de Inversión, Restricciones Financieras y Estructura de Propiedad. Teoría y Evidencia Empírica para Brasil*. Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid (España).

- Di chiara, R. (1988). *Análisis Costo - Beneficio en la Industria Petroquímica: Estudio de un Caso*. Tesis de Magister. Universidad Nacional del Sur. (Argentina)
- Electric Power Research Institute. (2007). *Assessment of Co-Production of Transportation Fuels and Electricity*. Estados Unidos: Autor
- Esteve, V. y Tamarit, C. (1994). Inversión Agregada, Q de Tobin y Capacidad Instalada. Una Nota Empírica. *Economía Industrial (Nº 298)*, 145-150.
- Fernández Blanco, P. (2008, 28 de noviembre). Gobierno-Petroleras: Más Producción, aún con Menos Calidad. www.cronista.com
- Five Winds International. (2004). Gas to Liquids. Life Cycle Assessment. Synthesis Report. [en línea] www.citeseerx.ist.psu.edu [fecha de acceso: 17 de noviembre de 2008].
- Fontaine, E. (1999). *Evaluación Social De Proyectos (12a Ed)*. Chile: Ediciones Universidad Católica de Chile.
- Gaimaro, J. (2008). ¿Hay Faltantes de Combustibles en la Argentina?. *Proyecto Energético*, Año 25 (Nº 82), 18-21.
- Gutiérrez, H. (1993). *Fundamentos Metodológicos, Conceptuales y Operativos del Enfoque Costo-Eficiencia y Necesidades Básicas en la Evaluación Social de los Proyectos Sociales*. En INFOPROJECT2. Edgar Ortegón (Director). Chile: Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones. ILPES.
- Hall, R. y Jorgenson, D. (1967). "Tax policy and investment behavior", *The American Economic Review*, vol. 57 (Nº 3), 391-414.
- Hansen, J. (1978). *Guía para la Evaluación Práctica de Proyectos: el Análisis de Costos - Beneficios Sociales en los Países en Desarrollo*. Estados Unidos: ONUDI
- Harberger, A. (1973). "Three Basic Postulates for Applied Welfare Economics: An Interpretive Essay", *Journal of Economic Literature* Vol. 9 Nº3 (September).
- Hernando, I. y Valles J. (1992). Inversión y Restricciones Financieras: Evidencia en las Empresas Manufactureras Españolas. *Moneda y crédito (Nº 195)*.
- Hirshleifer, J. (1958). On the Theory of Optimal Investment Decision. *Journal of Political Economy* 66, 329-352.
- Hirshleifer, J. (1985). Investment Decision Criteria. *Working Paper (Nº 365)*.
- Hispanicprwire (2010, 13 de mayo). World GTL Inc entabla la mayor demanda de la historia contra Petrotrin, perteneciente al gobierno de Trinidad. [en línea] <http://www.hispanicprwire.com/news.php?l=es&id=17109>. [Fecha de acceso: 30 de noviembre de 2010].
- Hydrocarbons Technology. Escravos Gas-to-Liquids Project, Niger Delta, Nigeria". [en línea] <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/escravos/>. [Fecha de acceso: 30 de noviembre de 2010].

- Instituto Petroquímico Argentino (IPA). (2010a). Índice de Costos de Plantas Petroquímicas. *Boletín Informativo, Año 14 (Nº 60)*, 73.
- Instituto Petroquímico Argentino (IPA). (2010b). *Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química de la Argentina*. 30º Ed. Argentina: Autor.
- International Energy Agency (2007). *Medium-Term Oil Market Report*. Francia: SOREGRAPH.
- International Energy Agency (2009). *Medium-Term Oil Market Report*. Francia: SOREGRAPH.
- International Energy Agency (2010). *Key World Energy Statistics*. Francia: SOREGRAPH.
- Izundu, U. (2010, 13 de abril). Minister: Qatar to complete North field study in 2012. *Oil & Gas Journal, vol 108 (Nº15)*.
- Jory, R. (2006). Gtl fuel: Driving the Growth of the GTL Market. [en línea] www.igs.nigc.ir/igs/STANDARD/IGU-2006/localhost/wgc/pdf/paper/add10849.pdf [Fecha de acceso: 31 de octubre de 2008]
- Koottungal, L. (2009, 16 de noviembre). Construction survey shows delay in completion dates. *Oil & Gas Journal, vol 107 (Nº 43)*.
- Koottungal, L. (2010, 05 de abril). Survey shows cost increase, delay in completion dates. *Oil & Gas Journal, vol 108 (Nº 12)*.
- Larraín, F. y Sachs J. (2002). *Macroeconomía en la Economía Global*. Buenos Aires: Prentice Hall.
- Lintner, J. (1965). The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. *The Review of Economics and Statistics, Vol. 47, No. 1*, pp 13-37.
- Little, I y Mirrless, J. (1973). *Estudio Social del Costo-Beneficio en la industria de países en desarrollo*. México: Centro de Estudios monetarios latinoamericanos – OCDE
- Marano J. y Ciferno J. (2001). Life-Cycle Greenhouse-Gas Emissions Inventory For Fischer-Tropsch Fuels [en línea] [Fecha de acceso: 10 de marzo de 2010].
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *Journal of Finance, vol. 7 (Nº 1)*, 77-91.
- Markowitz, H. (1959). *Portfolio selection: Efficient diversification of investments*. New York: John Wiley & Sons.
- Mascareñas, J. (2008a). El Coste del Capital. En Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas. España: Universidad Complutense de Madrid [en línea] <http://www.ucm.es/info/jmas/mon/26.pdf> [Fecha de acceso: 30 de agosto de 2010].

- Mascareñas, J. (2008b). La Valoración de Proyectos de Inversión Productivos. En Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas. España: Universidad Complutense de Madrid [en línea] <http://www.ucm.es/info/jmas/mon/03.pdf> [Fecha de acceso: 30 de agosto de 2010].
- Mascareñas, J. (2008c). Gestión de Carteras I: Selección de Carteras. En Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas. España: Universidad Complutense de Madrid [en línea] www.ucm.es/info/jmas/mon/05.pdf [Fecha de acceso: 25 de septiembre de 2011].
- Mendizábal Zubeldia, A., Miera Zabala, L. y Zubia Zubiaurre, M. (2002). El Modelo de Markowitz en la Gestión de Carteras. *Cuadernos de Gestión, Vol. 2* (Nº 1), 33-46.
- Miranda Juan J. (2005). *Gestión de Proyectos. Identificación, Formulación, Evaluación Financiera, Económica, Social, Ambiental*. Colombia: MM Editores.
- Montamat & Asociados. (Octubre, 2010). Informe Mensual de Precios. Publicación on line. Año 5 Vol 54. [Fecha de acceso: 15 de diciembre de 2010]
- Naylor, T y Vernon, J. (1973). *Economía de la Empresa*. Argentina: Amorrortu editores.
- Novara, Juan J. (1994). Evaluación de Impacto Ambiental. *Revista Estudios (Enero/Marzo)*, 25-39.
- OPEC. (2010). OPEC Annual Report 2009. [en línea] www.opec.com. [Fecha de acceso: 01/09/2010]
- Ortegón, E., Pacheco, J. y Roura, H. (2005). *Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública*. Chile: ILPES
- Pérez Angulo, J., Cabarcas Simancas, M., Archila Castro, J y Tobias, Y. (2005). Potential of the "gas to liquids-GTL" technology in Colombia. *C.T.F Cienc. Tecnol. Futuro, Vol 3, (Nº1)* [en línea] http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832005000100001&lng=en&nrm=iso [fecha de acceso: 22/02/2010].
- Perry, R. y Green, D. (1997). *Perry's Chemical Engineers' Handbook (7º ed)*. China: McGraw-Hill.
- Perry, R. y Green, D. (2007). *Perry's Chemical Engineers' Handbook (8º ed)*. McGraw-Hill.
- Prada Silvy, R. (2010, 26 de abril). Refining Catalyst Market Begins to Recover in 2010. *Oil & Gas Journal, vol 108* (Nº11).

- Price Water House Cooper (2003). Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS). Update of a life cycle approach to assess the environmental inputs and outputs, and associated environmental impacts, of production and use of distillates from a complex refinery and SMDS route. [en línea] www.senternovem.nl/mmfiles/150137_tcm24-280087.pdf [Fecha de acceso: 03/03/2010]
- Rahmin, I. (marzo/abril, 2008). GTL y la Oferta Mundial de Energía. *Oil & Gas Journal*, año 14 (Nº 2).
- Remer, D. y Chai, L. (1990). Design Cost Factors for Scaling Up Engineering Equipment. *Chemical Engineering Progress (August)*, 77–82.
- Risso, D. (2006). La Refinación en Argentina. *Petrotecnica, Dic 2006*.
- Roca, R. *Teorías de la Inversión*, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Pontificia Universidad Católica del Perú. Perú [en línea] www.geocities.com/rhroca [Fecha de acceso: 25 de agosto de 2009].
- Sharpe, W. (1964). Capital Asset Prices: a Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The journal of finance, vol XIX (Nº 3)*, 425- 442.
- Saldarriaga, G. (1993). La evaluación de proyectos por el método de los efectos. En INFOPROJECT2. Edgar Ortegón (Director). Chile: Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones. ILPES
- Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (2007). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. México: McGraw Hill.
- Schenone, O. (1983). Selección de Temas de Evaluación Social de Proyectos, *Documentos de Trabajo CEMA Nº 37*.
- Schlumberger Inc. (2003-2004). El Dinámico Mercado del Gas Natural. *Oilfield Review*.
- Schlumberger Inc. (2003). Turning Natural Gas to Liquid. *Oilfield Review*
- Secretaría de Energía y Minería. Ministerio de Infraestructura y Vivienda. (2001). Boletín de Precios de Combustibles, Noviembre.
- Semyraz, D. (2007). *Preparación y Evaluación de Proyectos de Inversión*. Argentina: Osmar Buyatti Librería Editorial
- Stanford Research Institute. (1998). *PEP Yearbook*. Autor
- Steynberg A. y Dry M. (Editores). (2004). *Fischer-Tropsch Technology*. Estados Unidos: Elsevier Science & Technology Books.
- Picardi de Sastre, S. (1989). Fundamento y métodos de evaluación económico - social de proyectos de inversión. *ESTUDIOS ECONOMICOS*. Enero - diciembre de 1989.
- Tobin, J. (1969). A General Equilibrium Approach to Monetary Theory. *Journal of Money, Credit and Banking, Vol. 1 (Nº 1)*, 15-29.

- Tobin, J. y Brainard, C. (1977). *Asset Market and the Cost of Capital*. En Economic Progress, Private Values and Public Policy: Essays in Honor of William Fellner, Balassa, B y Nelson R. (comp), 235-262.
- Torche, A. (1994). *Eficiencia y Redistribución del Ingreso como Criterios de Valor en la Evaluación de Proyectos*. En INFOPROJECT2. Edgar Ortegón (Director). Chile: Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones. ILPES.
- Upstream. (2010, 04 de marzo). Petrobras Hops on to GTL Bandwagon. [en línea] <http://www.upstreamonline.com/live/article207854.ece>. [Fecha de acceso: 30/11/2010].
- Wagner, J. (2002). Technologically Advanced Natural Gas Monetization: Opportunities for Chemicals & Petrochemicals. [en línea] http://www.powershow.com/view/15f4f-MTizN/Gas_To_Chemicals [fecha de acceso: 17/02/2010].
- Weston, J y Copeland, T. (1995). *Finanzas en Administración (9º ed)*. México: McGrawHill
- Yoshikawa, H. (1980). On the q Theory of Investment. *American Economic Review*, vol 70 (Nº 4), 739-743.

Páginas de internet

- Association for the Advancement of Cost Engineering, www.aacei.org
- Chemicals Australia Consultants, www.chemlink.com.au/gtl.htm
- Consejo Portuario Argentino, www.consejoportuario.com.ar
- Ente Nacional Regulador del Gas, www.enargas.gov.ar
- Información Legislativa, www.infoleg.com.ar
- Oryx GTL, www.oryxgtl.com.qa
- Portal oficial de la Provincia de Santa Cruz, www.santacruz.gov.ar
- Prefectura Naval Argentina, www.prefecturanaval.gov.ar
- Sasol, www.sasol.com
- Secretaria de Energía de la Nación, <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>
- Shell, www.shell.com
- Upstreamonline, www.upstreamonline.com
- <http://www.hydrocarbons-technology.com>
- www.zawya.com

