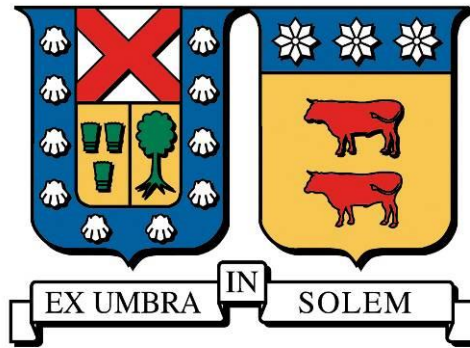




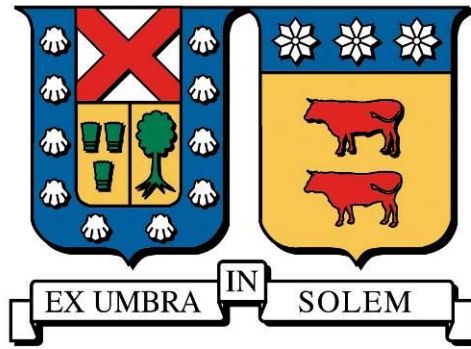
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“CENTRALES DE GENERACION BASADA EN
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA DE
DOBLE COMBUSTIBLE Y SU APLICACIÓN
EN EL SECTOR INDUSTRIAL”**

Fernando Montaña Guzmán

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2016



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“CENTRALES DE GENERACION BASADA EN
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA DE
DOBLE COMBUSTIBLE Y SU APLICACIÓN
EN EL SECTOR INDUSTRIAL”**

Tesina de grado presentada por

Fernando Montaña Guzmán

Como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Ing. Francisco Aguirre.

Profesor Correferente
MBA, Ing. Gerardo Muñoz

2016

TITULO DE LA TESINA:

“CENTRALES DE GENERACION BASADA EN MOTORES DE COMBUSTION INTERNA DE DOBLE COMBUSTIBLE Y SU APLICACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL”

AUTOR:

Fernando Montaña Guzman

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Francisco Aguirre Leo.....

MBA, Ing. Gerardo Muñoz.....

Santiago, Chile. 2016

DEDICATORIA

A mis padres FELIX MONTAÑO & AIDA GUZMAN

Por su apoyo para realizar este Magister.

Fernando Montaña Guzman

RESUMEN

Este documento detalla, la investigación técnico-económica de la tecnología de generación de doble combustible, el cual basado en una tecnología ampliamente conocida como son los motores de combustión interna, representa una alternativa de suministro de energía eléctrica para la industria, entre los objetivos de este estudio esta encontrar el punto donde se puede hacer de éste un concepto atractivo para la industria, identificar las ventajas y desventajas de su utilización, las confiabilidades y seguridades que otorgaría en el suministro, los posibles puntos referidos al marco regulatorio u la utilización más adecuada de esta tecnología para distintas opciones de negocio como PMGD, corte de punta o Auto-producción en clientes industriales, ubicados tanto en el segmento libre como regulado.

Respecto a esta tecnología, las aplicaciones de motores de doble combustible se han visto impulsadas en los últimos tiempos principalmente por los beneficios económicos y características de flexibilidad asociados a la operación, sin embargo la atraktividad económica dependerá en gran medida de la cantidad total de combustible diésel que será desplazado por el gas, así como del diferencial de precio que pudiese existir entre ambos combustibles, un motor de doble combustible adecuadamente desarrollado y aplicado en su uso final, puede reemplazar el motor diésel convencional en casi todos sus campos de aplicación, en especial, cuando las limitaciones asociadas a la facilidad de transporte del combustible gaseoso pueden ser resueltas, los motores de doble combustible se utilizan ampliamente en aplicaciones fijas como es el caso de la generación eléctrica.

De las principales conclusiones del estudio, se tiene que los PMGD con motores de combustión interna Bi-fuel, estarían obligados a apostar al costo marginal el cual tiene variación horaria, esto se debe a que sus costos operativos son mayores al precio estabilizado, además el análisis económico de tipo

determinístico de los PMGD con tecnología Bi-Fuel mostro resultados positivos los cuales se sustentan en supuestos fuertemente condicionados a variables de mercado (analizadas ex_post como en el caso del costo marginal horario 2015), haciendo la sensibilización y en particular el análisis estocástico de las principales variables se obtiene como resultado una distribución de probabilidades donde cerca al 46% de la distribución toma valores negativos lo cual implica un alto riesgo para el negocio.

Del suministro bajo un contrato PPA para un cliente Libre vs corte de punta, no se vislumbran ventajas económicas claras mostrando resultados negativos para los casos analizados, en el desarrollo del estudio solo se obtuvo beneficios económicos cuando se tomó la inversión como costo hundido. Debido a que los resultados económicos varían con el comportamiento eléctrico del cliente y su curva de carga, es necesario evaluar caso a caso la factibilidad económica de la operación de corte en punta, modulación de carga u otras opciones para disminuir la potencia en punta.

Los resultados de los análisis técnico-económicos para los casos analizados (PMGD, corte de punta o Auto-producción en clientes libres y regulados) muestra un panorama donde la tecnología Bi-Fuel como fuente de energía si bien representa algunas pequeñas ventajas comparando con sus tecnologías pares (diesel, Gas Natural), visto en conjunto las tecnologías de generación basada en motores de combustión interna, tienen una muy limitada competitividad en el mercado eléctrico principalmente dada la alta dependencia del precio altamente variable de los combustibles y su volatilidad asociada.

Por supuesto se debe reconocer que es posible que la tecnología Bi-Fuel sea competitiva ante escenarios particulares, por ejemplo cuando los costos de conexión a la Red Comercial sean superiores en comparación al uso continuo de generadores basados en MCI, otro escenario posible es que, debido a los problemas ambientales los motores diesel tengan restricciones en la operación

de corte de punta en zonas con problemas de contaminación, y que los motores Bi-Fuel producto de la operación con ambos combustibles (Diesel & GN) por lo tanto teniendo menores emisiones puedan operar, con lo cual se generaría un posible mercado para esta tecnología.

Los principales factores de riesgo identificados para de la tecnología de doble combustible varían de acuerdo a los escenarios evaluados es decir PMGD, corte de punta o autoproducción. Entre estos Factores de Riesgo principales están los riesgos operacionales como horas de operación, como también los factores de riesgo de mercado como el costo marginal en la barra de inyección, los Costos Variables Combustibles.

Las horas de operación y el CMg representan los ingresos económicos directos para un PMGD, la difícil determinación de las horas de operación a un costo marginal conveniente representan un factor altamente riesgoso.

Del lado de los costos como principal factor de riesgo se encuentran los costos variables combustible los cuales en Chile dependerán inevitablemente del mercado internacional debido a las altas tasas de importación de combustibles, en el entendido que el comportamiento que sufre el precio del combustible es volátil, este implica un alto riesgo para el resultado económico futuro principalmente para las opciones de PMGD y Auto-producción, en el caso particular del gas natural y/o GNL se requiere de negociaciones de contratos generalmente a largo plazo para grandes volúmenes de consumo, donde la principal función de los contratos es la mitigación y transferencia del riesgo, los contratos tienden a ser fuertemente inflexibles con cláusulas de tarifas e indexaciones definidas como el Take or Pay lo que también representa un factor de riesgo alto.

ABSTRACT

This document details the technical and economic investigation about dual-fuel generators based on widely known internal combustion engines, which represents an alternative power supply for the industry, some objectives of this study are to find the point where this becomes an attractive concept for industry, identify the advantages and disadvantages of their use, reliabilities and what reassurances would provide in the power supply, points relating to the regulatory frame or the most appropriate use of this technology for various business options as PMGD (small media distributed generators), peak shaving or self-production for industrial customers located both in the free as regulated segment.

Concerning to this technology, the dual-fuel engines applications have been seen boosted in the last times, mainly by economic benefits associated with the lowest operating cost and flexibility characteristics, however the economic attractiveness (economic benefits resulting from lower operating costs) will depend largely from the total amount of diesel fuel that will be displaced by natural gas in a operation and of course depend from the differential price between them, a dual fuel engine properly developed and adequately applied in the final use, could replace a conventional diesel engine in almost every uses and applications, especially when the limitations associated with the gaseous fuel transport can be resolved easily, the dual fuel engines are extensively used in stationary applications such as power generation.

The main conclusions of the study, in the case of PMGD (small media distributed generators) with Bi-fuel engines, would be forced to bet the marginal cost of electricity, which it has hourly variation, that are due to their high operating costs greater than stabilized price, of the deterministic economic analysis, the PMGD with Bi-Fuel technology has positive results, however this result is strongly conditioned to market assumptions variables (discussed ex post as the 2015 marginal cost of electricity on Polpaico bar), the sensitizing and the stochastic

analysis of the main variables, show results where the distribution of probabilities took about 46% negative values which implies a high risk for PMGD case.

The supply under a PPA contract for unregulated customer vs peak shaving, cannot glimpse clear economic advantages, the economic benefits will be obtained only when the investment was taken as a sunk cost. Due to the results can vary with the electrical behavior of the client and its load curve, the economic feasibility of the peak shaving, load modulation or other options to reduce the peak power must be evaluated case by case.

Finally, the technical and economic analysis results, for PMGD, peak shaving or self-production, shows a panorama where the Bi-Fuel technology as an energy source even though it represents some small advantages compared to their peer technologies (diesel and natural gas), all generation technologies based on internal combustion engines, have very limited competition in the electricity market, mainly due to the high dependence on the fuel price highly variable and its associated volatility.

Of course it must be recognized that it is possible that Bi-Fuel technology can be competitive in particular scenarios, such as when the connection costs to commercial utility are higher compared to continuous use of generators based MCI, another possible scenario is that due to environmental problems diesel engines have restrictions on the peak shaving operation in areas with air pollution problems, and that the Bi-fuel engines as a result of operation with both fuels (diesel & GN) therefore having lower emissions can operate, thereby would be generated a potential market for this technology.

The main risk factors identified for dual fuel technology vary according to the scenarios evaluated namely PMGD, peak shaving or self-production. Among these main risk factors are the operational risks such as hours of operation, and market risk factors such as variable costs of fuel, marginal cost of electricity in the injection bar,

The operating hours and the marginal cost of electricity, represent the direct economic earnings for the PMGD, the difficult determination of the operating hours at a convenient marginal cost of electricity represent a high risk.

To the cost side, as the main risk factor are the fuel variable costs, which in Chile inevitably depend on the international market due to high rates of fuel import, the fuel price is variable and volatile this involves high risk for future economic result, mainly for PMGD options and self-production, in the particular case of natural gas and / or LNG is required contract negotiations usually long-term type for large volumes of consumption, where the main role of the contracts is mitigation and risk transfer, the contracts tend to be highly inflexible, rates and indexations clauses like a Take or Pay which also represents a high risk factor.

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1. CDEC	:Centro de Despacho Económico de Carga
2. CMg	:Costo marginal
3. CMT	:Costo Medio Tecnológico
4. CONAMA	:Comisión Nacional del Medio Ambiente
5. CNE	:Comisión Nacional de Energía
6. CVC	:Costo Variable Combustible
7. CVNC	:Costo Variable No Combustible
8. DFL	:Decreto con fuerza de Ley
9. DIA	:Declaración de Impacto Ambiental
10. D.S.	:Decreto Supremo
11. EIA	:Estudio de Impacto Ambiental
12. GD	:Generación Distribuida
13. GEI	:Gases de efecto invernadero
14. ICC	:Informe de criterios de conexión
15. kW	:Kilowatt
16. GWe	:Gigawatt eléctrico
17. MCI	:Motor de Combustión Interna
18. MW	:Megawatt
19. MWh	:Megawatthora
20. NTCO	:Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión
21. NTSCS	:Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
22. PMG	:Pequeño Medio de Generación
23. PMGD	:Pequeño Medio de Generación Distribuido
24. SCR	:Solicitud de Conexión a la Red
25. SEC	:Superintendencia de Electricidad y Combustibles
26. SEIA	:Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
27. SD	:Sistema de distribución
28. SIC	:Sistema Interconectado Central
29. SING	:Sistema Interconectado del Norte Grande

INDICE

RESUMEN.....	
ABSTRACT.....	
GLOSARIO.....	
INDICE.....	
1. Introducción.....	16
2. Marco General de Contexto.....	16
3. Objetivos.....	19
3.1. Objetivo General.....	19
3.2. Objetivos Específicos.....	19
4. Metodología.....	20
4.1. Aspectos Técnicos.....	21
4.2. Opciones Tecnológicas Disponibles.....	21
4.1. Descripción del Mercado Eléctrico.....	21
4.2. Aspectos Normativos y Ambientales.....	22
4.3. Evaluación Económica y Comercial.....	22
4.4. Evaluación de factores de riesgo.....	23
5. Aspectos Técnicos.....	24
5.1. Motores a Combustión Interna.....	24
5.1.1. Motores de Combustión Interna Diésel.....	26
5.1.2. Motores de combustión interna a Gas.....	27
5.1.3. Motores de doble combustible.....	28
5.2. Combustibles utilizados en los motores de doble combustible.....	33
5.2.1. Combustible Diésel (Comercial).....	34
5.2.2. Combustible Diésel Marino MDO o MDF.....	34
5.2.3. Combustible Diésel Pesado HFO.....	35
5.2.4. Gas Natural (GN y GNL).....	35
6. Opciones tecnologicas disponibles.....	41
6.1. Motores dual Fuel.....	41
6.1.1. Wärtsilä Dual Fuel Engines.....	42
6.1.2. Hyundai Dual Fuel Engines.....	45

6.1.3.	Caterpillar Dual-Fuel Engines.....	46
6.2.	Motores Bi-Fuel (convertidos) y kits de conversion.	47
6.2.1.	Sistema de control bi-fuel ComAp.	49
6.2.2.	Sistema de Control Bi-Fuel Altronic	51
6.3.	Tecnologías para la provision de Gas Natural.....	54
6.3.1.	Gas Natural a través de Ductos.....	54
6.3.2.	Plantas satélite de regasificación.....	54
7.	Descripción del Mercado Electrico de Generacion & de los PMGD's.....	57
8.	Aspectos Normativos y Ambientales	62
8.1.	Normativa Referida a los PMGD y la tarificacion de clientes libres/regulados	62
8.1.1.	Ley General de Servicios Eléctricos DFL4/2006	62
8.1.1.	Decreto Supremo D.S. Nº 327/ 1997.	63
8.1.2.	Ley 19940 /2004 (Ley Corta I).	64
8.1.3.	Ley Núm. 20.018/2005 (Ley Corta II).	65
8.1.4.	Decreto Supremo D.S. Nº 244/2005 & Decreto Supremo Nº 101/2014.....	65
8.1.5.	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión/2015 (NTCO).....	68
8.1.6.	DTO 62° 2006 Reglamento De Transferencias De Potencia Entre Empresas Generadoras & NT 62° Norma Técnica De Transferencias De Potencia Entre Empresas Generadoras.....	70
8.1.7.	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS).	72
8.2.	Normativa referida a las Plantas Satelite de regasificacion PSR.....	72
8.2.1.	DS N 67° 2012 Reglamento De Seguridad De Plantas De Gas Natural Licuado... ..	72
8.3.	Normativa Ambiental.....	74
8.3.1.	Ley 19.300 Bases Generales Del Medio Ambiente & DTO 40 Reglamento Del Sistema De Evaluación De Impacto Ambiental.....	74
8.4.	Otras normas.....	77
9.	Evaluación Económica y Comercial.....	80
9.1.	Consideraciones Generales Para la Evaluacion Economica.	80
9.1.1.	Inversiones	80
9.1.1.	Ingresos.....	84
9.1.2.	Costos.....	85

9.1.3.	Tasa de descuento (costo capital).....	101
9.1.4.	Impuestos.....	102
9.2.	Costo Medio de tecnologico.	104
9.2.1.	Consideraciones especificas CMT.	104
9.2.2.	Costo Medio Tecnológico Plantas Bi-fuel.....	105
9.2.3.	CMT Tecnologías Pares (MCI Diesel & GN).	106
9.2.4.	Sensibilización del Costo Medio Tecnológico.	107
9.3.	Evaluacion economica PMGD con Generadores MCI.	109
9.3.1.	Consideraciones especificas PMGD	109
9.3.2.	Resultado de Evaluación Económica.....	117
9.3.3.	Evaluación estocástica PMGD con Generadores MCI.....	120
9.4.	Autoproduccion y Tarifa Cliente Regulado.	127
9.4.1.	Consideraciones especificas Cliente Regulado	127
9.4.2.	Resultados Evaluación económica cliente industrial 2 Turnos.	132
9.4.1.	Resultados Evaluación Económica cliente industrial 3 Turnos.	133
9.5.	Autoproduccion y Tarifa Cliente Libre.	135
9.5.1.	Consideraciones especificas Cliente Libre	135
9.5.2.	Resultados Evaluación económica cliente industrial Libre.	139
10.	Factores de Riesgo	145
11.	Conclusiones	151
12.	Bibliografia	155
13.	Anexos.....	156
13.1.	Anexo 1 – Especificaciones Combustibles	156
13.1.1.	Petróleo Diésel A-1 Especificaciones Región Metropolitana.....	156
13.1.2.	Especificaciones Diésel Grado B-1 Resto País	157
13.1.3.	Especificaciones Diesel Grado B-2 Resto País.....	158
13.1.4.	Combustibles Destilados Marinos MDO según ISO8217-10.....	159
13.1.1.	Combustibles Residuales Marinos según ISO8217-10	160
13.2.	Anexo 2 – Flujo de Caja para el CMT.....	161
13.3.	Anexo 3 – Graficos de Sensibilizacion del CMT.....	162
13.3.1.	Grafico Tornado sensibilización del CMT para una central de generación PMGD 9MW MCI Diesel, Bi-Fuel, GN.	162

13.4.	<i>Anexo 4: Bases de calculo PMGD's</i>	163
13.4.1.	Grafico Tornado sensibilización del para una central de generación PMGD 9MW MCI Diesel y GN.....	164

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento busca la investigación técnico económica de la tecnología de generación de doble combustible basada en motores de combustión interna (MCI Diesel & Gas Natural) los cuales son relativamente nuevos en cuanto a su utilización en la industria, esta investigación estará aplicada tanto para opciones de generación distribuida PMGD, respaldo para corte de punta y autoproducción en clientes industriales ubicados tanto en el segmento libre como regulado, entre los objetivos están encontrar el punto donde se puede hacer de éste un concepto atractivo para la industria, identificar las ventajas y desventajas de su utilización, las confiabilidades y seguridades que otorgaría en el suministro, los posibles puntos referidos al marco regulatorio y la utilización más adecuada de esta tecnología. Además, de realizar la evaluación económica clásica de tipo determinística se presenta también los resultados de la evaluación estocástica las cuales son realizadas con la ayuda del software @Risk.

Se tocaran aspectos tecnológicos, normativos, comerciales y de mercado, en los capítulos finales se realizaran análisis e identificación de los factores de riesgo, a fin de establecer las ventajas o desventajas que representa esta tecnología y bajo qué condiciones representaría ventajas reales frente a las tecnologías convencionales.

2. MARCO GENERAL DE CONTEXTO

Durante la primera etapa de la industria eléctrica, todos los requerimientos eléctricos eran abastecidos desde un punto cercano al consumo. Los avances técnicos, las economías de escala en la producción y transmisión de electricidad y el aumento considerable del consumo, provocó que se mute a un sistema eléctrico con generación centralizada, donde las fuentes de

energía son grandes centrales, que se encuentran lejanos a los lugares de consumo.

Al mismo tiempo que el sistema de generación centralizada fue evolucionando, en los últimos periodos algunos consumidores encontraron ventajas económicas en instalar y operar de forma aislada o en conjunto con la red comercial sus propios sistemas de potencia los cuales por lo general están basados en Motores de combustión Interna, esto particularmente en el sector industrial.

Algunas industrias que necesitan mucha confiabilidad en su servicio eléctrico como hospitales o centros de telecomunicaciones instalaron sus propias unidades de generación, para usarlas durante los cortes del suministro.

En la actualidad el sector industrial se encuentra con varios desafíos respecto a sus fuentes de energía en particular los costos de energía, competencia cada vez más intensa en el mercado, costos mayores en la provisión de energías primarias entre ellas electricidad, necesidad de mayor eficiencia entre otros, son realidades a las que se enfrenta el sector industrial y por tanto son la fuerza impulsora para que estos rediseñen sus estrategias de provisión energética.

Para enfrentar estos desafíos, es necesario aumentar al máximo la eficiencia de los procesos, reducir su consumo de energía, optar por fuentes de energía más baratas, reducir los costos operacionales de las máquinas y por su puesto contribuir al mismo tiempo a un mundo más limpio y ecológico.

Los sistemas de combustible dual-fuel & bi-fuel de diversos fabricantes utilizan una tecnología ampliamente conocida y desarrollada de motores a combustión interna diésel convencional con sistemas que adicionan de un segundo combustible que puede ser algún tipo de gas como ser Gas

propano, Gas Natural, Biogás, gas de carbón, gas de vertedero u otros donde los beneficios principales están relacionados con:

- Ahorro de combustible Diésel – sustituyendo hasta un 99% de diesel en motores Dual-Fuel Originales y hasta un 80% de diésel por gas en motores convertidos Bi-Fuel.
- Posibles reducciones en emisiones en comparación con el funcionamiento 100% diésel en contaminantes como CO₂, NO_x, SO_x, y material particulado.
- Posibles Beneficios económicos producto de la diferencia en los precios de combustible.
- Flexibilidad operativa en el uso de combustibles.
- Características de potencia y desempeño similares a las de motores diesel.
- Menores costos de inversión en equipos reconvertidos Bi-fuel en comparación a sistemas de generación con motores de combustión interna 100% a Gas.

Estos y otros beneficios pueden ser aprovechados en la industria para la autoproducción o la venta de energía bajo el mecanismo de PMGD, dado que la normativa actual permite que los llamados Pequeños medios de generación PMGD, puedan formar parte del negocio eléctrico otorgando a estos ciertas facilidades y obligaciones, las cuales correctamente explotadas pueden generar ingresos para las empresas industriales e inversionistas de pequeñas centrales, por otro lado este mecanismo de participación en el mercado eléctrico es poco explotado en el sector industrial por diferentes factores como ser desconocimiento de la normativa, falta de incentivos, giro económico distinto, falta de tecnologías económicamente factibles para la producción y venta de energía eléctrica en un sector tan competitivo.

Dado lo anterior el estudio se enmarca en la búsqueda de las ventajas, desventajas y oportunidades para la autoproducción de energía en el sector industrial o venta de energía eléctrica al sistema eléctrico a través de mecanismo PMGD, para centrales de generación con motores de combustión interna Dual-fuel/Bi-Fuel (Diésel-Gas Natural) en comparación con tecnologías convencionales.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de la presente tesina es realizar una investigación técnico económica de las ventajas, desventajas y oportunidades de la tecnología de generación de doble combustible basada en motores de combustión interna con combustible Diesel & Gas.

Esta investigación estará aplicada tanto para opciones de generación distribuida PMGD, respaldo para corte de punta y autoproducción en clientes industriales ubicados tanto en el segmento libre como regulado, en comparación con tecnologías convencionales pares de generación (motores a combustión interna 100% diésel o gas).

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las principales ventajas y desventajas para el uso de generadores a combustión interna de doble combustible para centrales de generación eléctrica.
- Indagar el mercado de oferta actual de para esta tecnología.
 - Oferta de Moto-generadores Dual-fuel originales y convertidos de diversos fabricantes (modelos, potencias, etc.).
 - Oferta de Kit de conversión Dual-fuel para motores diésel estándar (aplicabilidad, alcances, limitaciones y otros).

- Determinar el escenario operativo que entrega mayores beneficios la implementación de este sistema.
- Identificar oportunidades y desafíos, Análisis de escenarios actuales, futuros y grado de incidencia de los siguientes aspectos:
 - Normativa actual.
 - Cambios Normativos futuros.
 - Precio de los combustibles.
 - Precio Spot de la energía y potencia.
 - Otros.
- Identificar y analizar factores de riesgo mediante herramienta estocástica (basados en simulaciones de Montecarlo) para la implementación de un modelo de negocio basado en motores de combustión Interna de doble combustible.

4. METODOLOGÍA.

La metodología implementada estará focalizada en la investigación bibliográfica de diferentes canales de información los cuales abarcaran aspectos técnicos, operacionales, económicos, tecnológicos, y regulatorios para la búsqueda de las ventajas y desventajas que podrían presentarse en la aplicación de centrales de generación con motores de combustión interna de doble combustible (Gas Natural-Diésel) tanto para la autoproducción o provisión de energía al sistema a través de mecanismos de PMGD para clientes industriales en los modelos de negocio a explorar en el presente trabajo de tesina.

La metodología desarrollada esta específicamente orientada a poder cumplir con los objetivos indicados en el capítulo 3.

4.1. ASPECTOS TÉCNICOS.

Este capítulo abordara un recuento histórico de la evolución de la tecnología de doble combustible en motores de combustión interna (Gas Natural – Diésel), la diversidad tecnológica existente, recopilación de información técnica general de la tecnología, tanto para la tecnología de generación de doble combustible, como para la provisión de Gas Natural a través de ductos y plantas satélite de regasificación PSR.

4.2. OPCIONES TECNOLÓGICAS DISPONIBLES.

Se analizara las opciones tecnológicas disponibles junto a una breve descripción de sus principales componentes clasificando dos tecnologías, equipos originales y equipos convertidos mediante Kits de conversión sobre motores Diésel Estándar. Se analizara los oferentes para plantas de generación dual-fuel con un criterio selectivo de los principales oferentes de esta tecnología. Así también se analizara las opciones tecnológicas disponibles para plantas de regasificación PSR.

En esta etapa se intenta determinar las principales opciones que se tomaran en cuenta para la evaluación económica de la o las tecnologías a aplicar en la presente tesina.

La selección de información se realizara en gran medida a través de publicaciones, folletos, hojas de datos de los proveedores de estas tecnologías publicadas en las páginas Web de los fabricantes.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se realizara una descripción de las principales características del mercado eléctrico chileno particularmente del segmento de pequeños medios de generación distribuidos o PMDG's, esto en cuanto su operación, tarificación, evolución y otras condiciones de mercado.

4.2. ASPECTOS NORMATIVOS Y AMBIENTALES

Este capítulo abarcará un análisis de los aspectos normativos a nivel país respecto a los que atañen o comprometen un análisis del tema de tesina propuesto.

La selección de información se realizara en base a las leyes, decretos, normas, reglamentos, dictámenes y otros publicados por los entes que rigen el mercado eléctrico y otros que involucre algún análisis respecto a la propuesta de tesis.

4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y COMERCIAL

En este capítulo cubrirá un completo análisis de aspectos económicos inherentes al tema de tesina, la metodología de evaluación a utilizar será la evaluación de proyectos puros o libres (Free Cash Flow). Los flujos de caja se correrán para periodos anuales en un horizonte de 10 años, todos los flujos se referirán a una misma fecha utilizando una tasa de descuento o costo de capital del proyecto, se utilizaran los indicadores económicos VAN, TIR para la definición de si los proyectos son económicamente rentables.

En esta etapa se determinará las consideraciones y supuestos para la evaluación económica para tres modelos u opciones de negocio como ser; producción eléctrica como PMGD, comparación entre suministro a través de la red eléctrica comercial versus la autoproducción para clientes industriales libres y regulados, los principales aspectos a analizar son:

- Suministro de combustible GN analizando dos opciones ductos o regasificación localizada PSR.
- Aspectos normativos y legales.

- Comparación de costos con sus tecnologías pares (MCI GN, MCI Diesel) a través de indicadores como Costo Medio Tecnológico (CMT) o también conocido como Costo de desarrollo.
- Comparación de la “línea base” (precio de energía eléctrica red comercial cliente libre y/o regulado) con la opción “con proyecto” generación de energía eléctrica tanto para autoproducción como para la opción corte de punta con generadores de doble combustible.
- Se realizaran simulaciones estocásticas de los parámetros de salida como VAN de los casos analizados mediante la utilización de herramienta basadas en software @Risk (basados en simulaciones de Montecarlo).
- Así también se determinara que parámetros o valores de los aspectos económicos evaluados viabilizan el negocio.

4.4.EVALUACIÓN DE FACTORES DE RIESGO

En este capítulo se Identificara y analizara los principales factores de riesgo,

5. ASPECTOS TÉCNICOS.

5.1. MOTORES A COMBUSTIÓN INTERNA

Los motores de combustión interna (MCI) son máquinas térmicas que producen energía mecánica en el eje a partir de la transformación de la energía química del combustible en un proceso de combustión dentro de la cámara de combustión. El motor de combustión interna (MCI) puede ser considerado como uno de los inventos más importantes que cambiaron la vida humana en los últimos tiempos, proporciona un rápido y sencillo método para la generación o transformación de energía, opera con una variedad de combustibles que están comúnmente disponibles. Desde su concepción y especialmente en los últimos años, enormes esfuerzos de investigación y recursos, se han empleado para mejorar su rendimiento a tiempo de reducir su impacto sobre el medio ambiente. Con los años miles de millones de unidades se han producido, y el motor de combustión interna en la actualidad ha llegado a ser el dispositivo privilegiado para la producción de energía a través de la quema de combustible, existe una variedad muy amplia de aplicaciones de los motores a combustión interna básicamente cubren todas las necesidades de energía mecánica (movimiento), siendo el transporte una de las aplicaciones principales.

El proceso de combustión es la reacción química exotérmica de una sustancia llamada combustible, con un comburente que generalmente es el oxígeno del aire. Para que se desencadene la reacción es necesario que coexistan tres elementos: Combustible (material que arde), comburente (material que hace arder) y un desencadenante (suministra la energía requerida para alcanzar la temperatura de inicio de la combustión). La combustión genera luminiscencia, calor y gases que dependen de la composición de los elementos que intervienen en la reacción; ellos pueden ser: CO₂, H₂O (como vapor), Hollín, NO_x, CO y otros.

Existe una gama muy amplia de dispositivos desarrollados en los últimos años los cuales se pueden clasificar por el tipo de combustible utilizado como se muestra en la Tabla 5-1, así también se muestra en la Figura 5-1 la interrelación de motores que han logrado un grado de éxito para convertir la energía química del combustible en trabajo útil a través de la combustión controlada.

Equipo de combustión Interna		
Combustible	Forma de introducción al equipo	Equipo
Gasolina	Espray, vaporizado o inyectado	Motores de ignición por Chispa
Diésel	Inyectado	Motores de Ignición por Compresión
Combustible Gaseoso	Espray o inyectado	Motores de ignición por Compresión o por Chispa

Tabla 5-1: Clasificación de motores a combustión Interna.
Fuente: (Karim, 2015) Adaptada

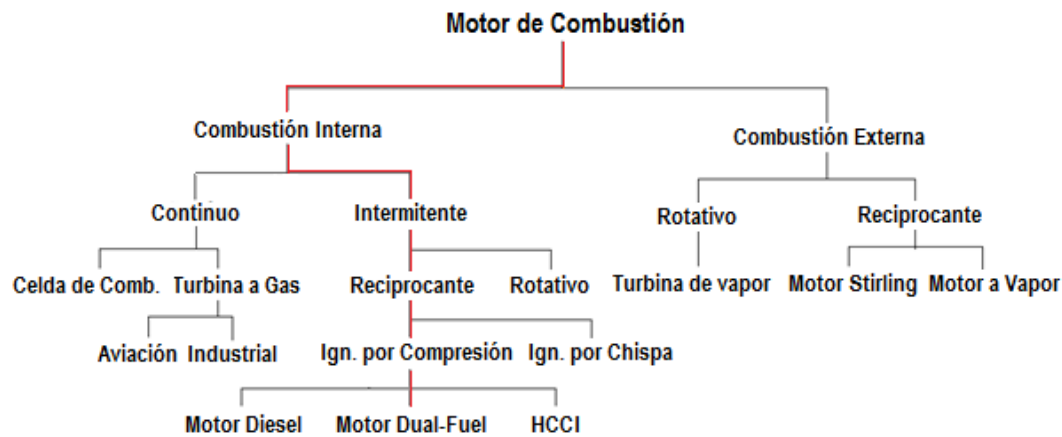


Figura 5-1: Representación esquemática de diversos dispositivos que producen energía a través de la combustión. (Karim, 2015) Adaptada

Con el fin de enfocar la tesina al objeto de estudio, en los subtítulos siguiente, indagaremos en las tecnologías de motores a combustión interna Diésel, Gas y más ampliamente en los motores a combustión interna de doble combustible.

5.1.1. Motores de Combustión Interna Diésel

Los motores diésel convencionales se basan en la ignición por compresión de un chorro de combustible líquido atomizado inyectado en la cámara o pre cámara de compresión de un motor de movimiento alternativo del cual es alta relación de compresión, en el interior del cilindro hacia el final de la carrera de compresión se encuentra a alta temperatura y alta presión esto provoca la combustión del combustible en el momento de la inyección. Muchas mejoras han sido realizadas en los últimos años en el diseño, la fabricación y el desempeño de motores diésel, mejoras significativas en las características clave de desempeño, tales como la producción de energía, las características del torque al freno, consumo del combustible, mayor fiabilidad, y menores emisiones de escape. El motor fue concebido originalmente para ser capaz de utilizar combustibles líquidos baratos de bajo grado, pero con los requerimientos recientes cada vez más estrictos para lograr emisiones de escape suficientemente bajos y además con una alta eficiencia se hecho necesario el uso de combustibles líquidos destilados con ultra bajo nivel azufre.

El motor diésel, se extiende sobre una amplia variedad de tamaños y tipos, representa uno de los principales motores primarios ampliamente utilizado en todo el mundo. Se prevé que su aplicación seguirá siendo dominante, sin embargo, parecen limitar su utilización futura las preocupaciones por el impacto ambiental de sus emisiones y la creciente necesidad de proporcionar suministros de combustibles de alta calidad económicamente adecuados.

Los motores diésel aplicados a la generación eléctrica se han convertido en uno de las más eficientes y prácticas formas de convertir la energía del combustible en electricidad, con una eficiencia global que se acerca cada vez más la marca del 50%, sin embargo el precio del combustible hace que estas eficiencias se vean mermadas desde el punto de vista económico.

5.1.2. Motores de combustión interna a Gas

Los motores de combustión interna a gas están basados en los motores de ignición a chispa similares a los utilizados con combustible líquido gasolina, en estos motores el gas es suministrado antes de la cámara de combustión a través de un mezclador en conjunto con el aire.

Los combustibles que son gases en condiciones ambientales normales se clasifican como gaseoso. Ejemplos notables de estos incluyen gas natural, propano, hidrogeno, etc. La naturaleza gaseosa de dichos combustibles proporciona distintas ventajas en su utilización en dispositivos de combustión en comparación con la combustión de combustibles líquidos o sólidos comunes.

Una característica positiva importante que contribuye o desfavorece la utilización de combustibles gaseosos, y en particular el de gas natural, es la facilidad de distribución y la disponibilidad del combustible a través de distancias considerables desde los puntos de producción al de los consumidores. Por lo general, en el caso de aplicaciones de motores estacionarios, no hay necesidad de almacenamiento de combustible ni de la infraestructura asociada ya que se tiene un suministro a-través de gaseoductos de forma limpia, conveniente, y constante de gas combustible desde la red al equipo de combustión. Una limitación grave asociada al uso de combustibles gaseosos es el riesgo de incendios, explosiones y de toxicidad, especialmente a raíz de una fuga. Sin embargo, en los últimos años ha habido mucha experiencia y estrictos controles reguladores establecidos para el manejo y uso seguro de los combustibles gaseosos.

Algunos motores diésel por lo general de alta potencia, son convertidos para funcionar como motores de encendido por chispa con el fin de utilizar combustibles gaseosos comunes. Esto generalmente se ha sido realizado por muchos fabricantes de motores de alta potencia que sobre la base de un

motor diésel estándar. realizan cambios particularmente en los pistones (relación de compresión) y el sistema de combustible, los cambios en los pistones tienen el objeto de reducir sustancialmente la relación de compresión con el fin de evitar las detonaciones y cualquier auto-ignición incontrolada, los cambios en el sistema de combustible se realiza a través de la eliminación del sistema de inyección diésel y puesto en su lugar un sistema de encendido por chispa eléctrica (Bujía), Tal conversión de motores diésel implica una potencial pérdida de potencia en el motor que sobre la misma base con combustible diésel se obtenía más caballos de potencia, otro aspecto importante en este tipo de tecnología es la eficiencia en la conversión de energía que en algunos casos ronda el 45%.

5.1.3. Motores de doble combustible

5.1.3.1. Terminología Existente.

Es relevante diferenciar y comprender la terminología existente en la actualidad para discriminar la forma de uso del combustible en motores de combustión interna particularmente cuando se usan dos combustibles. Existe cierta confusión en torno a los motores de doble combustible (*Dual-Fuel Engines*), ya sea en la literatura técnica o en la popular donde se confunde o se utiliza indistintamente el término Dual-Fuel y Bi-Fuel. El término *Dual-Fuel Engine*, cuando se usa, describe los motores de encendido por compresión que queman simultáneamente dos combustibles totalmente diferentes en proporciones variables. Estos dos combustibles se componen generalmente de un combustible gaseoso, que suministra la mayor parte de la energía liberada por la combustión, y un segundo combustible, que es un líquido empleado principalmente para proporcionar la energía necesaria para la ignición y la fracción restante de energía liberada por el motor (Karim, 2015).

En los motores que utilizan dos combustibles diferentes alternativamente se describen mejor como motores *Bi-Fuel*. Por ejemplo, los motores de

encendido por chispa fabricados para funcionar alternativamente con uno u otro un combustible como gasolina o un combustible gaseoso tal como propano, butano, gas natural u otros. (Karim, 2015). El Termino Bi-Fuel es también ampliamente utilizado por los fabricantes de equipos de conversión (kit de conversión) de motores diesel estándar para que utilicen dos combustibles al mismo tiempo.

Para efectos de este estudio y por la terminología utilizada comercialmente por los oferentes de estos productos se utilizara el término Dual-Fuel para los motores que originalmente desde su concepción o fabricación son diseñados para utilizar dos combustibles simultáneamente y Bi-Fuel para los motores que a-través de un kit de conversión operan con ambos combustibles también simultáneamente.

Otros términos comúnmente usados en aplicaciones de motores alimentados por gas es el termino *Gas-Diésel Engine*, este término a tenido a relacionar a los motores de doble combustible Dual-Fuel. El funcionamiento de los motores de doble combustible *Dual-Fue Engines* depende en gran manera de cómo se introduce el combustible gaseoso. El enfoque común es introducir el combustible gaseoso en el aire que entra muy por delante de la válvula de admisión, como es comúnmente realizada en los motores de encendido por chispa alimentados con gasolina. El gas también puede introducirse al comienzo del proceso de compresión en el interior del cilindro de modo que el gas quede mezclado con el aire antes de la inyección del combustible piloto, estos motores pueden ser descritos como *premixed Dual-Fuel Engines* en este modo el gas es introducido como fumigación. Por otra parte, existen otros enfoques, tales como aquellos en los que se inyecta el combustible gaseoso a muy alta presión directamente en el cilindro, ya sea inmediatamente antes de o después de la inyección del combustible líquido piloto, dichos motores son descritos como los motores Dual-Fuel de inyección directa de combustible gaseoso a alta presión (*high-pressure direct injection*

gaseous-fueled dual-fuel Engines). La cantidad relativamente pequeña del combustible diésel inyectado proporciona el encendido controlado en los motores de doble combustible este se describe comúnmente como el piloto.

5.1.3.2. Historia y evolución

Gran parte del desarrollo temprano del motor de combustión interna se basa en el empleo de combustibles gaseosos. El uso extendido del gas de carbón, producido por el procesamiento del carbón para la iluminación doméstica y aplicaciones industriales, también alentó a su uso en motores (a pesar de ser altamente tóxico y explosivo). También hubo algunas aplicaciones de motores que emplean gases combustibles derivados industrialmente, tales como los de la industria de fabricación de acero o en el tratamiento de aguas residuales municipales y biomasa. Tras el rápido éxito del motor de combustión interna de combustible líquido de cuatro tiempos, los motores a gas tienden a ser confinados principalmente para aplicaciones especiales y motores estacionarios.

Fue en 1901 que Rudolf Diésel obtuvo una patente en EE.UU. que cubre el concepto del motor de doble combustible (Dual-Fuel). Donde una mezcla de combustible y aire pasan a ser comprimidos a una temperatura inferior de la necesaria para su auto-ignición, el encendido entonces se produce a través de la inyección de un segundo combustible, más reactivo que tiene una temperatura de ignición menor que el gas combustible con lo cual se completa el proceso de quemado de los combustibles dentro del cilindro.

Otros inventores siguieron adelante con patentes que describen el funcionamiento de los motores de combustión interna que operan tanto con combustible líquido y gaseoso donde la ignición regularmente también se proporcionó a través de la inyección de un combustible líquido adecuado.

Algunas aplicaciones de motores de gas se podían ver antes de la Segunda Guerra Mundial en países como Italia, Rusia, Alemania, Holanda, Estados Unidos y el Reino Unido, durante la guerra hubo mucha actividad para utilizar combustibles gaseosos para aplicaciones de motores debido en gran parte por los cada vez más escasos suministros de combustibles líquidos de calidad adecuada especialmente en países como Alemania. También hubo intentos de utilizar algunas gasolinas de baja calidad en lugar de gas en motores que operan en modo dual debido a la escasez de los combustibles diésel.

Antes de la Segunda Guerra Mundial algunos motores de combustible dual fueron operados con gas natural a alta presión en los que se inyectaba directamente en el cilindro a cerca de la posición TDC y eran encendidos por la inyección de combustible diésel. Estos enfoques, sin embargo, no vieron amplias aplicaciones en la industria de la energía hasta mucho más tarde.

Las aplicaciones de motores a gas natural y motores de doble combustible disminuyeron considerablemente después de la segunda guerra mundial, debido principalmente al aumento de la disponibilidad de petróleo relativamente barato. Sin embargo. Sólo en las últimas décadas han aumentado las aplicaciones de gas natural en motores, esto sobretodo en sectores relativos generación eléctrica y el sector vehicular de uso comercial, sin embargo el uso de motores de doble combustible se ha visto rezagado particularmente por la ausencia de desarrollo por parte de los fabricantes de motores adecuadamente dotados de tecnología para el adecuado quemado de dos combustibles de forma simultánea, las aplicaciones de motores de doble combustible se ven tímidamente en aplicaciones de uso marino y algunas aplicaciones de generación.

En las últimas décadas se hizo cada vez más posible y económicamente atractivo el funcionamiento de los motores a gas natural debido a la creciente

y amplia disponibilidad de suministro de gas natural a través tubería y suministros de gas natural licuado (GNL) el cual es transportado por mar desde lugares remotos del mundo. El amplio uso de motores a gas natural es particularmente cierto en los países que están relativamente bien dotados de suministros económicos de gas natural.

Las aplicaciones de motores a gas, así como de motores de doble combustible se ven impulsados en los últimos tiempos por controles cada vez más estrictos respecto a la contaminación del aire, aumento en el costo de los combustibles en general, relativa menor disponibilidad de combustibles líquidos.

5.1.3.3. Aplicaciones

Cada vez es más evidente que un motor de doble combustible (Dual Fuel o Bi-Fuel) adecuadamente desarrollado puede reemplazar el motor diésel convencional en casi todos sus campos de aplicación, en especial cuando las limitaciones asociadas con la facilidad de transporte del gas combustible pueden ser resueltas, los motores de combustible dual se emplean ampliamente en aplicaciones fijas especiales como ser marinas, industria petrolera, generación eléctrica, etc.

En aplicaciones marinas el uso se da a fin de reducir los altos costos de los combustibles líquidos, en estas aplicaciones generalmente se usa GNL (gas en estado líquido).

El motor diesel que en la actualidad está altamente desarrollado y es de uso amplio, ofrece un medio excelente y flexible para que los fabricantes puedan desarrollar motores Dual-Fuel. Sin embargo modificaciones en el diseño y operación del motor necesitan ser realizadas, para hacer de los motores diésel adecuados para el consumo de combustible gaseoso en simultaneo con el diesel, estos cambios varían ampliamente en complejidad, efectividad,

el cual debe ser analizado en función de la aplicación, el combustible utilizado y las condiciones operativas asociadas lo cual hace que estos motores no sean ampliamente utilizados, este aspecto será ampliado en el título 6.1.

Un aspecto no menor en la aplicación de motores de doble es que basados en motores diésel las características de potencia y eficiencia no debieran verse afectadas operando en las condiciones adecuadas, es decir al realizar adecuadamente la transformación de un motor a Diésel para que este quemando combustible gaseoso se mantiene en gran magnitud tanto la potencia del motor como la eficiencia y se mejora la emisión de gases contaminantes.

En las últimas décadas se ha extendido el uso de Kit de conversión para poder quemar combustible gaseoso en motores diesel estándar, este tipo de cambios son de bajo costo en comparación al rediseño de un motor ya que todas las especificaciones originales del motor permanecen sin cambios después de la instalación del kit Bi-Fuel, la instalación del kit es externa al equipo y ligeramente invasiva por lo que no se requieren modificaciones en el motor, esto permite la aplicación de esta tecnología en una amplia variedad de aplicaciones industriales donde los motores ya se encuentran operando, esta tecnología será ampliada en el título 6.2.

5.2. COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LOS MOTORES DE DOBLE COMBUSTIBLE.

Existe una amplia variedad de combustibles utilizados en los motores a combustión interna de doble combustible, donde básicamente el combustible líquido es diesel o alguna variedad de combustible diesel pesado el cual es quemado al interior del cilindro junto a algún tipo de gas como ser Gas natural, Propano, Butano, Gas Licuado de petróleo, Biogás, Gas de relleno sanitario, etc.

Para efectos de este estudio y en particular habiendo revisado la tecnología ofertada realizaremos una descripción de los principales combustibles utilizados y especificados por los principales proveedores de la tecnología Bi-Fuel y Dual-Fuel, entre los combustibles ampliamente utilizados está el Diésel, Diésel Marino MDO, Diésel Pesado HFO y el combustible GN en su estado gaseoso o liquido GNL el cual será abordado con mayor amplitud.

5.2.1. Combustible Diésel (Comercial)

El combustible diésel (ocasionalmente también llamado gasoil) hierve en el intervalo de 175° C - 345° C, más alta que el queroseno o combustible para aviones, y mucho más alta que la gasolina. El intervalo de ebullición del diésel se superpone un poco con la del queroseno porque el combustible diésel comercial está hecho, generalmente, como una mezcla de varios tipos de destilados de petróleo.

Los fabricantes de motores listan las principales características que deben tener los combustibles a ser utilizados en sus productos, la clasificación diésel D1 y D2 de ASTM (American Society for Testing and Materials) es la más utilizada y aceptada para el combustible diésel y para la mayoría de los fabricantes de motores diésel de alta velocidad, sin embargo la normativa y especificaciones para los combustibles en algunos países puede tomar distintos nombres o nomenclaturas como en el caso de Chile las nomenclaturas A-1 B1 y B2, estas especificaciones están detalladas en el Anexo 1 – Especificaciones Combustibles.

5.2.2. Combustible Diésel Marino MDO o MDF

Combustible diésel marino es una mezcla de diferentes destilados medios derivados del proceso de refinación del petróleo crudo. Por lo general se compone de aceite ligero y pesado de gas, luz y aceite de ciclo pesado, así como gasóleo de vacío. Los componentes químicos son alquenos, alcanos

cicloalifáticos y diferentes hidruros de carbono. El intervalo de ebullición es entre 200 ° C y ~ 500 ° C.

Los nombres comerciales internacionales de combustibles destilados son ISO-F-DMX, DMA, DMZ, DMB. Estos tipos de combustibles se conocen como MDF (Combustible Diésel Marino). Las principales diferencias entre estos combustibles son sus viscosidades, densidades, así como su contenido de azufre las especificaciones están detalladas en el Anexo 1 – Especificaciones Combustibles.

5.2.3. Combustible Diésel Pesado HFO

El combustible diésel pesado HFO, también conocido como " combustible residual", se basa en la alta viscosidad, de aspecto similar al alquitrán, que resulta de la destilación y posterior craqueo de petróleo crudo con el fin de producir productos de hidrocarburos más ligeros, como la gasolina, el combustible diésel destilado y combustible para calefacción o materia prima para lubricantes.

Los componentes principales son alcanos, cicloalcanos y diferentes hidruros de carbono. El intervalo de ebullición es entre 300 ° C y ~ 700 ° C, debido a su consistencia semi-fluido, HFO tiene que ser precalentado para que sea combustible en los motores.

RMA, RMB, RMD, RME, RMG o RMK son los nombres comerciales internacionales las especificaciones están detalladas en el Anexo 1 – Especificaciones Combustibles.

5.2.4. Gas Natural (GN y GNL)

El gas natural se deriva de la descomposición de material orgánico depositado a grandes profundidades por millones de años. El calor de la tierra y la gran presión de su interior transformaron el material orgánico en gas.

Éste se acumula en las rocas subterráneas o se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose un yacimiento.

El gas natural se obtiene a partir de una amplia gama de fuentes y puede diferir no sólo en su composición sino también en contenido de energía, la composición de gas natural varía significativamente, dependiendo de su origen y si es procesado o no para la distribución por tubería y posterior consumo. Típicamente, el gas natural para entrega a los consumidores es adecuadamente procesado y está compuesto de alrededor de 90% de metano, y el resto es de varias concentraciones de etano, propano, butano, y gases no combustibles diluyentes, tales como nitrógeno y dióxido de carbono. El metano, un gas más ligero que el aire, es inodoro, incoloro y no tóxico, se añaden a la tubería de gas natural por lo general en sus puntos de distribución odorantes tales como mercaptanos (por ejemplo, mercaptanos de etilo), para asegurar la detección fácil a concentraciones muy bajas en caso de una fuga.

Los recursos mundiales de gas natural parecen ser enormes y relativamente extendidos en comparación con los de los líquidos de petróleo, estos recursos han estado aumentando rápidamente en los últimos años de hecho, el gas natural está siendo considerado cada vez más como el combustible que es potencialmente capaz de asegurar el suministro continuo y a largo plazo para la transformación de la energía.

En todo el mundo se han realizado progresos rápidos tanto en el descubrimiento de nuevos yacimientos de gas natural como en su transporte en forma de gas y en su estado líquido criogénico Gas natural licuado (GNL). El gas natural se suministra habitualmente a través de oleoductos o una infraestructura de gas, pero gracias a los avances recientes que puede

licuarse y en consecuencia, puede ser transportado en forma líquida GNL (Gas Natural Licuado) por buques en todo el mundo.

El aumento de la disponibilidad del combustible, la necesidad de cumplir los controles de emisiones cada vez más estrictos y su coste relativamente bajo han tendido a aumentar su uso como combustible en una amplia variedad de aplicaciones.

El Gas Natural para la producción de energía eléctrica a través de motores de combustión interna es de amplio uso, la composición del gas natural entregado a través de tuberías podría variar con el tiempo y la ubicación particularmente cuando este es abastecido a través de ductos directo desde las zonas de producción sin ser previamente procesados, estas variaciones en la composición del gas pueden afectar al rendimiento y niveles de emisión de gases contaminantes en los motores a combustión interna, a través de cambios en las características de dosificación del combustible y la resistencia al auto-encendido y golpeteo (Nocking) que afectan la combustión del Gas y el comportamiento del motor.

El procesamiento de gas natural elimina casi todo el sulfuro de hidrógeno que puede estar presente, y reduce el contenido de agua a un nivel aceptable; También, se reduce mucho de los gases inertes y los de alto valor económico, el número de metano, que es un criterio empírico, se emplea para indicar la tendencia relativa del combustible gaseoso a detonar (Nocking) en los motores.

Hay diferentes tipos de gas natural en función de su composición. H-gas (gas de alto poder calorífico) es gas con un alto contenido de energía y de metano. L-gas (gas de bajo poder calorífico) tiene un menor contenido de energía y metano, pero mayores cantidades de nitrógeno y dióxido de carbono, estos tipos de gas natural tienen características diferentes en términos de combustión, para el uso de gas natural en motores, el gas debe cumplir con

las especificaciones generales aplicables para cada equipo como estar limpio y seco (libre de agua, condensado de hidrocarburos y aceite) además de los niveles de hidrocarburos específicos cuando se alimenta al motor.

Composición Química Típica	% en volumen
Metano	91-95
Etano	2-6
Propano	0-2
Nitrógeno	0-1
Dióxido de Carbono	0-2
Otras características:	
Poder Calorífico Superior*	9.300 Kcal/m ³ std (8.850<X<10.200)
Poder Calorífico Inferior*	8.400 Kcal/m ³ std
Densidad Relativa (Aire = 1)	0.6 - 0.64
Índice de Wobbe	11.300 kcal/m ³ < x < 12.470 kcal/m ³
* (1 m ³ std corresponde a 15 °C y 1 atm)	

*Tabla 5-2: Características típicas del Gas Natural.
Fuente: Norma Gas Natural NCh 2264 del 2014.*

Entre las principales características, el gas natural es el combustible fósil más puro y limpio que existe.

- Es más limpio. Al ser encendido, genera muchísimo menos emisiones de material participado, óxidos de azufre y gases efecto invernadero que los demás combustibles fósiles, convirtiéndolo en un combustible ambientalmente amigable. Además, su pureza implica un menor procesamiento y una menor generación de emisiones en su producción. Ambos aspectos lo hacen el combustible de preferencia para reducir emisiones de CO₂ y otros elementos.
- Es inocuo. En caso de un eventual derrame en tierra o agua, el gas natural se evapora, y como es más liviano que el aire (35 a 40 % más liviano), se elevaría a la atmósfera sin generar residuos. También es incoloro e inodoro, es decir, no tiene sabor, color y ni olor. Por esto, las empresas distribuidoras le agregan un compuesto odorante (mercaptano) para que sea detectable al olfato.

- Es menos inflamable. La combustión se produce única y exclusivamente si se conjugan tres factores: la presencia de oxígeno; una concentración de gas natural entre el 4,5% y el 14,5%; y un elemento que produzca el calor necesario para generar la ignición de esta mezcla.

En los últimos años se han desarrollado tecnologías para recuperar gas natural desde fuentes no convencionales, tales como:

- El "shale gas" o "gas de esquisto", es gas que se encuentra atrapado en pequeños espacios ubicados dentro de formaciones rocosas sedimentarias poco permeables como el esquisto. La perforación horizontal y fractura hidráulica permiten acceder a y recuperar esta fuente.
- El "tight gas" o "gas de arenas compactas", es gas que se encuentra disperso en formaciones de arenas o calizas de muy baja porosidad. La perforación horizontal y fractura hidráulica permiten acceder a y recuperar esta fuente.
- El "coalbed methane" o "gas metano de carbón" es gas natural que se encuentra atrapado dentro de los poros del carbón por un proceso de adsorción. Se extrae reduciendo la presión de agua que contiene el gas dentro de los yacimientos de carbón o por cavitación, liberando el gas natural sin extraer el mineral de carbón.

La presencia del metano en la atmósfera abierta representa una fuente de gases de efecto invernadero con una contribución seria al calentamiento global. Gran parte de las emisiones de metano surgen de fugas y escapes de gas, ya sea de forma natural, como por ejemplo a través de procesos de biodegradación, o las emisiones industriales, especialmente los relacionados con el funcionamiento de la industria del petróleo y el gas.

5.2.4.1. Gas Natural Licuado

El GNL corresponde a Gas Natural en estado líquido, el gas natural típicamente se licua en instalaciones muy grandes cerca de la fuente de gas mediante un proceso de enfriado a temperaturas inferiores a -160° Celsius, logrando su licuación y reducción de su volumen en más de 600 veces, Esta reducción de volumen viabiliza el transporte del Gas Natural desde grandes distancias, vía barcos tanques denominados barcos metaneros especialmente diseñados para ello. El GNL llega a los puntos de distribución y uso generalmente después de su vaporización en la red de tuberías de gas a través del proceso inverso en plantas de regasificación.

La producción de GNL es intensiva en capital, generalmente para la instalación de una planta de licuefacción se aseguran mercados y contratos de compra venta, a pesar de estas limitaciones la demanda de GNL sigue en amplio crecimiento para usos como generación eléctrica y en menor medida para transporte y uso domiciliario.

El alto costo de capital y el costo asociado a la energía requerida para licuar el gas contribuyen a los costos relativamente altos de producción, operación, y transporte de GNL, por otra parte, los proyectos de GNL por lo general requieren muy grandes reservas de gas para que sean económicamente viables y obtener retornos por los altos costos operativos y de capital iniciales.

El GNL es el producto que GNL Quintero y Mejillones entrega al mercado en Chile luego de pasar por toda su cadena de producción. Se trata de una mezcla de hidrocarburos ligeros, que contiene más de un 95% de metano (CH_4) y proporciones menores de etano, propano, butano, nitrógeno y dióxido de carbono mismo que esta normado por la NCh2264:2014.

6. OPCIONES TECNOLOGICAS DISPONIBLES

En este capítulo realizaremos una breve revisión de equipos, tecnología, operación, aplicación y otras características relevantes de las opciones tecnológicas actuales de los principales fabricantes y proveedores. Realizaremos la individualización o clasificación basados en el lenguaje técnico y comercial utilizado por los proveedores para las tecnologías de generadores de doble combustible donde se diferencia dos tipos de tecnología, la primera motores dual-fuel originales, es decir equipos que desde su fabricación vienen concebidos, diseñados y contruidos para que funcionen como tecnología dual-fuel y la segunda para motores convertidos bi-fuel que a partir de motores diesel estándar mediante kits de conversión se habilitan para quemar adicionalmente gas de forma simultánea, además también haremos una descripción de las tecnologías disponibles para la provisión de gas siendo que esta es menos conocida que la provisión de combustibles líquidos.

6.1. MOTORES DUAL FUEL

Los principales proveedores de Motores Dual-Fuel como Wärtsilä, Caterpillar, Hyundai, MAN entre otros tienen una gama de productos Dual-Fuel que en la mayoría de los casos basado en un motor originalmente diseñado para combustible diésel y mediante modificaciones de diseño en los componentes principales de potencia, sistema de combustible para el ingreso de gas y un sistema de control que permita la operación dual-fuel se ha logrado tener productos que tengan un alto desempeño operando como Dual-Fuel, los logros particularmente son los elevados niveles de sustitución de diesel por combustible gaseoso superando el 90% de sustitución en algunos casos, los combustibles que utilizan en este tipo de motores por lo general son GN y algún combustible líquido que típicamente es MDF (combustible Diésel marino), HFO (combustible diésel pesado) y otros, estos

equipos por lo general están en aplicaciones de propulsión marina o generación de potencia para aplicaciones marinas, no todos los modelos que se describirán a continuación están disponibles para aplicaciones industriales, en los siguientes subtítulos se revisara las opciones de motores dual fuel originales por algunos fabricantes.

6.1.1. Wärtsilä Dual Fuel Engines.

Wärtsilä es una corporación de origen finlandés líder en la fabricación de motores marinos de alta potencia, tiene una variedad de motores diseñados para operación continua con combustible dual, NG-MDF Natural Gas-Marine Diésel Fuel, (Wärtsilä, Ship Power Engines, 2015), Wärtsilä tiene las serie 20DF, 31DF, 34DF, 46DF y 50DF estos generadores están en potencias desde 0,9 hasta 18,3 MW (condiciones ISO), en la Figura 6-1 se detalla los modelos de motores dual fuel y las potencias disponibles.



Figura 6-1: Wärtsilä Dual-Fuel Series Engines. (Wärtsilä, Ship Power Engines, 2015)

Los motores Dual-Fuel Wärtsilä de 4 tiempos pueden funcionar en Gas Natural y Combustible Diésel Marino (MDO), combustible Diésel Pesado (HFO) o combustible diésel liviano (LFO) son motores de baja velocidad con un rango 500-1200 RPM y una eficiencia cercana al 45% en algunos modelos de generadores. Una de las principales características de la probada y confiable tecnología Dual-Fuel que ofrece este fabricante es que el motor puede ser cambiado de combustible diésel a Gas Natural y viceversa sin ningún problema durante el funcionamiento del motor, durante el cambio el combustible diésel es gradualmente sustituido por gas, el sistema de combustible diésel cuenta con un sistema de doble inyección de combustible diésel uno para la inyección de diésel principal en modo y otro para la inyección piloto en modo gas. En el caso por ejemplo de la interrupción de suministro de gas, el motor pasa a operar solo con diésel de forma instantánea y automática sin que esto afecte la operación a cualquier nivel de carga. El cambio de modo de operación de combustible de líquido a gas de se puede realizar a orden del operario.

El gas natural se suministra al motor a través de una unidad de válvula de gas, donde se filtra se controla la presión. El sistema incluye válvulas de shut-off y válvulas de venteo para asegurar el suministro de gas a baja presión seguro y libre de problemas. En el motor, el gas se suministra a través de un riel común a lo largo del motor. Cada cilindro tiene un conducto de alimentación individual a la válvula de admisión de gas ubicada en la cabeza del cilindro. Cuando el motor opera en el modo gas, la mezcla de aire / gas se enciende con una pequeña cantidad de combustible piloto, que en algunos modelos de motor dual fuel es menos del 1% del consumo de combustible a plena carga. La cantidad de combustible piloto está optimizado para una mejor combustión de acuerdo a la velocidad del motor y de control de cantidad de carga incorporado en el sistema de supervisión, en la Figura 6-2 se muestra el funcionamiento de un motor dual fuel.

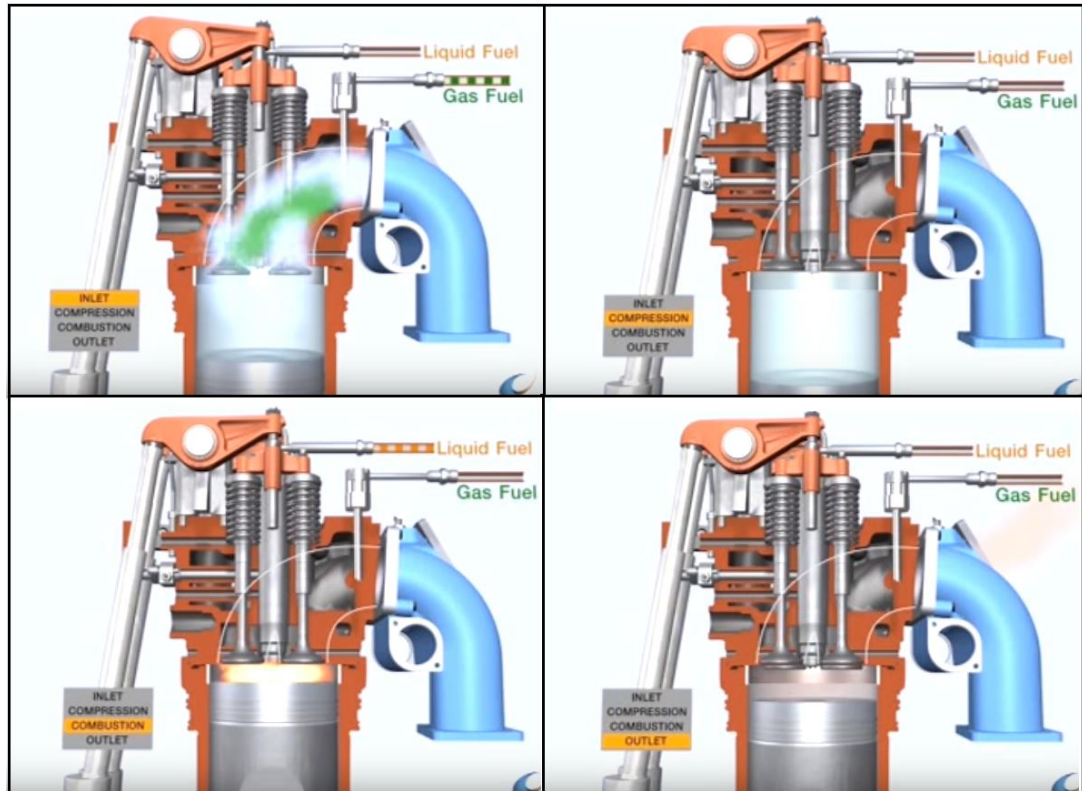


Figura 6-2: Operación en modo Dual-Fuel, Fuente: Video presentacion operación de motores Dual-Fuel Wartsila

El motor de doble combustible Wärtsilä opera sobre el principio de combustión de mezcla pobre, la mezcla de aire y gas en el cilindro contiene más de aire del que se necesita para la combustión completa lo cual reduce los picos de temperatura y por lo tanto las emisiones de NOx. En el modo gas, el motor cumple con la regulación IMO-Tier III sin ningún tipo de sistemas secundario de purificación de gas de escape. La tecnología Dual-Fuel ofrece la reducción de emisiones SOx y CO2, así como una operación sin humo en el modo de funcionamiento a gas. En el modo de operación a combustible líquido, los motores de combustible dual Wärtsilä son totalmente compatibles con las normas de la IMO-Tier II.

Los motores de combustible dual Wärtsilä están diseñado para un funcionamiento continuo en modo gas o modo diésel. Para un funcionamiento

continuo y sin reducción de la potencia nominal, el gas utilizado como combustible principal en el modo de funcionamiento de gas tiene que cumplir los requisitos de calidad donde el punto más relevante es el índice de metano mayor a 80%, Las especificaciones de los combustibles líquidos en general se basan en el estándar ISO 8217: 2012 (E) para los combustibles.

6.1.2. Hyundai Dual Fuel Engines.

Hyundai Corporación de origen coreano ofrece una serie de motores Dual Fuel basados en los modelos de motores marinos HiMSEN (Hi-touch Marine & Stationary Engine), las series de motores que ofrece hyunday para la generación eléctrica son H27DF, H35DF, H35DFV, estos generadores ofrecen una potencia desde 1300 kW hasta 9264 kW (condiciones ISO), el combustible utilizado para estos modelos es Gas Natural y Combustible Diésel Marino.



Figura 6-3: Motores Dual Fuel Hyundai, (Hyundai Heavy Industries, 2015)

Respecto a esta tecnología el fabricante del equipo resalta que tiene bajas emisión de NOx, satisface con Tier II (modo diésel) y Tier III (modo de Gas) sin ningún dispositivo de pos-tratamiento.

6.1.3. Caterpillar Dual-Fuel Engines.

Los Motores dual-fuel que produce Caterpillar para la aplicación generación están orientados al mercado marino, las series de motores MaK como el M34DF con un rango de productos de 2934 kWe a 4574 kWe (condiciones ISO) y la serie M46DF con productos de 5179 kWe a 8329 kWe (condiciones ISO), estos equipos funcionan con dos distintos combustibles, gas natural licuado (GNL) como alternativa al costoso combustible diésel marino (MDO, Marine Diesel Oil) el cual es utilizado para la llama piloto todo esto sin sacrificar las propiedades del motor marino, estos motores son de baja velocidad 500/514RPM.

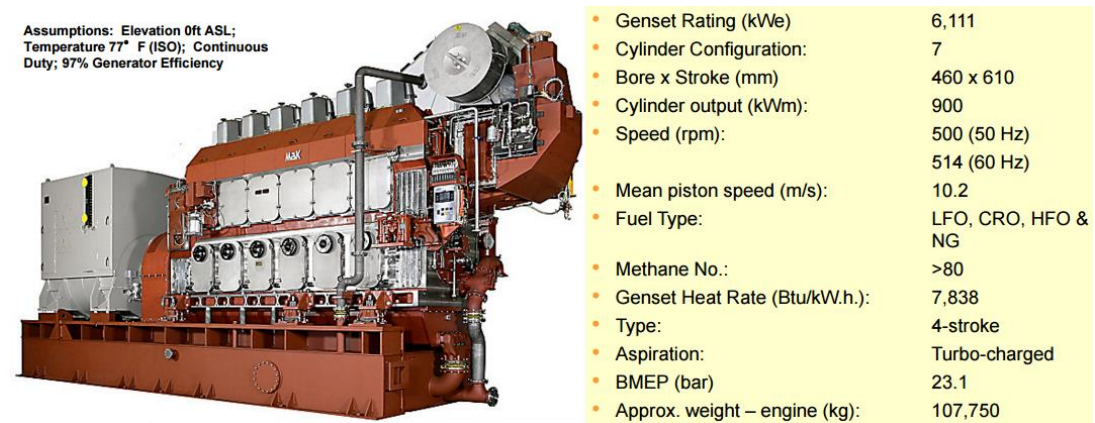


Figura 6-4: Caterpillar Dual Fuel Engine, MaK Model 7CM46DF. Fuente: <http://www.catpowerplants.com/>

6.2. MOTORES BI-FUEL (CONVERTIDOS) Y KITS DE CONVERSION.

Técnicamente es posible la conversión de cualquier motor diésel en motores Bi-Fuel con la salvedad de que aspectos como la vida útil del motor, desempeño general del equipo entre otros no sean grandemente afectados, existe variedad tecnológica en controladores y equipo complementario de diversos fabricantes para la conversión de un motor de combustible diésel en motor Bi-Fuel, como Comap, Gfs Corp, Altronic, Woodware, entre otros , incluso algunos de estos equipos son desarrollados o customizados a medida con los fabricantes originales de los motores diésel como es el caso de Caterpillar con sistemas Bi-fuel GFS CORP o Cummins con sistemas bi-fuel ComAp, el concepto general de operación y funcionamiento del sistema es similar para todos los kits de conversión ofertados, este consiste en proporcionar gas al motor utilizando una técnica conocida como la fumigación. En un proceso similar al usado por los carburadores en aplicaciones de motores de encendido a chispa, el sistema suministra gas al motor usando el sistema de aire de admisión.

En la configuración típica, se introduce el gas en un lugar aguas arriba del turbocompresor y aguas abajo del filtro de aire del motor. El gas se introduce a presión aproximadamente atmosférica usando un dispositivo de mezcla de aire-combustible que permite un alto nivel de la atomización del combustible, después de salir del mezclador, la carga de combustible y aire se comprime en el turbo y luego se distribuye a cada cilindro por el múltiple de admisión del motor. Las válvulas de admisión suministran la mezcla a los cilindros individuales en el momento apropiado según el sincronismo de las válvulas del motor. Al entrar en la cámara de combustión, la mezcla aire-gas se comprime durante la carrera de compresión y se enciende cuando se inyecta el combustible diesel.

Debido a que una mayoría del combustible y el aire es ya premezclados antes de la inyección, la combustión difiere ligeramente del proceso normal del motor diesel, durante el funcionamiento bi-fuel, la combustión es ligeramente acelerada y un aumento de presión en el cilindro es ligeramente "más pronunciado" que la combustión diesel normal ya que en la combustión de diesel el combustible es dosificado en un tiempo mayor, máximas presiones de cilindro son alcanzadas durante la operación bi-fuel, sin embargo, están dentro de límites normales o límites de daño del motor. Aunque el gas natural tiene una densidad de energía más baja que el combustible diesel, la operación de mezcla pobre/operación con exceso de aire en el motor diesel combinada con la compresión proporcionada por el turbocompresor, permite que el sistema suministre cantidades adecuadas de gas natural a la cámara de combustión.

No se requieren modificaciones en el motor, todas las especificaciones originales del motor como sincronización de la inyección, sincronización de válvulas, relación de compresión, etc., permanecen sin cambios después de la instalación del Sistema Bi-Fuel.

El sistema de control regula continuamente el gas a través de una mariposa tomando en cuenta dos aspectos principalmente como ser: rango de carga, velocidad del motor y niveles de detonaciones o golpeteo (Nocking) como primera prioridad, lo cual permite el funcionamiento del motor con un nivel de sustitución de gas a diésel más eficiente, la conversión de motores diésel industriales para la operación bi-fuel mediante la sustitución de gas es típicamente del 50 hasta un 80%. La tasa de sustitución de diesel puede variar en función de factores tales como la calidad del combustible gas, el diseño y estado del motor, el perfil de la carga del motor, la temperatura ambiente, aplicación, etc.

En general los proveedores de los Kit indican que después de la conversión, tanto la potencia nominal del motor, comportamiento (por ejemplo, tiempo de respuesta a pasos de carga) así como los parámetros operativos del motor (por ejemplo, temperatura de escape, temperatura del motor, etc.) no se ven afectados y se mantiene dentro de los límites establecidos por el fabricante original del motor (siempre y cuando estos parámetros se encontraban dentro de los límites antes de la conversión). El factor de reducción de potencia de acuerdo con las condiciones ambientales sigue siendo el mismo que el fabricante indique dentro de sus hojas de datos.

A primera luces el sistema es ventajoso en cuanto a características técnicas, flexibilidad y desempeño, sin embargo la atractividad económica dependerá en gran medida del ciclo de trabajo del motor, la cantidad de combustible diésel que será desplazado por el gas y el diferencial de precio entre el combustible Gas y el combustible líquido siendo estos aspectos en particular los que definan la factibilidad económica de la conversión.

6.2.1. Sistema de control bi-fuel ComAp.

ComAp ofrece dos tecnologías de conversión - una para motores media/baja velocidad (hasta 1000 rpm) y el segundo para motores de alta velocidad (1200 a 1800 rpm) la elección de la solución apropiada se determina por la velocidad del motor y la superposición de válvulas consiguiente aspiración / escape (es decir, apertura de las válvulas de aspiración y de escape al mismo tiempo o también llamado en el lenguaje técnico cruce de válvulas).

Los Motores / media-baja velocidad normalmente cuentan con un cruce de válvulas grande cuando el aire puro limpia de gases ya quemados y enfriar el cilindro. Por lo tanto es necesario continuar con el lavado de cilindro / refrigeración por aire puro, es decir, el flujo de gas en el cilindro durante el cruce de válvulas debe ser interrumpido para evitar la presencia de gas en el colector de escape caliente (esto causaría una potencialmente peligrosa

situación y resultar en pérdidas sustanciales de combustible). Por lo tanto, típicamente para los motores lentos y media velocidad, cada cilindro está equipado con una válvula de inyección de gas controlado por un sistema de control electrónico. Por el contrario, los motores de alta velocidad tienen sólo un pequeño cruce de válvulas, por lo que es posible instalar un(os) mezclador central antes del turbocompresor(s) obteniendo flujo continuo de la mezcla de gas / aire. La inyección de gas es controlada por un regulador operado por el sistema de control electrónico ComAp, esto de acuerdo con la potencia requerida por el motor, la velocidad y el nivel de detonaciones, los motores típicamente convertibles son los motores de alta velocidad 1200-1800 rpm, con el fin de evitar las detonaciones en el interior de los cilindros, ComAp DENOX permite el funcionamiento del motor en la relación gas / diesel más eficiente.

Sistema para la conversión de motores diésel industriales a la operación bi-fuel, la sustitución de Gas Natural-Diesel es típicamente 50-80% en la Figura 6-5 se muestra un mímico de la incorporación del kit bi-fuel ComAp y un listado de algunos motores de alta velocidad en los que se han instalado exitosamente estos kit.

Los paquetes del sistema de control de Comap InteliBifuel 2 e InteliBifuel 20 son una solución integral para el control Bifuel (combustible dual) para todos los motores diesel.

- Intellifuel 2 (hasta 6 cilindros en línea)
- Intellifuel 20 (motores de más de 6 cilindros)

Las principales características que el fabricante resalta son:

- Sistema completamente automático, fácil de operar
- No existe perdida en salida de potencia nominal, La misma respuesta a los pasos de carga
- La cantidad de gas se maximiza tanto como sea posible en condiciones variables en cualquier momento

- Alta estabilidad y Menores emisiones, posibles reducciones de las emisiones de CO₂, NO_x, SO_x y se puede esperar que en comparación con el diesel operación original 100%.
- Posibilidad de funcionamiento Diesel puro mantiene

Los principales componentes del sistema son:

- Mezclador(s) Aire/gas
- Válvula de mariposa de gas con actuador
- Controlador ComAp bi-fuel / gobernador IntelliDrive BF
- Sensor(es) de detonación ComAp / controlador DENOX
- Sensores (presión, temperatura, etc.)
- Tren de gas (distribuidor de gas, gobernador de gas, válvula de cierre doble, filtro, válvula tipo bola, etc.)

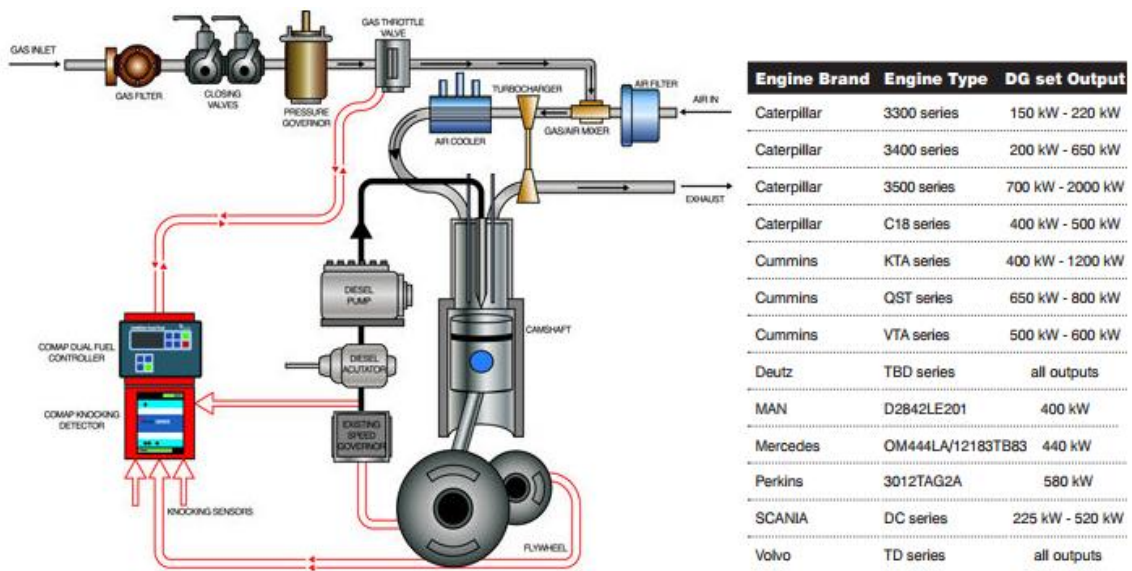


Figura 6-5: Mímico sistema de control Bi-Fuel ComAp Fuente: <http://www.comap.cz/products/detail/intelibifuel-2/>

6.2.2. Sistema de Control Bi-Fuel Altronic

El Sistema Bi-Fuel GTI de Altronic ofrece un medio económico y eficiente de operar los motores diesel industriales que utilizan diesel y de gas natural (u otro gas disponible) como fuentes de combustible. Este innovador, el sistema patentado, que no requiere ninguna modificación a los componentes internos

del motor, permite el funcionamiento con gas natural, hasta un máximo de 70% del combustible necesario para mantener la velocidad y la carga deseada (la sustitución de diesel promedio es de un 55-60%).

El sistema de incluye un seguimiento de diversos parámetros del motor (dependiendo del tamaño del motor y la aplicación), tales como la presión de aire de admisión (boost pressure), temperatura del gases de escape, la temperatura del aire del colector de admisión, la restricción de entrada de aire, la presión del gas de alimentación y vibraciones del motor. Estos datos permiten al sistema determinar cuándo activar o desactivar la operación bi-fuel en función de nivel de carga, condiciones ambientales, límites de detonaciones, baja o alta presión de gas o un mal funcionamiento detectado en el motor. El modo de operación por defecto es siempre la operación 100% diesel, en la Figura 6-6 se muestra el diagrama y la ubicación de los componentes de del kit Altronic bi-fuel.

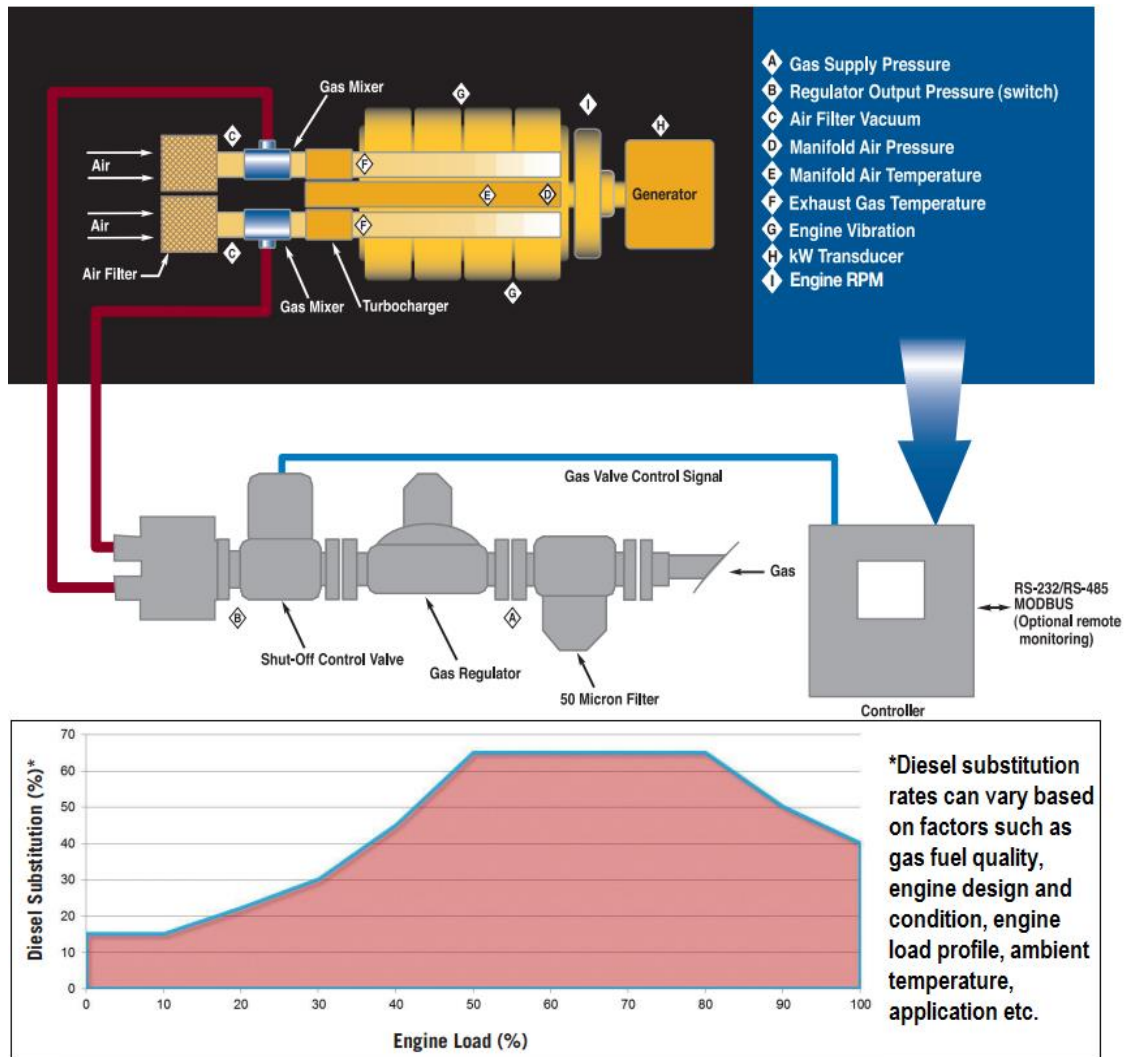


Figura 6-6: Diagrama estándar Sistema de control Altronic GTI Bi-Fuel & curva típica de sustitución de diesel. Fuente: <http://www.gti-altronic.com>

6.3. TECNOLOGIAS PARA LA PROVISION DE GAS NATURAL

6.3.1. Gas Natural a través de Ductos

El transporte de gas natural a través de gasoductos representa un sistema de distribución altamente desarrollado además muy eficiente y a su vez económico para la provisión de gas a los lugares de consumo.

6.3.2. Plantas satélite de regasificación

El Transporte del Gas Natural en su estado líquido GNL está en amplio crecimiento a través de altas inversiones de capital y avances tecnológicos que permiten el transporte de gas a través de camiones hasta los lugares de consumo donde se tenga instalada una planta de regasificación PSR .

Las denominadas Plantas Satélites de Regasificación (PSR), corresponde a una planta de regasificación local que abastece consumos situados en zonas no abastecidas por gas de red mediante gasoductos. Estas plantas se abastecen a través de camiones tanques que por vía terrestre transportan GNL desde una planta de abastecimiento de GNL de mayor capacidad.

Las funciones que cumple una Planta de Regasificación (PSR) están relacionadas con la descarga, el almacenamiento y la regasificación del GNL; y sus características pasan por su capacidad de almacenamiento (m³ GNL), la vaporización atmosférica (m³ gas/h) en la Figura 6-8 se muestran los principales componentes de una PSR (módulo de descarga, Deposito de almacenamiento, Gasificadores, estación de medición y regulación & odorizador.



Figura 6-7: Vehículo de transporte de GNL Fuente: <http://www.metrogas.cl/>



Figura 6-8: Principales componentes de una PSR. Fuente: <http://www.metrogas.cl/>

Los tanques de almacenamiento de LNG son normalmente de doble pared con un recipiente interior hecho de acero inoxidable el cual es capaz de soportar las temperaturas criogénicas y el recipiente exterior está compuesto

de acero al carbono, entre ellos existe un material aislante que se encuentra al vacío. El GNL se almacena generalmente a presiones ligeramente superiores a la atmosférica. Un tanque típico cuesta sustancialmente mucho más que los de GNC. La Figura 6-9 muestra una representación esquemática de un contenedor típico de LNG para aplicaciones de transporte.

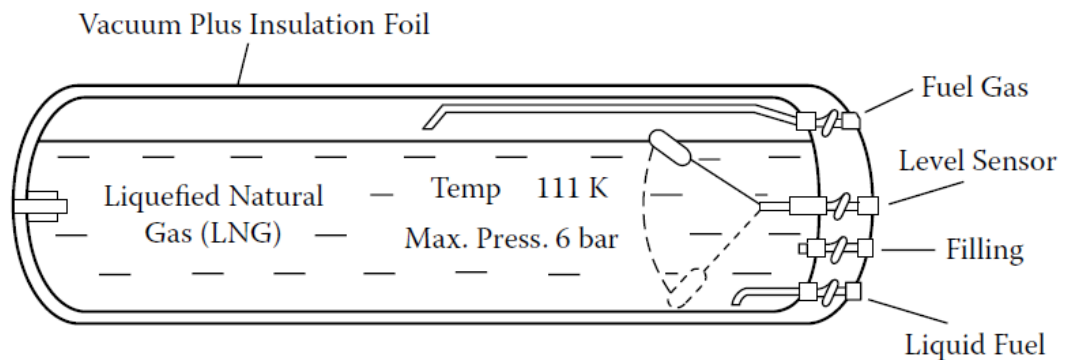


Figura 6-9: Contenedor típico de GNL para aplicaciones de Transporte. (Karim, 2015)

Los motores de GNL como es el caso de los motores Dual-Fuel utilizan el combustible en estado gaseoso para lo cual vaporizan el combustible mediante de la transferencia de calor antes de entrar en el cilindro. El refrigerante del motor es utilizado generalmente para suministrar el calor necesario para vaporizar el combustible. La presión del combustible es regulada previa al motor para la dosifica y mezcla con el aire, en algunas aplicaciones el tamaño del radiador puede ser reducido, También se debe prestar atención a algunos problemas de formación de hielo en el funcionamiento del motor de GNL, sobre todo en lugares donde normalmente se encuentra de aire de alta humedad.

7. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELECTRICO DE GENERACION & DE LOS PMGD'S

El mercado de electricidad en Chile se ha diseñado de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica a través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos no monopólicos. Es así que en el mercado de electricidad se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen un tratamiento regulatorio diferenciado.

El diseño del mercado eléctrico chileno para el segmento de generación se basa en la teoría marginalista, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores. El mercado eléctrico mayorista chileno es del tipo pool obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. La Figura 7-1 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema de mercado chileno.

En el caso de Chile, el CDEC es la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras. En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

Las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a precio de nudo de largo plazo través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados) para los contratos regidos por la Ley 20.018 (suministros a partir del año 2010). Por su parte, las

empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

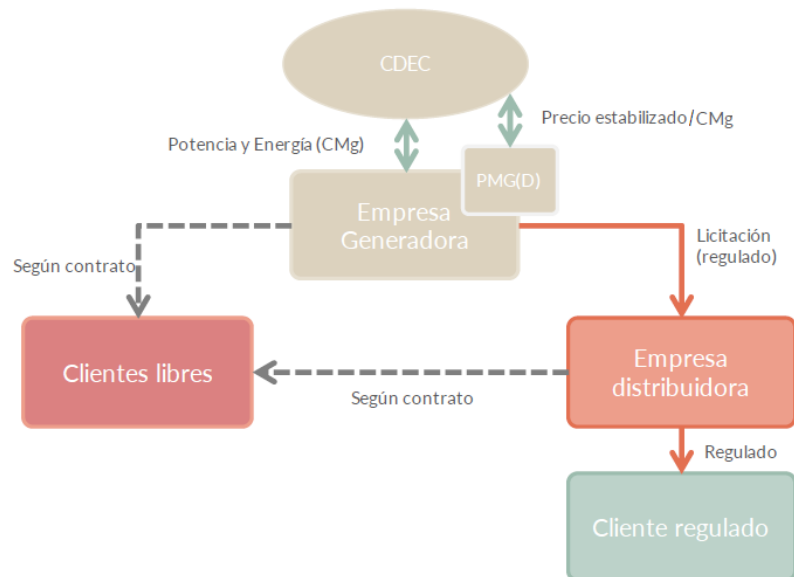


Figura 7-1: Interacción del Mercado eléctrico Chileno.

Fuente: UTFSM_MEE432

Para el caso de los PMGD (Reglamento del D.S. 244), a diferencia de los otros medios de generación operan bajo un esquema de auto-despacho, decidiendo la energía a inyectar a la red, para lo cual el generador deberá comunicar con un mes de anterioridad el programa de despacho tanto al distribuidor como al CDEC. En el mercado mayorista los PMGD, participan de los balances de inyección y retiros de energía, pero a diferencia del resto de los generadores coordinados por el CDEC donde las inyecciones son valorizadas al costo marginal instantáneo, los PMGD pueden optar a un régimen de precios estabilizados, La elección del régimen debe ser comunicada al CDEC 6 meses antes de la entrada en operación y permanecer en ella al menos por 4 años (El cambio de régimen debe ser comunicado con 1 año de anticipación).

El régimen de precio regulado corresponde al precio de nudo de corto plazo de la energía publicado semestralmente por la CNE (abril/octubre), calculado como una media ponderada de los costos marginales promedios proyectados para los próximos 48 meses (visión de la autoridad de la evolución futura de los costos marginales).

Realizando un análisis histórico en el SIC (94% de los PMGD), se puede observar que en los últimos años el precio estabilizado ha estado por debajo del costo marginal real a excepción de algunos meses ver Figura 7-2, esto indica que si bien el precio estabilizado puede asegurar cierto nivel de ingresos lo que es fundamental para conseguir financiamiento, el precio estabilizado depende de la visión del regulador respecto a la evolución futura del mercado eléctrico.

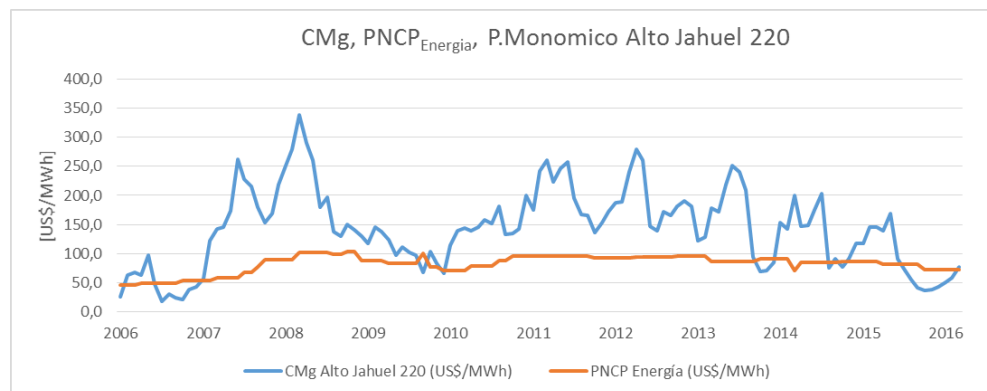


*Figura 7-2: Precio estabilizado vs costo marginal histórico (Alto Jahuel 220).
Fuente: Elaboración Propia CNE-CDEC SIC.*

El régimen a elegir es una decisión estratégica importante. Optar por comercializar a precio estabilizado podría entregar un menor retorno que vender al mercado spot, pero el precio estabilizado es más estable y con menos riesgo para el inversionista. Al elegir la opción a costo marginal se introduce el riesgo de su variabilidad. Actualmente la gran mayoría de los PMGD están sujetos a costo marginal. Es de entender que los altos valores del costo marginal de los últimos incentivaron a adoptar la modalidad a costo

marginal para hacer rentar sus proyectos y reducir el tiempo de retorno de su inversión, lo cual talvez no es posible a precio estabilizado. Sin embargo hoy la situación del menor crecimiento de la demanda, el aumento de la generación con alta penetración renovable y la baja de los costos de combustible y la hidráulicidad existente han disminuido los costos marginales del sistema, impactando fuertemente en el costo marginal. Por lo que es posible que el precio estabilizado sea una alternativa más conveniente frente a situaciones como estas para alternativas de generación donde los costos de generación son menores que el precio estabilizado.

A partir de la publicación del reglamento para los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) promulgada en 2005, se ha visto un alto crecimiento de este tipo de centrales en el país, como se aprecia en la Figura 7-3, sin embargo si individualizamos por tecnología, las centrales basadas en motores de combustión interna (Diesel y Gas) referidas en este estudio han tenido un crecimiento bastante plano y ralentizado en los últimos 5 Años.

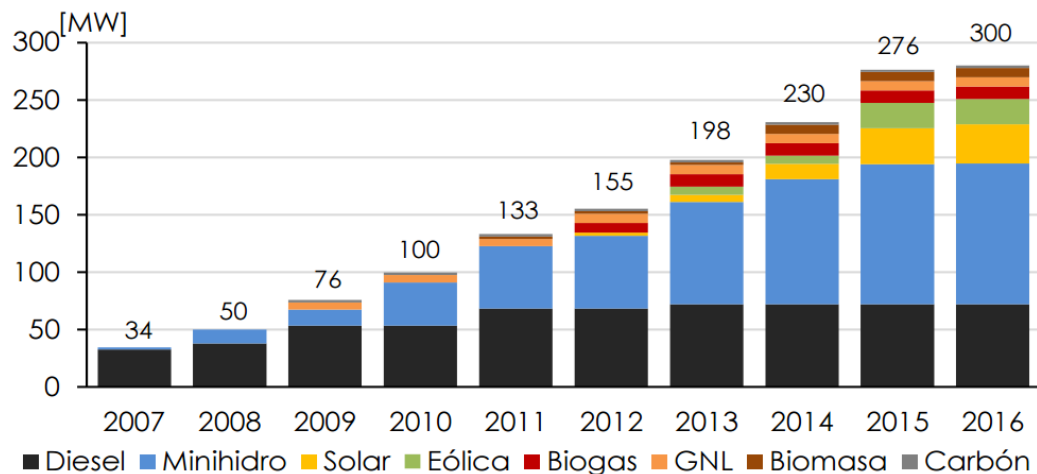


Figura 7-3: Potencia Instalada PMGD en el SIC y SING.

Fuente: SysteP, Reporte Sector Eléctrico 04-2016.

La potencia instalada para las centrales PMGD basadas en Tecnología MCI en el SIC es cercana a los 84 MW (Ver Tabla 7-1) de los cuales las empresas

Sagesa con un 55%, ElectraGen con un 21% y TecnoRed con un 11% tienen el mayor porcentaje del mercado.

Nombre Central	Propietario	Año	Tipo de Combustible	Localización (Comuna)	Nº Unidades	Potencia Instalada MW	Potencia Máxima MW
Curauma	TecnoRed	2007	Petróleo Diesel	Quillota	3	2	2,5
Casablanca	TecnoRed	2007	Petróleo Diesel	Quillota	2	1,2	1,6
Tapihue	TecnoRed	2009	Gas Natural	CasaBlanca	2	6,4	6,4
Monte Patria	ElektraGen	2007	Petróleo Diesel	Monte Patria	8	9	9
Punitaqui	ElektraGen	2007	Petróleo Diesel	Punitaqui	6	9	9
Cañete	Sagesa	2007	Petróleo Diesel	Cañete	2	5,6	4
Angol (Los Sauces)	Sagesa	2007	Petróleo Diesel	Angol	4	1,6	1,5
Chufken (Traiguén)	Sagesa	2007	Petróleo Diesel	Traiguén	2	0,8	1,6
Curacautín	Sagesa	2007	Petróleo Diesel	Curacautín	3	3	2,4
Skretting	Nutreco	2008	Petróleo Diesel	Pargua	2	2,7	2,7
Eagon	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Lautaro	3	2,4	2,4
Biomar	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Pargua	3	2,4	2,4
Salmofood I	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Castro	1	1,6	1,6
Salmofood II	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Castro	2	1,6	1,6
Watt	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Osorno	1	0,8	0,8
Watt II	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Osorno	2	1,6	1,6
MultiExpor t I	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Pto. Montt	1	0,8	0,8
MultiExpor t II	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Pto. Montt	2	1,6	1,6
Orafti	Beneo Orafti	2009	Petróleo Diesel	Chillán	1	0,5	0,5
Lousiana Pacific	Sagesa	2009	Petróleo Diesel	Panguipulli	4	2,9	2,9
Lousiana Pacific II	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Lautaro	4	3,2	3,2
Tomaval	Tomaval Generación	2011	Gas Natural [Petróleo Diesel]	La Calera	2	2,6	2,6
Skretting Osorno	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Osorno	4	3	3
Lonquimay	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Curacautín	2	1,6	1,2
Tirúa	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Tirúa	1	0,8	1,9
Danisco	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Pargua	1	0,8	0,8
JCE	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Los Ángeles	1	0,8	0,8
Los Sauces II	Sagesa	2011	Petróleo Diesel	Traiguén	1	1,6	1,5
Curanilahue (Trongol)	Sagesa	2012	Petróleo Diesel	Curanilahue	3	2,4	2,8
Lebu	Sagesa	2012	Petróleo Diesel	Lebu	3	3,6	2,4
Contulmo	Sagesa	2012	Petróleo Diesel	Angol	1	0,8	0,8
Biocruz	Biocruz Generación	2012	Gas Natural	La Calera	1	1,8	1,8
Los Álamos	Sagesa	2013	Petróleo Diesel			0,8	0,8
Estancilla	Generadora Estancilla SpA	2013	Petróleo Diesel	San Bernardo	6	3	3
total						84,3	83,5

Tabla 7-1: Centrales PMGD basadas en Motores de Combustión Interna SIC.
Fuente: CDEC SIC Anuario 2013.

8. ASPECTOS NORMATIVOS Y AMBIENTALES

8.1. NORMATIVA REFERIDA A LOS PMGD Y LA TARIFICACION DE CLIENTES LIBRES/REGULADOS

En este título se tocaran aspectos normativos vigentes que sean relevantes para el tema en estudio realizando algunos alcances al respecto.

8.1.1. Ley General de Servicios Eléctricos DFL4/2006

El DFL N°4 Regula la actividad del sector eléctrico. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, misma que había sido objeto de modificaciones introducidas por diversas leyes, en particular para efectos de este estudio se introduce las adecuaciones de la ley 19940 del 2004 (Ley Corta 1).

El DFL N° 4 regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Este cuerpo legal incluye el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos y las relaciones de las empresas con el Estado y los particulares.

La Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación complementaria, determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país, por otra parte quedan en este cuerpo legal las modificaciones realizadas por la ley 19.940 en cuanto a lo referido a los PMGD.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos. Dado que el tema

central es la alternativa de un cliente industrial a gestionar su energía ya sea a la venta de sus excedentes a través del mecanismo de PMGD, corte de punta o autoproducción de energía con equipos de doble combustible Bi-fuel, se debe tener en claro la clasificación y/o tarificación a las cuales puede acceder el cliente industrial. Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia.

La Ley (LGSE) establece que están afectos a regulación de precios en la actualidad aquellos suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior a 2.000 kW, sin embargo dado los cambios que incorpora la LGSE a través de Ley 20.805 promulgada el 22-01-2015, indica que aquellos usuarios cuya potencia esté entre 2MW y 5MW podrán pasar a ser clientes regulados a partir del 4to año de vigencia de la ley 20.805 es decir a principios del 2019, para clientes con potencia mayor a las mencionadas (2MW actualmente & 5Mw a partir del 2019) la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado).

8.1.1. Decreto Supremo D.S. N° 327/ 1997.

Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Se trata de una reglamentación orgánica que busca contemplar todos los aspectos normados en la LGSE, derogando disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales.

Esta reglamentación comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, relaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, así como interconexión de instalaciones e instalaciones y equipo eléctrico. También incluye aspectos de calidad de servicio, precios, multas y sanciones.

8.1.2. Ley 19940 /2004 (Ley Corta I).

Regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos. La Ley 19.940 modifica el DFL1, Asegura el acceso a todos los mercados de generación a cualquier generador independiente de su tamaño, en condiciones no discriminatorias (acceso al mercado spot para PMG y PMGD) Crea “especie” de acceso abierto a las redes de distribución para generadores menores a 9.000 kW (derecho de conectarse en distribución). Permite un tratamiento Comercial diferenciado (precio estabilizado y condiciones de despacho) Estos pueden vender su energía a Costo Marginal o precio estabilizado y su potencia a Precio Nudo. Esto queda indicado en el Artículo 149 del DFL4, con esto mejoró la viabilidad técnica y económica de proyectos pequeños y estableció las bases para la generación distribuida.

*Artículo 149 LGSE DFL4, Inciso 4: “**Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrán derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema***

eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.”

*Artículo 149 LGSE DFL4, Inciso 5: **Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad**, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de servicio público, **deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema no superen los 9.000 kilowatts**, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.*

8.1.3. Ley Núm. 20.018/2005 (Ley Corta II).

Modifica el Marco Normativo para el Sector Eléctrico. La Modificación más relevante para los MGNC, es el derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, hasta el 5% de la demanda para los clientes regulados a un precio que resulta del promedio de los precios vigentes a nivel de generación, transporte conforme sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

8.1.4. Decreto Supremo D.S. N° 244/2005 & Decreto Supremo N° 101/2014.

Las disposiciones de este reglamento complementa las disposiciones generales establecidas en la LGSE DFL 4 introducidas a partir de la Ley 19.940 (Ley Corta 1), estas se aplican a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentren como Pequeños Medios de Generación (PMG & PMGD), en este se definen las características de estos medios de generación y se establecen los mecanismos que definirán su conexión y operación a los sistemas interconectados.

Esta reglamentación complementaria indica:

- Categorías de Pequeño Medio de Generación (PMG) y Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).
- Libertad de conexión en cualquier punto de la red de distribución, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de un PMGD cuando este pueda acceder a ellas por medios propios o de terceros.
 - El desarrollo de proyectos nuevos o modificaciones a los existentes, deben ser informados a la SEC por el PMGD, pero no requieren autorización especial.
- Requisitos técnicos para la operación en redes de distribución para PMGD.
 - Regula relación entre empresas distribuidoras y PMGD.
 - Procedimientos de resolución de divergencias entre PMGD y empresas distribuidoras se resolverán en la SEC (no panel de expertos) previo informe de la CNE, en un plazo definido.
 - Procedimiento para evaluación de costos de conexión: Costo cero, si las adecuaciones a la red necesarias para acoger el PMGD son inferiores o iguales a los ahorros que puede tener la empresa distribuidora.
 - Procedimiento para evaluación y conexión.
- Regula los aspectos operativos & comerciales respecto a la operación del PMGD.
 - Simplifica las condiciones de coordinación con CDEC: Establece auto-despachado para los PMGD.
 - Precio estabilizado o CMg en el mercado spot: derecho de vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo o precio estabilizado PNCP, así como los excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia (Precio de nudo a nivel troncal del nudo asociado a la subestación de distribución primaria), debiendo por ende participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la reglamentación vigente.

- Permanencia en tipo de régimen Spot (CMg o estabilizado): Mínimo 4 años, con aviso de cambio de régimen con 1 año de anticipación.
- PMGD deberá “coordinar” su operación con la Distribuidora y CDEC, mediante un Informe de Operación Mensual (IOM) donde el PMGD informa disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. (art.36), el PMGD debe informar desvíos de IOM 48 horas después y modificar la IOM para el resto del mes la DO del CDEC o distribuidora podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real. (art.36 & 37)
- Los propietarios u operadores de los PMGD, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente (Art. 43).
- El uso de la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes (art. 43).
- Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios libres ubicados dentro de la zona de concesión del distribuidor, deberán pagar un peaje de distribución, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra.
- Las condiciones técnicas de conexión y operación se definen en la NTCO (art. 43).

El decreto supremo D.S. N° 244/2005 ha sido modificado parcialmente introduciendo nuevos términos, adecuaciones técnicas y nuevos artículos mediante el decreto supremo N° 101/2014 del Ministerio de Energía.

De estas modificaciones se destaca:

- Mejora el flujo de información entre el PMGD y la empresa distribuidora. Por ejemplo: información es compartida con otros PMGD's durante tramitación.

- Se crea figura de impacto no significativo del PMGD a la red: no da lugar a estudios ni a obras adicionales. Criterios:
 - Flujo de potencia del alimentador comparado con la capacidad de diseño del alimentador.
 - Relación cortocircuito potencia (impacto en tensión)
 - Aporte del PMGD a corrientes de falla.
 - Cumplimiento de coordinación de protecciones.
 - Impacto significativo da a lugar a estudios adicionales y potenciales obras adicionales.
- Mejora procedimiento de determinación de costos de conexión, mediante comparación de los costos de la red con y sin PMGD.
- Establece plazos diferenciados por tecnologías para concretar el proyecto (extensión validez ICC, informe de criterios de conexión): eólico y solar 9 + 9 meses, otros 9 + 18 meses.

8.1.5. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión/2015 (NTCO).

Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), en redes de Empresas Distribuidoras o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. En ejecución de lo dispuesto en el artículo 149º DFL N° 4 LGSE y de lo previsto en el DS N° 244 & DS N° 101.

La Norma especifica los siguientes aspectos:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación;
- b) Procedimientos de conexión y entrada en operación de un PMGD;
- c) Exigencias técnicas para la conexión y operación de un PMGD;
- d) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD; y
- e) Metodología de cálculo del Factor de Referenciación.

Entre los objetivos y alcances se destaca:

- Todas las exigencias son aplicables a los PMGD que se conecten en media tensión. Si un Interesado desea conectarse en baja tensión deberá

cumplir las exigencias técnicas de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión, pero siguiendo el procedimiento indicado en el Reglamento DS244&101.

- Las exigencias señaladas son de carácter funcional, no se vinculan a ningún tipo de equipos o marcas comerciales en particular, Las Empresas Distribuidoras no podrán Imponer al propietario de un PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la NTCO o en la normativa vigente.
- Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de un PMGD se establecerán conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán analógicamente, para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos: ASTM/ANSI, IEC, IEEE, DIN y VDE.

Además se destacan algunos puntos relevantes de la normativa como la determinación de impacto no significativo y factor de referenciación.

Determinación de impacto no significativo (INS)

En caso de determinarse que un PMGD es de impacto no significativo no da lugar a estudios ni a obras adicionales, Un PMGD podrá ser evaluado como de INS solo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW. Además deberá cumplir con algunos criterios mencionados en la NTCO.

Factor de Referenciación

El factor de referenciación permite a los propietarios de los PMGD (que participan de las transferencias de energía y potencia), valorizar sus inyecciones de energía y potencia referidos a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. Para ello, se utiliza un factor referenciación (FR), que deberá ser calculados por la Empresa Distribuidora y entregado al o los CDEC respectivo(s).

Si un PMGD se conecta por primera vez a la red, tendrá el Factor de Referenciación vigente del Alimentador correspondiente. Si para el Alimentador correspondiente no se ha determinado un Factor de Referenciación, éste se considerará igual a la unidad hasta que se realice un proceso de cálculo de Factores de referenciación de acuerdo a lo establecido.

8.1.6. DTO 62° 2006 Reglamento De Transferencias De Potencia Entre Empresas Generadoras & NT 62° Norma Técnica De Transferencias De Potencia Entre Empresas Generadoras.

El DTO 62° establece el reglamento de transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, estos se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia "Potencia de Suficiencia" y los compromisos de demanda de punta existentes, "Demanda de Punta", que se asignen a cada generador, así también incluye a aquellas empresas que posean medios de generación operados en sincronismo y que no estén sujetos a la coordinación del CDEC respectivo, los cuales podrán solicitar a la DO ser incluidos en las transferencias de potencia, en cuyo caso deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el CDEC a efectos que la DO lleve a cabo los cálculos y balances de inyecciones y retiros pertinentes.

Por su parte el objetivo de la Norma Técnica NT 62° es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarios para llevar a cabo las transferencias de potencia entre empresas generadoras en los sistemas interconectados, en conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006.

Asignación de Potencia de suficiencia.

La asignación de potencia de suficiencia se realizara basado en la potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir del cual se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.

La potencia de suficiencia consta de procedimientos, metodologías y mecanismos para su cálculo los cuales incluyen la determinación de los siguientes componentes:

- Potencia Máxima, Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO,
- Potencia Inicial, Valor de potencia, menor o igual a la Potencia Máxima, que cada unidad generadora puede aportar al sistema o subsistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación, para el caso de autoprodutores la Potencia Inicial será igual al excedente de potencia del Autoprodutor, se entenderá por excedente de potencia a la diferencia entre la capacidad instalada de generación interconectada del autoprodutor y su demanda máxima anual.
- Potencia de suficiencia preliminar, se calcula basado en un modelo probabilístico que determine cada CDEC. La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones como indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios, y la indisponibilidad forzada de cada unidad.
- Demanda de punta equivalente Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la

ley y se encuentre vigente a la fecha de realización del cálculo preliminar.

- Potencia de suficiencia definitiva, corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar obtenida y escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

El DTO 62 también menciona que La primera aplicación de las transferencias de potencia conforme a las disposiciones del presente reglamento será realizada D.O. una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios los cuales entraron en vigencia en marzo del 2016.

8.1.7. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS).

Esta Norma aplica cuando los Medios de Generación se conectan a un sistema de transmisión o Sub-transmisión ($23 \text{ kV} < V \leq 500 \text{ kV}$) por lo tanto no se realizara un revisión mayor ya que para efectos de la tesis se considera que los medios de generación Dual-Fuel se encontraran dentro de instalaciones industriales.

8.2. NORMATIVA REFERIDA A LAS PLANTAS SATELITE DE REGASIFICACION PSR

8.2.1. DS N 67° 2012 Reglamento De Seguridad De Plantas De Gas Natural Licuado.

Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las Plantas de Gas Natural Licuado, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las cuales se realizarán las actividades de licuefacción de Gas Natural o de recepción, almacenamiento, transferencia o regasificación de Gas Natural Licuado, en adelante GNL, así como las obligaciones de las

personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura.

Los elementos a destacar respecto a la instalación y operación de plantas satélite de regasificación PSR son los siguientes:

- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en el reglamento, siempre y cuando se mantenga el nivel de seguridad contemplada en la norma. Estas tecnologías deben estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras. (Artículo 3).
- Los Propietarios y Operadores de Plantas de GNL, deberán velar por que el diseño, construcción, instalación, operación, mantenimiento, inspección de construcción, inspección posterior a la puesta en servicio, término definitivo de operaciones y aspectos administrativos, tales como, notificación de inicio de obras, inscripción de la Planta de GNL y comunicación previa de la puesta en servicio. (Artículo 8)
- Los propietarios u operadores, deberán conservar los estudios técnicos, los diferentes registros, manuales de procedimiento y seguridad que se exigen en el reglamento (Artículo 9)
- En todas aquellas materias relativas al diseño, construcción, instalación e inspección de construcción de las Plantas Satélite, que no se encuentren específicamente reguladas en este reglamento o en normas técnicas oficiales vigentes, se deberán utilizar las especificaciones contenidas en las normas extranjeras. (Artículo 11)
 - Norma NFPA 59A-2009 “Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)”, de los Estados Unidos de América, Capítulo 13; o;
 - Norma Europea UNE60210:2011, “Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)”.
- En materia de diseño sísmico las Plantas Satélite, se deberá considerar para su diseño sísmico la Norma Chilena Oficial NCh2369. Of2003.

- Toda Planta de GNL deberá contar con una certificación de conformidad respecto de las disposiciones y normas técnicas referidas en el presente reglamento para las etapas de diseño y construcción, efectuada por un Organismo de Certificación (Artículo 15).
- El operador de toda Planta de GNL con capacidad de almacenamiento superior a 120 m³ deberá contar con un Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) (Artículo 22).
- Para las Plantas Satélite, la asesoría del profesional experto en prevención de riesgos deberá realizarse durante un total de al menos ocho horas por mes (Artículo 27).

8.3. NORMATIVA AMBIENTAL

En este título se realizara una revisión de la normativa vigente y se realizaran alcances respecto a tema de estudio.

8.3.1. Ley 19.300 Bases Generales Del Medio Ambiente & DTO 40 Reglamento Del Sistema De Evaluación De Impacto Ambiental

La ley 19.300, Bases Generales del Medio Ambiente, promulgada el año 1994 declara *“El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental se regularán por las disposiciones de esta ley, sin perjuicio de lo que otras normas legales establezcan sobre la materia”*.

La ley 19.300 fue modificada por la ley 20.173, en que se crea la institucionalidad del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y obliga a introducir la variable ambiental a los proyectos de inversión junto con el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (RSEIA) aprobado mediante el decreto N°40/2012 modificado por el decreto N° 63/2014, establecen las disposiciones por las cuales se regirá el Sistema de

Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y la Participación de la comunidad en el proceso de Evaluación del Impacto Ambiental.

El SEIA consiste en un conjunto de procedimientos que vinculan al titular de un proyecto o actividad con la autoridad ambiental y la comunidad, a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), para demostrar que el proyecto cumple con las normas ambientales, y que se hace cargo adecuadamente de los impactos ambientales que genera.

Los proyectos que ingresan al SEIA son aquellos que se mencionan en el artículo 10 de la Ley 19.300 y el artículo 3 del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Específicamente, para el sector eléctrico los proyectos que deben someterse al SEIA son:

- a) las líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;
- b) las centrales generadoras de energía mayores a 3 [MW].

Los proyectos que requieren de la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), son aquellos que presenten por lo menos uno de los efectos mencionados en el artículo 11 de la ley 19.300, que indica:

1. Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
2. Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
3. Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
4. Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.

5. Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
6. Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

El ingreso al SEIA a través de una DIA (Declaración de Impacto Ambiental) o EIA (Evaluación de Impacto Ambiental), consiste en la identificación de los aspectos más relevantes del proyecto con sus eventuales efectos sobre el medio ambiente. La DIA o EIA debe ser aprobada por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) o Comisión Regional del Medio Ambiente (COREMA) respectiva, mediante una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable a éste. En el caso de los proyectos Dual-Fuel mayores a 3 MW se debe hacer una EIA, los proyectos menores a 3 MW no deben hacer el EIA a no ser que no cumplan alguno de los ítems indicados artículo 11 de la ley 19.300.

Además, el proyecto debe cumplir con las normas ambientales referidas a las emisiones atmosféricas, estas son:

- Normas de calidad (primaria y secundaria), Las normas de calidad primaria están orientadas a la protección de la población, mientras que las secundarias a la protección del medio ambiente y recursos naturales. Estas normas fijan los niveles máximos permitidos de ciertos contaminantes en un determinado lugar.
- Normas de emisiones, tienen por finalidad regular la emisión de un contaminante en el punto de liberación de éste y su objetivo principal es actuar como un instrumento de prevención de la contaminación o sus efectos, o como instrumento de gestión ambiental insertas en un Plan de Prevención o Descontaminación.

La tendencia debiese apuntar a primar el uso del gas natural sobre el diesel ya que el gas natural es más amable con el medio ambiente, su relación carbono hidrogeno es menor, por lo que se emiten menos gases de efecto invernadero, las emisiones de material particulado son menores, contiene poco azufre, el único efecto negativo es que aumentan las emisiones de NO_x pero estas se pueden reducir controlando de mejor forma la temperatura de combustión o por medio de tecnologías de abatimiento de contaminantes al final del tubo de escape. Además, el gas natural tiene un menor precio que el diesel sin embargo la utilización de motores Diesel Convertidos a Dual-Fuel a través de Kits no representaría ninguna ventaja al cumplimiento de emisiones de gases contaminantes a pesar que está claro que en la operación Dual-Fuel estos contaminantes se reducen significativamente, sin embargo en modo diesel sigue emitiendo las cantidades de contaminantes originales previa a la conversión.

8.4. OTRAS NORMAS.

Otras normas aplicables a las plantas de generación basadas en motores de combustión interna en instalaciones industriales se encuentran disponibles en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y/o en el Instituto Nacional de Normalización (INN) más algunos estándares aceptables internacionalmente.

- Nch 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión, norma que regula la construcción de proyectos eléctricos al interior de una propiedad, para instalaciones en baja tensión.

- NSEG 5.E.n.71, Reglamento de Instalaciones de Corrientes Fuertes, que entrega criterios diversos para instalaciones industriales de varias capacidades y voltajes.

- NSEG 6 E.n71, Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas, que aporta criterios diversos para la instalación de líneas aéreas y subterráneas industriales de varias capacidades y voltajes.
- NSEG 20 E.p78, Subestaciones Transformadoras Interiores, que establece criterios diversos para la instalación de transformadores, según su ubicación y tipo.
- DS 146, Norma de Emisión de Ruidos Molestos Generados por Fuentes Fijas, que establece los criterios para incorporar la emisión de ruido de las plantas generadoras dentro del entorno de instalación.
- DS 160, Reglamento De Seguridad para las Instalaciones y Operaciones de Producción, Refinación, Transporte, Almacenamiento, Distribución y Abastecimiento de Combustibles Líquidos, que aplica sobre las condiciones de diseño e instalación de los sistemas de almacenamiento y distribución de combustible para la planta generadora.
- NCh2264.Of2009, Especificaciones Gas natural establece las características que debe cumplir el gas natural en el transporte, distribución y suministro.
- DS 32/90, Reglamento de Funcionamiento de Fuentes Emisoras de Contaminantes Atmosféricos que indica, en situaciones de emergencia de contaminación atmosférica, que establece la aplicabilidad y restricciones de operación para fuentes contaminantes como grupos generadores y calderas.
- NFPA 70, National Electrical Code (USA), cuyo contenido aporta criterios complementarios a la normativa nacional, indispensables para ejecutar proyectos eléctricos de distinta naturaleza y tensión.

- IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants, con contenidos específicos relacionados a sistemas de potencia de escala industrial.
- IEEE Std 142-1991, IEEE Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems, esencial para la correcta práctica de la puesta a tierra en proyectos.
- IEEE Std 242-2001, IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems, que entrega los criterios necesarios para el diseño y coordinación de protecciones del sistema eléctrico proyectado.
- IEEE Std. 80-2001 Guide for safety in AC substation grounding, constituido en la base del diseño y cálculo de las puestas a tierra de subestaciones y proyectos industriales.
- IEEE 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, cuyo aporte está centrado en las condiciones técnicas para el acoplamiento de sistemas de generación distribuida a las redes públicas.
- IEEE C37.101/102, IEEE Guide for Generator Ground Protection/ AC Generator Protection

9. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y COMERCIAL

La evaluación económica consistirá en determinar los valores de indicadores económicos de evaluación de proyectos como el valor actual neto VAN y tasa interna de retorno TIR, con el objeto de establecer hasta qué punto la tecnología de doble combustible puede ser un concepto atractivo para la industria, esto limitado a los escenarios de producción y venta de energía bajo mecanismo PMGD, operación en conjunto con la red comercial para el corte de punta y autoproducción.

Se deja fuera del análisis económico la tecnología Dual-Fuel ya que por la oferta tecnológica de este, sus características entre otros estos equipos son de uso muy limitado en la industria. Se realiza la comparación de competitividad tecnológica solamente de la tecnología de doble combustible Bi-Fuel con otras tecnologías pares como Motores a diesel y Gas natural a través del costo medio tecnológico (CMT) o también llamado costo de desarrollo, también se realizara una comparación de la autoproducción y/o corte de punta con esta tecnología versus el costo de suministro de energía para clientes libres y regulados.

9.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA EVALUACION ECONOMICA.

9.1.1. Inversiones

9.1.1.1. *Inversión Inicial (Capex)*

Desembolsos destinados a adquirir activos físicos antes del inicio de la operación, La inversión en equipos generadores así como otros equipos necesarios para la planta de generación varían en costo de acuerdo a diversos factores como ser el fabricante, tecnología del equipo de generación (el cual tiene directa relación con la eficiencia y costos operativos), tamaño y potencia del equipo entre otras características que varían entre fabricantes. A manera de ejemplo en la Figura 9-1 se muestra el precio U\$\$/kW de

generadores para diversos tamaños solo considerando la inversión en los equipos de generación.

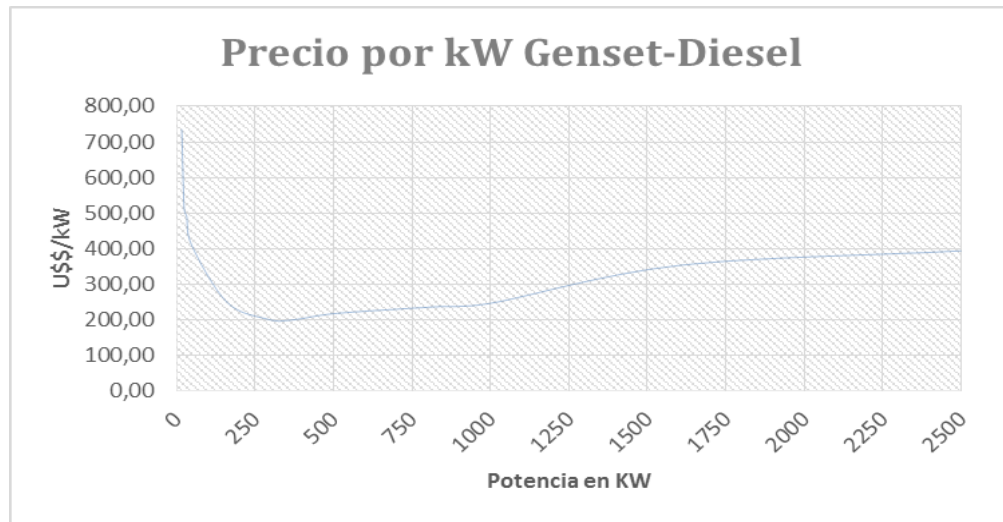


Figura 9-1: Precio U\$/kW de generadores para uso industrial. Fuente: Grafico propio a partir de valores de mercado para diversos generadores y potencias.

Para la evaluación económica, las inversiones en plantas de generación se utilizara el supuesto de que costos de construcción son durante la noche (Overnight Cost) estos costos típicamente incluyen:

- i) los costos directos de construcción, construcción previa, costos tales como las licencias de sitio;
- ii) Costos indirectos, tales como los costos de ingeniería y administrativos que no se pueden asociar con una categoría de costos directos de construcción específica, así como los costos indirectos capitalizados;
- iii) Costos de los propietarios incluyen los gastos incurridos por el propietario (s) asociado con el sitio de la planta y la planta, se excluye costos fuera de las instalaciones como los costos de transmisión; y finalmente.
- iv) Costos de contingencia para tener en cuenta cambios en el costo durante la noche durante la construcción, por ejemplo 10%.

Para la valorización de los costos totales de inversión inicial, se utilizan precios de cotizaciones y costos aproximados de proyectos PMGD, con los cuales se determinó el costo de inversión para plantas Diesel, Gas y Bi-Fuel expresado en U\$\$/kW, en la Tabla 9-1 se muestran los costos de inversión para centrales de respaldo o autoproducción de energía y en la Tabla 9-2 los costos aproximados de inversión en plantas de generación para PMGD's, en la Figura 9-2 se muestra la distribución de costos para una planta de generación PMGD's.

<i>Tecnología</i>	<i>Planta</i>	<i>Inversión [U\$\$/kW]</i>
<i>Generadores Diesel</i>	2-9 MW	US\$ 454
<i>Generadores Bi-Fuel</i>	2-9 MW	US\$ 504
<i>Generadores a Gas GN</i>	2-9 MW	US\$ 663

Tabla 9-1: Inversión en Plantas de generación con motores diesel, gas natural & Bi-fuel para Autoproducción o respaldo.

Fuente Elaboración Propia a partir de cotizaciones.

<i>Tecnología</i>	<i>Planta PMGD</i>	<i>Costo Generador U\$\$/kW</i>	<i>Costo Equipo Adicional. U\$\$/kW</i>	<i>Inversión Total [U\$\$/kW]</i>
<i>Generadores Diesel</i>	9MW	US\$ 340	US\$ 209	US\$ 549
<i>Generadores Bi-Fuel</i>	9MW	US\$ 368	US\$ 226	US\$ 594
<i>Generadores Gas GN</i>	9MW	US\$ 509	US\$ 215	US\$ 723

Tabla 9-2: Inversión Plantas de generación de con motores diesel, gas natural & bi-fuel Para plantas PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

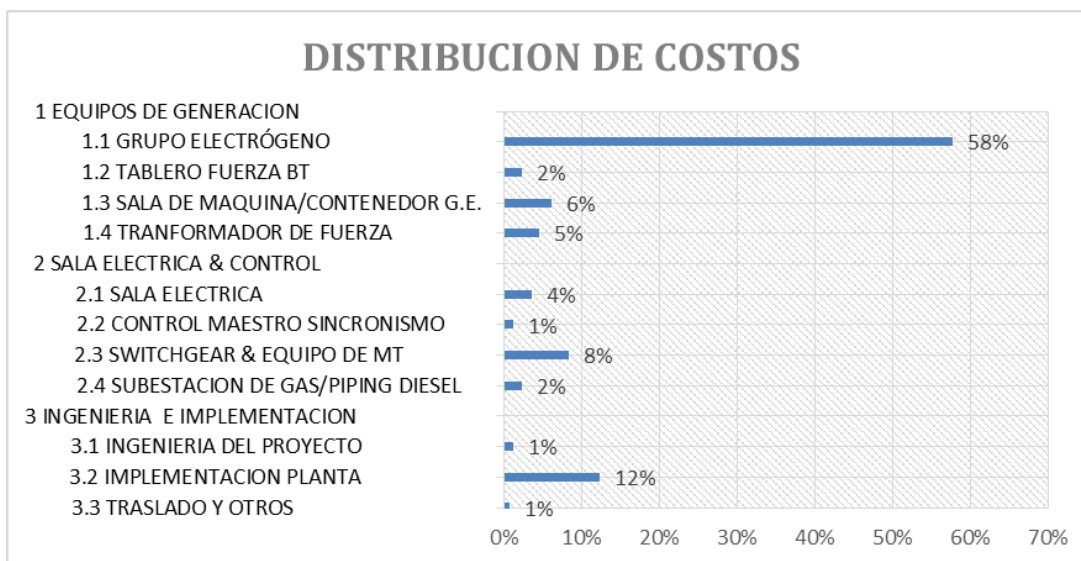


*Figura 9-2: Distribución de costos para una planta de generación PMGD de 9MW.
Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones y proyectos PMGD en Chile.*

9.1.1.2. Inversión Recurrente (Capex Recurrente):

Desembolsos en activos físicos realizados durante la operación, destinados a mantener la capacidad operativa de las instalaciones. La inversión recurrente en una planta de generación con motores MCI, en un alto porcentaje están destinados a la reparación de la(s) maquina generadora en particular de los motores teniendo como necesario realizar labores de reparaciones programadas y cambios de componentes mayores (Overhaul) que son recomendados por los fabricantes de los equipos, dicho capital recurrente dependerá de las horas de operación, componentes involucrados y otros que se realizaran durante la vida útil del equipo de generación.

Para este estudio, algunos de los costos de capital recurrente ya están incluidos en los contos variables no combustibles CVNC visto en el punto 9.1.2.1. Por lo que se tomara en cuenta de manera general para las tecnologías evaluadas el 60% del valor del equipo por cada 18.000 horas de operación de la unidad de generación como costo recurrente destinado a la mantención de la capacidad operativa de la máquina (Overhaul o recambio de motor).

9.1.1.3. Capital de trabajo

Disponibilidad de caja necesaria para la gestión eficiente de la empresa tales como cubrir desfases entre desembolsos e ingresos y mantener una reserva para eventualidades.

El capital de trabajo se calcula por el método del costo de producción de donde se obtiene el capital de trabajo necesario para una planta de generación diesel, Gas y Bi Fuel en la Tabla 9-4.

Capital De Trabajo		
Planta De 2MW Diesel	US\$	1.633,41
Planta De 2MW GN	US\$	1.243,69
Planta De 2MW Bi Fuel	US\$	1.294,33

*Tabla 9-3: Costo Capital Plantas de 2MW con MCI Diesel, Gas, Gas Natural.
Fuente: Elaboración Propia.*

Capital de trabajo		
Planta de 9MW Diesel	US\$	6.211,72
Planta de 9MW GN	US\$	5.218,34
Planta de 9MW Bi Fuel	US\$	5.690,50

*Tabla 9-4: Costo capital planta de 9 MW Con MCI Diesel, Bi-Fuel, Gas Natural
Fuente: Elaboración Propia.*

9.1.1. Ingresos.

Los ingresos dependiendo del análisis se consideraran ingresos por concepto de energía solamente o también por concepto de potencia en el cuadro siguiente se resume las consideraciones por ingresos que se realizara dependiendo del análisis.

Negocio / Análisis	Ingreso Por Energía [US\$/KWH]	Ingreso Por Potencia [US\$/KW-MES]
Costo Medio De Tecnología CMT	SI	NO
Autoproducción y corte de punta	NO	NO
Venta Al Mercado Spot PMGD	SI	SI

*Tabla 9-5: Consideración de Ingresos por análisis.
Fuente: Elaboración Propia.*

Estos ingresos debido a que son diferentes para el tipo de operación o análisis (CMT, PMGD's, Auto-producción) se detallarán en las consideraciones específicas en los capítulos 9.2, 9.3, 9.4 & 9.5 más adelante.

9.1.2. Costos.

Los costos a los que incurrirá la planta generadora están relacionados a los costos operativos o también llamados costos variables así como a los costos fijos, a continuación se detallan estos costos.

9.1.2.1. Costos variables.

Los costos variables son aquellos que se modifican de acuerdo a variaciones de la producción, es decir si el nivel de actividad aumenta, también lo hacen estos costos en cambio si el nivel de actividad decrece, estos costos decrecen, para efectos de este estudio clasificaremos estos costos como costos variables combustibles CVC y costos variables no combustibles CVNC.

- i. CVC. Son aquellos costos en los que incurre la planta para la adquisición del combustible que se requerirá para la producción de energía eléctrica, estos costos a su vez están determinados por la eficiencia global de la unidad generadora, el CVC está típicamente expresada en U\$/MWh o Mills/kWh.
- ii. CVNC. Son los costos que corresponden a los costos variables de operación y mantenimiento de la central de generación estos costos están típicamente expresados en U\$/KWh o Mills/kWh.

9.1.2.2. Costo Variable Combustible CVC.

Para la determinación de los costos variables combustibles se realizó un análisis del comportamiento histórico y actual del precio o costo de los combustibles a utilizar, también se acudió a cotizaciones representativas y

se estableció un valor de oferta actual para el mercado industrial, este valor se utilizara como referencia de precio para el análisis económico, el costo variable combustible es el producto entre el precio del combustible (P_c) y el consumo específico (C_e) de cada central, en la formula siguiente se expresa la fórmula para encontrar el CVC y las unidades de medida asociadas a esta.

$$CVC \left[\frac{US\$}{MWh} \right] = P_c \left[\frac{US\$}{ton} \right] * C_e \left[\frac{ton}{MWh} \right]$$

A) Costo combustible Diesel. Siendo Chile un país que importa el 99% del petróleo que refina, el precio de los sub-productos como el combustible diesel dependerá inevitablemente del mercado internacional, (esta realidad es similar para las otras fuentes de energía primaria masivas como el carbón y gas natural los cuales también tienen altos porcentajes de importación), en el entendido que el comportamiento que sufre el precio del diesel es volátil, es imposible determinar un valor fijo o proyección que sea realista para los años de evaluación del estudio de tesina por lo que en una primera etapa, se tomara el precio actual del diesel haciendo ciertas consideraciones como punto de inicio para la evaluación económica, en capítulos posteriores se realizara sensibilizaciones y simulación mediante herramienta estocástica para ver los cambios en los resultados económicos producto de la variación del combustible diesel.

Para obtener un precio que sea representativo a los costos actuales del combustible diesel, utilizaremos el precio promedio del Diesel al consumidor final que es publicado por la CNE en Chile, el precio final del combustible diesel al consumidor es el promedio del precio de oferta de los oferentes de este combustible al mercado retail y este precio promedio contiene diferentes parámetros como ser:

- **Precio en refinería**, se basa en el costo alternativo de importación de los combustibles (precio paridad) desde un mercado de referencia de gran escala este es el principal elemento que trae consigo la volatilidad del precio.
- **Margen de comercialización**, corresponde al valor agregado de la cadena de distribución y comercialización.
- **IVA**, que corresponde a un impuesto del 19% sobre las ventas y servicios.
- **Impuesto específico**, para el combustible diésel 1,5 (UTM/m3).

Sin embargo el componente Impuesto específico, puede ser recuperado por las empresas descontándolo del IVA cuando el uso del diesel es de tipo industrial, a partir del 2008 la Comisión Nacional de Energía (CNE) gestionó un cambio normativo, que permitió a las empresas eléctricas recuperar mensualmente el pago por este gravamen.

Dada la consideración de recuperación mensual del impuesto específico, para el estudio se utilizara el precio promedio de costo del combustible al consumidor mostrado en la estructura de costos pero quitando el impuesto específico y el IVA, los cuales para el mes de Marzo del 2016 corresponde a \$ 67.770, con lo que el precio del diesel quedara en 372,30 US\$/m3 en la Tabla 9-6 se muestra la estructura de costos del precio a consumidor final publicado por la CNE.

ESTRUCTURA DE COSTOS AL CONSUMIDOR	DIESEL
Precio En Refinería	55,1%
Margen Bruto Comercialización	15,8%
IVA	13,5%
Impuesto Especifico	15,6%
Precio Publico Promedio Mensual Rm, US\$/m3	561,27

Tabla 9-6: Estructura de costos del Diesel en la región metropolitana.

Fuente: CNE <http://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/>

Por su parte en la Figura 9-3, se muestra la evolución de los precios desde el 2003 a la actualidad, en este grafico de muestra la evolución del precio paridad, costo de combustible promedio SIC & SING y el costo promedio a consumidor final descontado el impuesto específico e IVA. Lo que se puede observar en este grafico es la alta correlación existente, los precios promedio para el SIC y SING muy cercanos al precio paridad y el promedio a consumidor final con un precio ligeramente más alto debido principalmente al margen de comercialización. De este grafico se podría suponer que el precio más bajo al cual podría la planta adquirir su combustible estaría cercano al precio de paridad si se consideran grandes volúmenes de compra de este combustible.

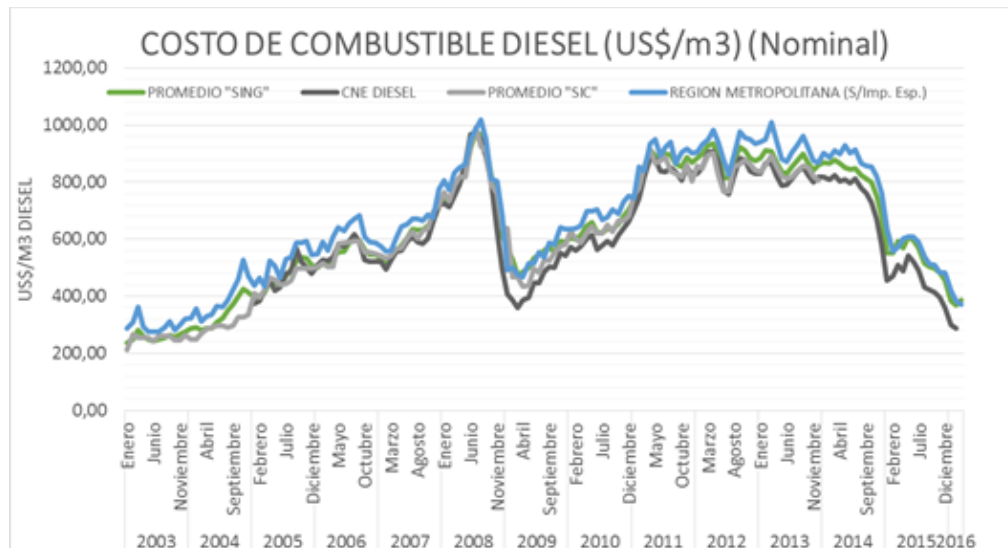


Figura 9-3: Costo (Precio) promedio del combustible diesel para el generación eléctrica en el SING & SIC, precio paridad de la CNE y promedio a consumidor final sin impuesto específico.

Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de la CNE, CDEC SING, CDEC SIC.

B) Costo combustible GN. El suministro de combustibles gas natural y GNL, están caracterizados por una serie de condiciones que llevan a que la estructura de costos no siempre se traspase directamente entre las firmas, en un mercado perfectamente competitivo, estático y de información completa, las firmas tienen todos los incentivos a transparentar sus costos y traspasarlos en sus relaciones comerciales algo que no es visible en el suministro de gas natural o GNL, En Chile el suministro de GN y GNL está asociado a tecnologías muy intensivas en capital, donde participa un reducido número de firmas, con altos niveles de costos hundidos y alta incertidumbre de largo plazo. Por lo que los clientes en general obtienen este combustible a través de una tarifa altamente inflexible de suministro en la Figura 9-4 se muestra el flujo comercial que tiene el gas natural para la zona centro sur de Chile a través del puerto Quintero.

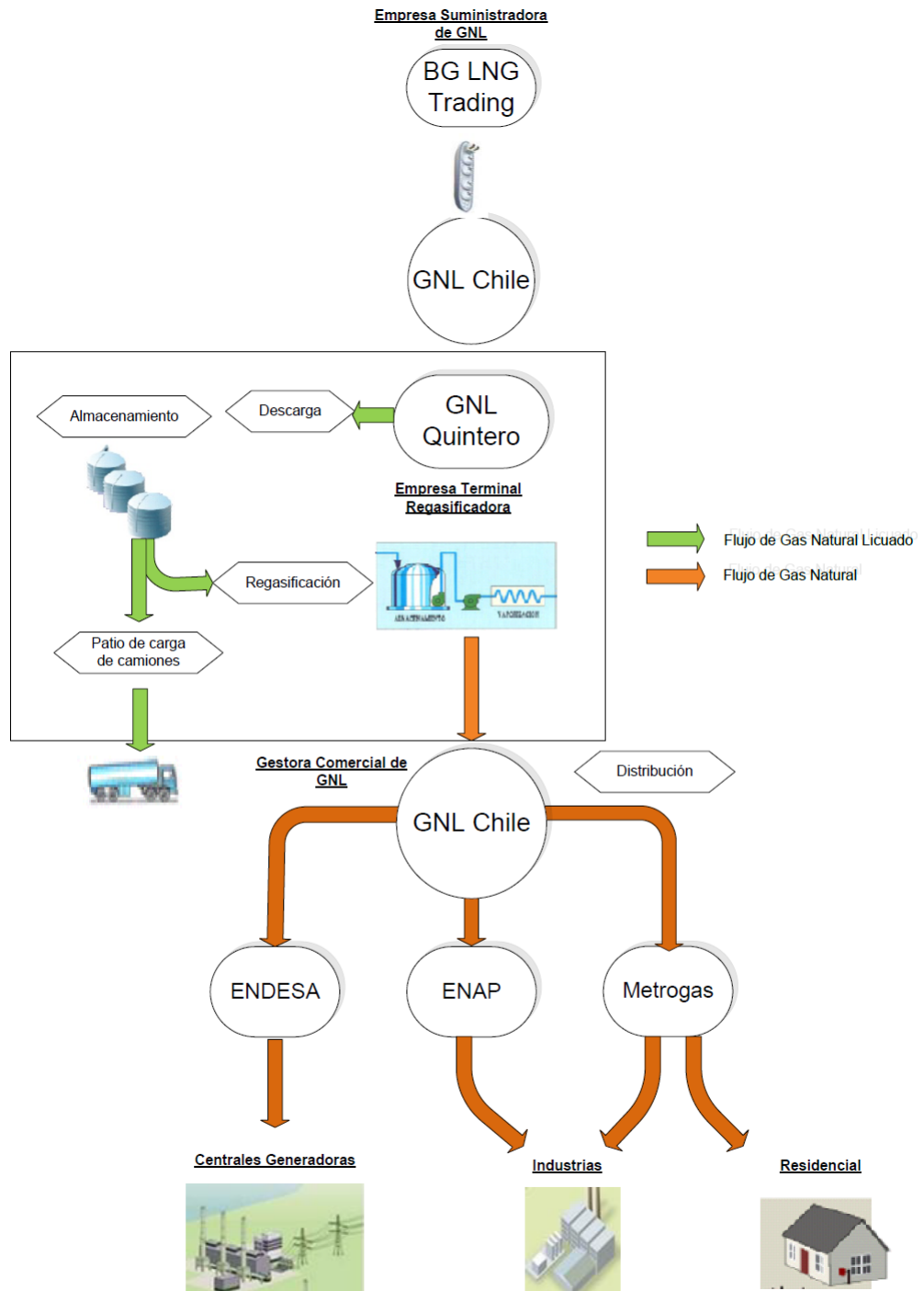


Figura 9-4: Flujo Comercial del Gas Natural en Chile.

Fuente: (DICTUC, 2011), Análisis de la estructura de costos de GNL regasificado.

El Gas Natural en Chile en un porcentaje muy elevado es producto de la regasificación del GNL, por su parte el GNL es un combustible importado sin un suministro continuo, con condiciones de abastecimiento mucho más rígidas que para los otros combustibles (inherentes a un mercado que financia sus costos de desarrollo mediante contratos de largo plazo). Es así que la venta tanto de gas natural y/o GNL requiere de negociaciones de contratos generalmente a largo plazo para grandes volúmenes de consumo, donde la principal función de los contratos es la mitigación, transferencia del riesgo y el aseguramiento del retorno de las inversiones y de los costos hundidos de sus instalaciones, los contratos tienden a ser fuertemente inflexibles y donde la flexibilidad tiene un muy alto precio, los contratos contienen cláusulas de tarifas e indexaciones definidas, las características habituales de los contratos de aprovisionamiento de gas natural y/o GNL son las siguientes:

- Son difícilmente modificables por los compradores.
- Son de larga duración, dada la imposición de plazos prolongados por parte de los proveedores. Esta imposición se hace con el fin de garantizar la viabilidad financiera de las inversiones necesarias para la extracción, licuefacción y transporte del GNL.
- Los precios son indexados sobre la base de los productos petrolíferos con revisiones periódicas y variables en función del mercado de destino.
- La programación anual de suministro es inflexible, ya que se establece un ritmo anual regular de entrega de GNL. Esta programación es efectuada debido a las limitaciones de carácter logístico del transporte marítimo y la dificultad de almacenamiento del gas natural por periodos muy largos.

- Se obliga a los compradores a retirar el volumen contratado (entre el 60% y el 100%) y pagarla aunque no haya sido retirada (cláusula Take or Pay).

Al realizar un análisis histórico de los costos variables combustibles en busca de un costo representativo para del Gas Natural ya sea por Ducto o a través de GNL móvil para este estudio, se realizó una revisión del precio de Gas Natural publicado por la CNE así como también de los precios declarados por las empresas generadoras al CDEC SIC o SING como se muestra en la Figura 9-5, pero estos precios no se consideran representativos para la industria por los siguientes motivos:

- Publicación del precio del GN de la CNE, la comisión nacional de energía publica los precios de los combustibles en este caso particular el precio del Gas Natural el cual hace referencia a un mercado internacional en particular al precio Henry-hub, y no representa el precio al cual pueden acceder los clientes industriales.
- Precios Promedio declarados por los generadores al CDEC SIC & SING, estos precios si bien hacen referencia a los precios combustible declarados para la generación de electricidad a través de centrales de gran tamaño, sin embargo los costos declarados tienen una gran diversidad de precio entre los actores y también abruptos cambios que a veces se dan en un mismo generador, lo que lleva a la pregunta si acaso los costos declarados tienen que ver con el proceso productivo del combustible o con las relaciones contractuales involucradas en las transacciones comerciales. Esta singular diversidad de declaraciones de precio para un mismo combustible tiene su origen en los contratos de suministro suscritos entre las generadoras y sus proveedores, por tanto estos precios tampoco son representativos para el análisis económico a realizar.

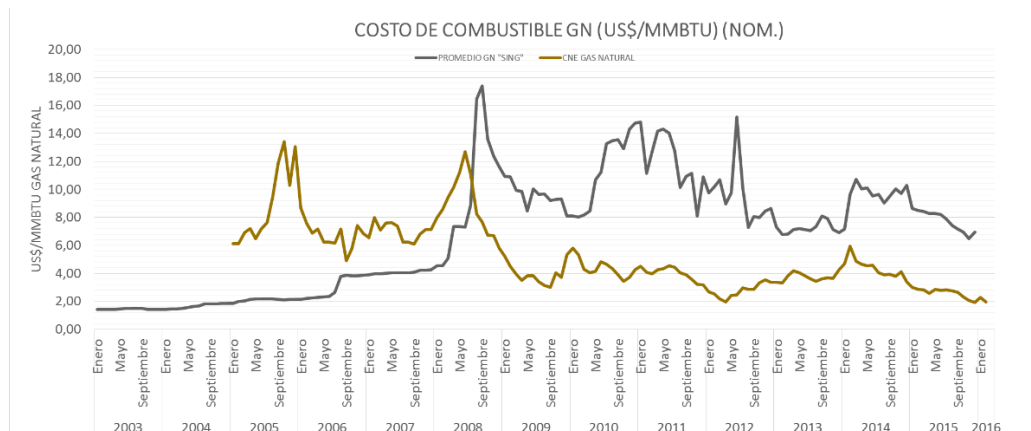


Figura 9-5: Costo combustible promedio del GN en el SING y Precio de la CNE (Henry Hub)

Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de la CNE, CDEC SING, CDEC SIC.

El costo variable o costo de provisión de gas natural para una empresa generadora industrial es difícil de determinar de forma representativa a través de los costos vistos anteriormente, ya que su comportamiento en precio tiene muchas variables técnicas y en mayor medida variables de tratamiento comercial respecto a su provisión como se mencionó en los puntos anteriores. Dado esto analizaremos el costo variable del Gas natural para este estudio a partir de cotizaciones o valores promedio del mercado industrial para dos condiciones, la primera es suponiendo un suministro a través de ductos y la segunda a través de plantas satélite de regasificación.

B.1) Suministro por Ductos.- El suministro industrial a través de ductos es posible solamente en lugares o zonas concesionadas de proveedores como Metrogas, GasValpo, GasSur, Intergas, entre otros, y que además cuentan con una red de ductos con la capacidad necesaria para el nuevo cliente o nuevo requerimiento.

A fin para obtener un precio representativo para este suministro se realizó una revisión de la tarifa de Metrogas para clientes industriales en su zona de concesión con lo que se obtuvo un precio entre 9,05 y 7,33 US\$/MMBTU, para una planta de 2MW y 9 MW respectivamente operando de manera continua todo el año, este precio sin embargo podría alcanzar valores cercanos a los 10 US\$/MMBTU para bajos consumos, en la Tabla 9-7 se muestran estos valores referenciales.

B.2) Suministro a través de PSR.- El sistema de GNL Móvil a través de Plantas Satélite de Regasificación, permite suministrar gas natural a plantas industriales o a otros centros de consumo que no cuentan con la red de distribución, por lo general la tarifa para este tipo de suministro incluye toda la cadena de costos, incluida la instalación en sitio, operación, mantención, revisiones y cumplimiento de la normativa existente para la instalación y operación de la PSR, dada esta condición los contratos son realizados a plazos cercanos a los 5 años para permitir la amortización de las inversiones, estos contratos por lo general traen consigo cláusulas de indexación de la tarifa al precio del petróleo (Brent) e IPC, además de otras condiciones como Take or Pay que podrían generar poca flexibilidad para los clientes.

En la Tabla 9-7 se muestran los precios de cotizaciones referenciales de precios para las Zonas Norte, Centro y sur del país, cabe notar que en comparación de la tarifa industrial de Metrogas en su zona de concesión los precios para la zona central llegan a ser menores en algún caso.

Consumo [MMBTU/año]	Tipo de Suministro	Compañía	Zona	Tarifa [US\$/MMBTU]
115.1027 – 755.136	Tarifa Ducto	Metrogas	Santiago	9,50 - 7,33
	Tarifa GNL-Móvil (PSR)	Metrogas	Zona Centro	9,1 - 7,8
			Zona Sur	9,5 - 8,2
		Gasco	Zona Norte	13,46 - 13,01
			Zona Centro	8,56 - 8,14
			Zona Sur	9,88 - 9,46

Valores Netos referenciales al mes de marzo del 2016

Tabla 9-7: Tarifa para suministro de Gas Natural y GNL.

Fuente: Elaboración propia a partir de publicación de precios de GN y cotizaciones referenciales NO vinculantes de Metrogas y Gasco.

9.1.2.3. Costo Variable no Combustible CVNC.

Estos corresponden a los costos variables de operación y mantenimiento de la central de generación, para la valorización del costo variable no combustible CVNC se investigó los costos declarados por las empresas generadoras PMG en el SIC y empresas de generación con motores a combustión interna en el SING declaradas en los respectivos CDEC, en la Tabla 9-8 y Tabla 9-9 se muestran los CVNC promedio para ambos sistemas, en la Tabla 9-10: CVNC Promedio para centrales con Motores MCI. Tabla 9-10 se muestra los CVNC a partir de cotizaciones de mantención de generadores por representantes de algunas marcas de generadores.

Motores a Combustión Interna "SIC"		
	Promedio de CVNC [USD/MWh]	Potencia nominal [MW]
CHILOE / CE05G035	39,3	9,000
CONSTITUCION 1 / CE01G035	39,3	9,000
EL PEÑON / CE04G041	28	74400,000
EL TOTORAL / CE07G031	32,1	3,000
ESPERANZA / CE01G034	26,95	3,640
LAS VEGAS / CE02G031	30,4	2,100
LINARES NORTE / CE09G031	36,1	0,400
LOS ESPINOS / CE01G042	26,4	0,000
MAULE / CE01G046	39,3	6,000
PLACILLA / CE06G031	27,2	3,000
QUINTAY / CE05G031	27,8	3,000
SAN GREGORIO / CE08G031	36,1	0,400
TENO / CE03G041	28	53568,000
TRAPEN / CE01G041	28	74400,000
Promedio CVNC / Total Potencia	28,55418327	202407,54

Tabla 9-8: Promedio de CVNC para centrales PMG con MCI en el SIC.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC SIC.

Motores a Combustion Interna "SING"		
	Promedio de CVNC [US\$/MWh]	Potencia Nominal Generador [MVA]
DIESEL AGUAS BLANCAS	14,15	0
DIESEL ARICA	9,05625	26,734
DIESEL ENAEX	14,75	0
DIESEL MANTOS BLANCOS	22,99	35,8
DIESEL TAMAYA	12,66	147
DIESEL ZOFRI	18,13666667	0
ESTANDARTES	18,92285714	0
Total general	15,09054545	209,534

Tabla 9-9: Promedio CVNC para centrales con MCI en el SING.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC SING.

Costos de Mantenimiento Preventivo, generación continua 12000 Hrs de Operación		
	UF/MWh	US\$/MWh
Planta 1	0,450	16,98
Planta 2	0,465	17,58
Planta 3	0,465	17,58
TOTAL	0,460	17,38

Tabla 9-10: CVNC Promedio para centrales con Motores MCI.
Fuente: elaboración Propia a partir de cotizaciones de mantención fabricantes de equipos.

Los costos variables no combustibles del SING son para motores de combustión interna con combustible diesel pesado de baja velocidad por lo que no son muy representativos para el análisis que se realizara, por otro lado en el caso del SIC los CVNC son representativos ya que pertenecen a plantas de generación PMG que están basados en centrales con motores de combustión interna diesel similares a los que se están analizando en el estudio, sin embargo estos costos son bastante altos en comparación a cotizaciones de costos de mantención de los fabricantes de los equipos por lo que se tomara un CVNC de 17,38 US\$/MWh como valor representativo para el análisis económico.

9.1.2.1. Aspectos Operativos.

Los aspectos operativos de las plantas de generación con MCI, se comportan al igual que de las maquinas térmicas de tecnologías convencionales las eficiencias mayores se alcanzan con factores de carga superiores al 75% de su capacidad o potencia nominal, a su vez existen restricciones de operación indicadas por los fabricantes de los equipos por ejemplo la operación recomendada para un generador diesel debe ser superior al 30% de su potencia nominal y en el caso de motores a gas por lo general la operación debe ser con cargas superiores a 50% o 60% de la potencia nominal de lo contrario estos equipos pueden sufrir daños mecánicos producto de la operación con baja carga.

En la Figura 9-6 se muestra las curvas de consumo de combustible, eficiencia y tasa de sustitución para Motores Diesel, Gas Natural, Bi-fuel.

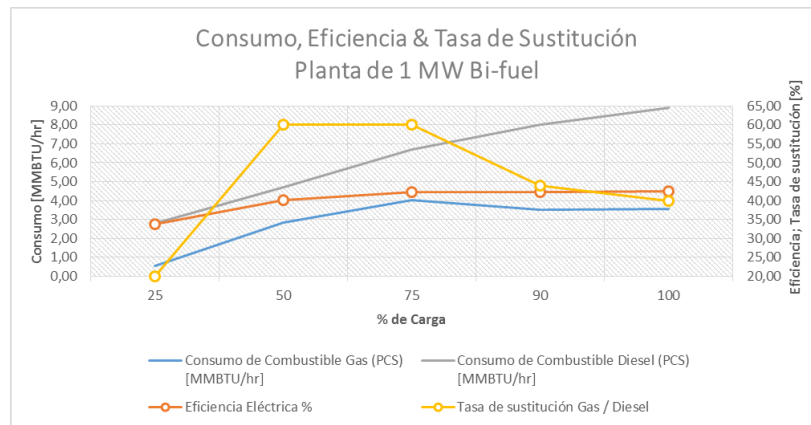
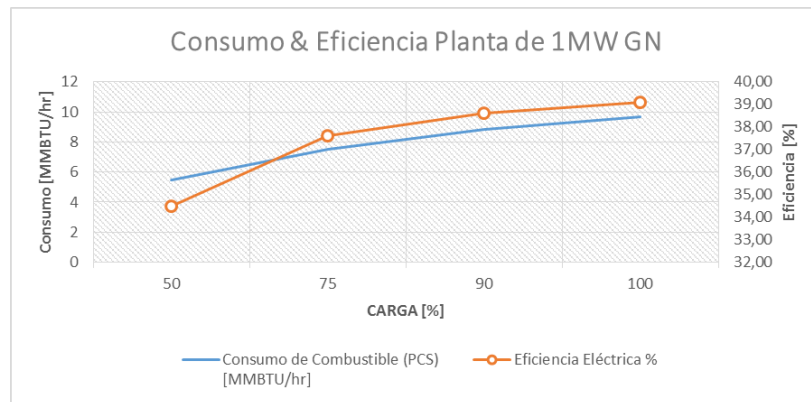
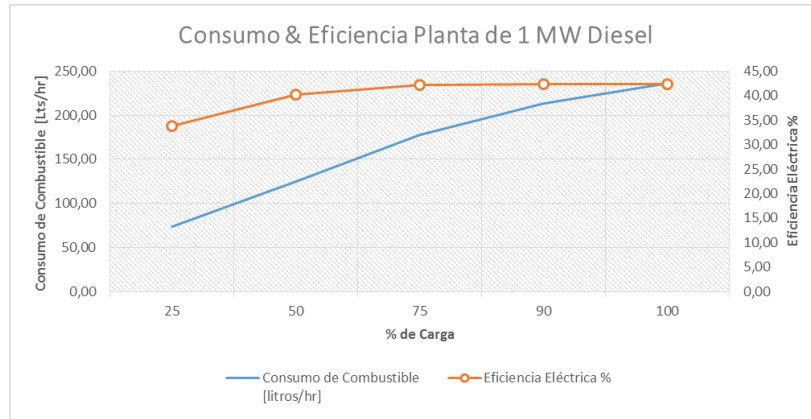


Figura 9-6: Curvas de consumo de combustible, eficiencia y tasa de sustitución para Motores Diesel, Gas Natural, Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia a partir de Hojas de datos de fabricantes de generadores.

Estas características de operación de los motores inciden directamente en los costos variables combustibles así como también podrían incidir en los costos variables no combustibles producto de algún daño por la operación fuera de rango o el abuso del equipo.

Otras de las características de los Generadores MCI están relacionado a la clasificación de potencia que el equipo tiene para la operación en generación de energía eléctrica, en la Tabla 9-11 se resume las consideraciones más relevantes de la clasificación y operación de generadores bajo lo que especifica la norma ISO 8528 que define los términos y especifica los criterios de diseño y de funcionamiento derivados de la combinación de un motor de combustión interna alternativos (MCI) y un generador de corriente alterna (AC) cuando se opera como una unidad, este aspecto es altamente relevante tanto para las consideraciones de selección del equipo de generación adecuado, los costos de inversión asociados a la planta de generación y la determinación de los límites de operación en horas y niveles de potencia.

CLASIFICACION	Limitaciones en operación NORMAL		Limitaciones en Operación PEAK		Aplicaciones Típicas
	Máximo Promedio de Carga	Máxima Operación [Hrs/año]	Máximo Promedio de Carga	Máxima Operación [Hrs/año]	
Standby Power	80% de la potencia Standby	200 hrs/año	Potencia Prime	25 hrs/año	-Emergencia (Standby) -Red Comercial No confiable
Prime Power Con límite de Horas	100% de la potencia Prime	750 Hrs/año	Potencia Prime	750 hrs/año	-Corte de Punta -Potencia en conjunto con Red
Prime Power Sin límite de Horas	75% de la Potencia Prime (Durante un periodo de operación de 250 Hrs)	Sin limite	1) Potencia Prime + 10% 2) Potencia Prime	1) 25 Hrs/año (1 Hr en 12 horas de operación) 2) 500 Horas	-Final de línea de Red -Equipos de Renta
Potencia Continua	100% Potencia Continua	Sin limite	Potencia Continua	Sin limites	-Potencia Primaria -Co-Generación

Tabla 9-11: Clasificación de potencia de generadores según ISO 8528. Fuente: Estándar ISO 8528.

9.1.2.2. Costos Fijos.

Para la determinación de los costos fijos se tomó como supuesto, cierta cantidad de personal necesario, tanto técnico como administrativo para operar una planta de 2 MW en el caso de Autoproducción y de 9 MW en el caso de una planta PMGD ambos asociados a una industria.

Estos costos, si bien es cierto que varían con la estructura que pueda tener cada compañía industrial sin embargo se tomara los valores mostrados en la tabla a fin de reflejar estos gastos en el análisis económico, cabe notar que como algunos costos no son exclusivos de la planta y se comparten con la estructura de la industria se asigna solamente un porcentaje a la planta de generación, otros costos fijos que también se consideraran dentro el análisis son los gastos de administración, estudios y seguros.

Ítem	Cantidad / Porcentaje	Costo [\$/mes]	Costo Anual [U\$\$/Año]
Operación			30.774,9
Jefe Área	10%	1.500.000	2.639,0
Técnicos	2	700.000	24.630,9
Administrativo	0%	450.000	-
Gastos de Administración		20.000	707,3
Imprevistos	10%		2.797,7
Administración			11.289,2
Ingeniero Estudios	0%	1.800.000	0,0
Seguros		583333,333	10262,9
Imprevistos	10%		1026,3
Total			42.064,1

*Tabla 9-12: Costos Fijos Planta Auto-Producción de 2 MW.
Fuente: Elaboración Propia, con valores aproximados de Mercado.*

Ítem	Cantidad / Porcentaje	Costo [\$ /mes]	Costo Anual [U\$\$/Año]
Operación			43.160,7
Jefe Área	40%	1.500.000	10.556,1
Técnicos	2	700.000	24.630,9
Administrativo	20%	450.000	1.583,4
Gastos de Administración		70.000	2.466,6
Imprevistos	10%		3.923,7
Administración			62.779,5
Ingeniero Estudios	20%	1.800.000	6333,7
Seguros		2916666,67	51314,4
Imprevistos	10%		5764,8
Total			106.573,56

Tabla 9-13: Costos Fijos Planta PMGD de 9 MW.

Fuente: Elaboración Propia, con valores aproximados de Mercado.

9.1.3. Tasa de descuento (costo capital)

Dado que el análisis económico se realizará bajo la base de free cash flow, es decir solo considerando capital propio (proyecto puro), la tasa de descuento estará en base al modelo de valoración de activos de capital CAMP (Capital Asset Pricing Model) por sus siglas en inglés, donde la expresión es la siguiente:

$$K_e = R_f + [R_m - R_f] * \beta_u$$

Donde:

K_e = Tasa de descuento de los activos

R_f = Tasa libre de riesgo,

R_m = Retorno esperado real Anual

β_u = Riesgo no diversificable del sector de estudio

La tasa libre de riesgo $R_f = 5,2\%$ se calculó como el promedio simple de los últimos 60 meses de las tasas de interés mercado secundario “Bonos en pesos a 10 años (BCP, BTP)”; Para el cálculo de la prima por riesgo de mercado existen diferentes metodologías para su cálculo, las cuales dan un rango típico de valores desde 3,9% a 10,6%, En este estudio se recurrió a

una cifra de $[R_m - R_f] = 5,5\%$ que es la que utiliza el equipo de estudios de Santander GBM en la valoración de empresas en Chile, por último para la valoración del beta es una medida de riesgo sistemático y para efectos del cálculo del costo de capital. El beta busca medir el riesgo sistemático de las actividades propias de la empresa en relación al mercado, es decir, busca medir la variación de los ingresos de la empresa con respecto a fluctuaciones del mercado, dado que el estudio se refiere a la generación de energía eléctrica con motores a combustión interna en el sector industrial utilizaremos un beta $\beta_u = 0,876$ Se obtuvo como promedio del sector de generación AES GENER, ENDESA, ENERSIS, ECL, COLBUN y PEHUENCHE; Fuente, revista nevasa.

Con los valores encontrados se obtuvo una Tasa de costo capital para este estudio de $K_e = 10\%$, considerando que el sector industrial no transa en la bolsa se considera un premio por liquidez de 1% anual con lo que finalmente la Tasa de costo capital será igual a $K_e = 11\%$.

Costo de capital propio	K_e	11,0%
Tasa libre de riesgo R_f	R_f	5,2%
β_u (Des-apalancado)	β_u	0,876
Premio por riesgo de mercado	$R_m - R_f$	6%
premio por liquidez		1%

Tabla 9-14: Costo capital Propio.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de Banco Central, Bolsa de Santiago, Revista Nevasa.

9.1.4. Impuestos.

En Chile las empresas tributan un Impuesto de Primera Categoría. El cual de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente evolucionará de acuerdo a lo que se muestra en la Tabla (Fuente: Servicio de Impuestos internos).

AÑO COMERCIAL	TASA DEL IDPC
2014	21%
2015	22,5%
2016	24%
2017	25%
2017*	25,5%
2018*	27%

* Sistemas semi integrados.

Tabla 9-15: tasa de impuestos de Primera categoría.

Fuente: Servicio de Impuestos Internos, Circular 52 (10-10-15)

Dada esta evolución del impuesto de primera categoría y para simplificar el análisis se utilizara una tasa de 25% que es el que rige a partir del 2017 para el sistema renta atribuida, esta tasa se utilizara para todo el periodo de estudio económico. En Chile la base tributaria se calcula descontando la depreciación tributaria el cual reconoce que activos fijos presentan pérdida de valor durante su uso y constituyen un gasto a efectos de producir la renta.

Los activos pueden depreciarse a partir del momento en que se inicia la operación, los desembolsos realizados con anterioridad a la fecha de puesta en operación generan intereses que son capitalizados. En Chile, las empresas con ingresos anuales > 100.000 UF/año pueden optar a depreciación normal (durante vida útil) o acelerada (1/3 de la vida útil normal). Si ingreso anual es < 25.000 UF, pueden depreciar en 1 año y si ingreso está entre 25.000 y 100.000 UF, pueden aplicar depreciación en 1/10 de la vida útil, la depreciación acelerada permite a la empresa disponer de mayores recursos de caja durante los primeros años a fin de servir compromisos, para facilidad de análisis la depreciación se realizara durante la vida útil del proyecto, cabe señalar que para el cálculo de la depreciación los bienes deben primero corregirse monetariamente de acuerdo a lo previsto en el artículo 41 de la Ley de la Renta, (la depreciación tributaria mantiene su valor real, corrección monetaria en moneda local, Art. 41 Ley de Rentas)

9.2. COSTO MEDIO TECNOLÓGICO.

Para la evaluación económica y comercial de la tecnología de doble combustible Bi-fuel se realiza una comparación con sus tecnologías pares, esta comparación estará a partir del costo medio tecnológico o también llamado costo de desarrollo el cual representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías, el Costo medio es el precio al cual debe venderse la energía durante toda la vida útil de la central de manera de cubrir todos los costos, se expresa por lo general en [US\$/MWh].

9.2.1. Consideraciones específicas CMT.

El costo medio tecnológico CMT contempla:

- Costos Variables
 - Combustibles (si existe)
 - Costos No combustibles
 - Uso red de transmisión o peaje en sistemas de transmisión y/o distribución. (si existe)
- Costos Fijos
 - Personal
 - Seguros
 - Servicios
 - Pago a organismos
 - Arriendo terrenos (si corresponde)
- Impuestos
- Inversión Inicial
- Capital de Trabajo
- Inversión Recurrente

Las premisas y supuestos básicos para calcular el costo medio tecnológico son:

- Negocio único: producción de energía, la energía se vende a un precio constante durante la vida útil.
- Costos anuales de operación (fijos, variables) e inversiones recurrentes se suponen constantes.
- Tratamiento impositivo, Impuestos al 25% sobre las utilidades.

- Inversión Inicial. Se expresarse en términos de desembolsos anuales previos al inicio de la operación o bajo el llamado Overnight cost.
- Capital de Trabajo. Estimado a partir del resultado operacional.
- Tasa de descuento corresponde al costo de capital.
- Aporte al costo medio total de cada ítem se determina dividiendo el VAN del ítem por el VAN de la energía generada.
- Costo medio total se obtiene sumando los aportes de cada ítem participante.
- Debe cumplirse que el costo medio total es igual al precio de venta de energía para un VAN =0.

9.2.1.1. Otras consideraciones

La evaluación se realizará con las siguientes consideraciones adicionales a las descritas anteriormente

- Plantas de 9 MW
- Factor de planta 90%
- Valor residual de los equipos se considera 0.
- Las evaluaciones se realizaran a 10 Años.
- Tasa de sustitución (Gas-Diesel) 40% para una operación al 100% de carga.

9.2.2. Costo Medio Tecnológico Plantas Bi-fuel

El Costo medio tecnológico CMT encontrado para las plantas es en base a generadores Bi-Fuel con las consideraciones vistas en títulos anteriores es de 114.60 US\$/MW con una distribución de costos como se ve en la Tabla 9-16 y Figura 9-7. De la distribución de costos para esta tecnología los costos variables representan el casi el 84% de ponderación del costo medio donde el CVC está cerca al 70% y los CVNC el 15% de los costos variables, del 16% restante los costos asociados a la inversión representan el 12%, sin duda se muestra la alta dependencia de este tipo de tecnología al costo y la variabilidad de los combustibles.

<i>Estructura Costos Medios Bi-Fuel</i>	<i>US\$/MWh</i>	<i>%</i>
<i>Gastos Variables Combustible Diesel</i>	52,87	46%
<i>Gastos Variables Combustible GN</i>	26,27	23%
<i>Gastos Variables No Combustible</i>	17,38	15%
<i>Gastos Fijos</i>	1,51	1%
<i>Impuestos</i>	2,20	2%
<i>Capital de Trabajo</i>	0,02	0%
<i>Capex inversión recurrente</i>	1,15	1%
<i>Inversión</i>	13,22	12%
Total	114,60	100%

*Tabla 9-16: Distribución del Costo Medio Tecnológico Planta PMGD 9MW.
Fuente: Elaboración Propia.*

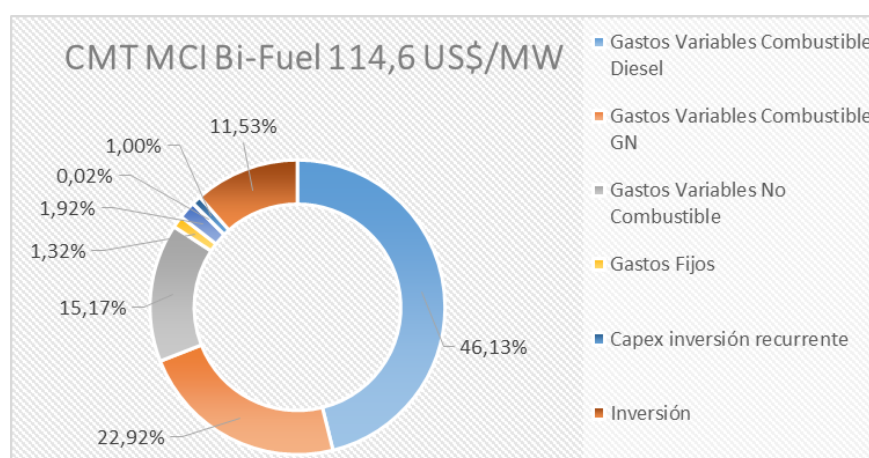


Figura 9-7: Grafico de Distribución del Costo Medio Tecnológico para una Planta Bi-Fuel de 9MW.PMGD.

9.2.3. CMT Tecnologías Pares (MCI Diesel & GN).

En la Figura 9-8 se muestra la comparación con las tecnologías pares de los motores Bi-Fuel, como ser generación con motores MCI Diesel y Gas Natural, de esta figura cabe destacar que el costo medio se encuentra entre sus tecnologías pares con un CMT de 114 US\$/MW, es decir entre la Central MCI Diesel 122 US\$/MW y la Central MCI Gas 111 US\$/MW con lo que con la conversión del motor diesel convencional a operación Bi-fuel se logra un ahorro de 8 US\$/MWh producto de la diferencia de precio del combustible Gas frente al Combustible Diesel.

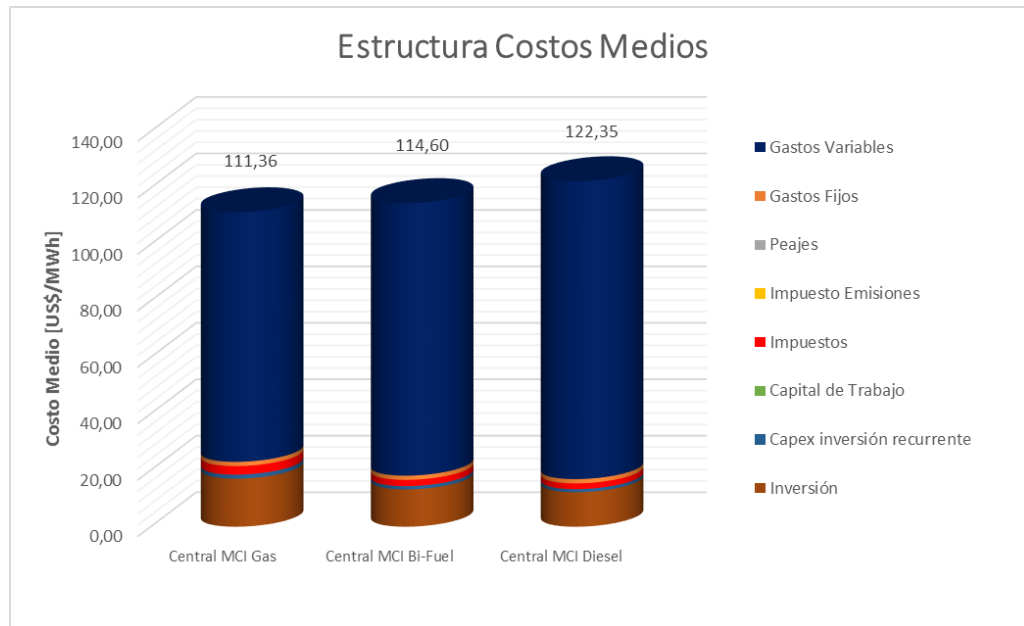


*Figura 9-8: Comparación de Costos Medios con Tecnologías Pares.
Fuente: Elaboración Propia.*

9.2.4. Sensibilización del Costo Medio Tecnológico.

La sensibilización del CMT se realizó basando en el ajuste de los parámetros mostrados en la Tabla 9-17 estos valores son tomados en base a los cambios históricos, variables de operación, variables tecnológicas y a los valores que podrían llegar a tener dichos parámetros durante la operación de una central basada en motores de combustión interna, para realizar la sensibilización del CMT se ajusta cada parámetro de forma independiente a los otros parámetros, a fin de aislar la influencia de cada cambio en el resultado final, en la Figura 9-9 se presenta la sensibilización como "gráfico Tornado" donde se puede apreciar y comparar el impacto relativo de cada parámetro en el CMT.

Parámetros de Sensibilización CMT (PMGD Bi-Fuel)	Unidad	Valor Actual	Valor Mínimo	Valor Máximo
Costo Fijo ($\pm 20\%$)	MMUS\$/año	0,11	0,09	0,13
Costo Capital ($\pm 20\%$)	%	11,0%	8,8%	13,2%
Inversión ($\pm 20\%$)	MMUS\$	5,50	4,40	6,60
Tasa de sustitución (25-60%)	%	40%	25%	60%
Vida útil (20-5 Años)	Años	10,00	5	20
Eficiencia (35-45%)	%	42,33%	35%	45%
CVNC (-50;+100%)	US\$/MWh	17,38	8,69	34,76
CVC GN (-20;+80%)	US\$/MMBTU	7,34	5,87	13,21
CVC Diesel (-27;+275%)	US\$/m3	372,30	270,69	1023,57
Factor de Planta (95-10%)	%	90%	10%	95%

Tabla 9-17: Parámetros y valores de sensibilización del CMT para la tecnología MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

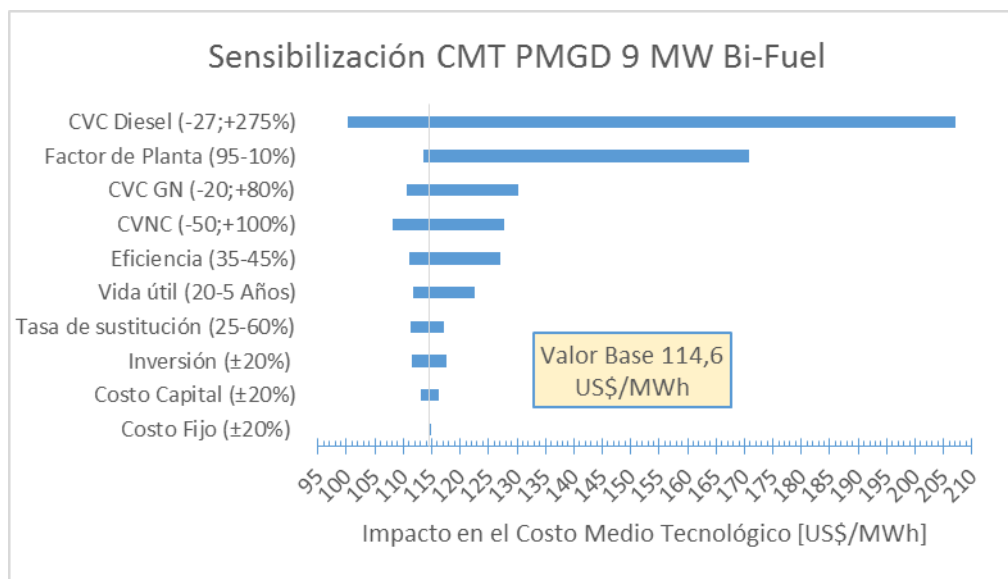


Figura 9-9: Gráfico Tornado sensibilización del CMT para una central de generación PMGD 9MW MCI Bi-Fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

Para el caso de la tecnología Bi-Fuel con la consideración de los valores tomados para la sensibilización explicadas anteriormente y mostradas en la Tabla 9-17, la principal variable que genera un cambio alto en el CMT de la tecnología Bi-Fuel es el CVC diesel, luego el factor de planta y en menor

medida el CVC Gas, esto debido a que en las consideraciones realizadas el precio del gas es menos volátil que el precio del diesel con lo que se logra una ventaja de estabilidad en la variación del CMT de la tecnología Bi-Fuel respecto a la variación del CMT de la tecnología Diesel, En el Anexo 3 se encuentran los gráficos tipo tornados de las sensibilizaciones para la tecnología MCI pares.

9.3.EVALUACION ECONOMICA PMGD CON GENERADORES MCI.

9.3.1. Consideraciones específicas PMGD

9.3.1.1. *Ingresos por concepto de Energía*

Respecto a los ingresos por concepto de energía para las plantas PMGD existen dos opciones o regímenes de valorización de la inyección de energía, los PMGD pueden optar a un régimen de precio Spot o precio estabilizado de acuerdo a la normativa vigente en Chile:

- i. *Régimen de Precio estabilizado.* Este precio es igual al precio nudo de corto plazo (PNCP) el cual es fijado semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un decreto publicado en el Diario Oficial, este cálculo se realiza para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico a través de un factor de penalización de energía que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía determina el precio de la energía en la subestación respectiva este precio es indexado bajo un procedimiento reglamentado, el precio estabilizado depende de la visión del regulador respecto a la evolución futura del mercado eléctrico.

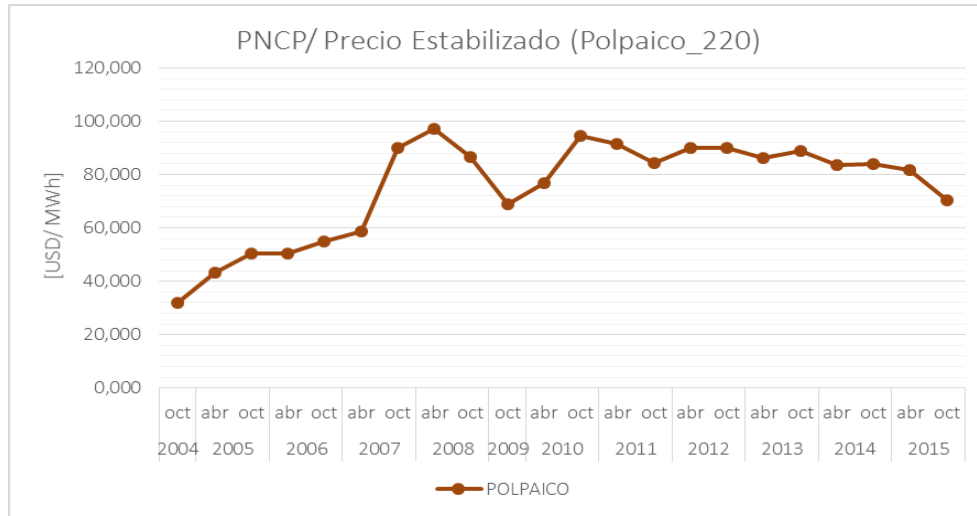


*Figura 9-10: Evolución del precio estabilizado (PNCP) Polpaico_220 kV.
Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de la CNE.*

- ii. Régimen de precio Spot. los ingresos son calculados al costo marginal (CMg) de energía en el punto de inyección o punto de conexión del PMGD, este costo marginal corresponde al CMg las barra más cercana a la conexión del PMGD multiplicado por un factor de referenciación el cual es calculado por el concesionario de distribución de acuerdo a la normativa vigente (NTCO), el CMg de la barra es calculado en tiempo real por el centro de despacho de carga correspondiente, basado en la teoría marginalista y otras condiciones que puedan existir en las redes de transmisión, en este caso ingreso será igual al mostrado en la ecuación siguiente.

$$\text{Ingresos Inyección de Energía} = \sum_{\substack{i=1 \\ j=1 \\ k=1}}^{\substack{l \\ m \\ n}} E_{ij} * CMg_{ik} * fr$$

Donde,

- E_{ij} = Energía neta inyectada en la hora i por la unidad generadora j
- CMg_{ik} = Costo Marginal en la hora i, en el punto de inyección k.
- fr = Factor de referenciación

Ecuación 9-1: Ingresos por Energía.

Para la evaluación económica y cálculo de los ingresos por concepto de energía se utilizará u optara por utilizar el régimen de precio Spot (CMg) en la barra Polpaico 220, esta opción se fundamenta en el hecho que: se observa que el precio estabilizado es menor a los costos variables producto de la operación del PMGD y por supuesto también es menor al costo medio tecnológico o también llamado costo de desarrollo para el caso de generación con tecnologías basadas en Motores MCI vistas en el titulo anterior donde para la tecnología Bi-Fuel el CMT era de 114 US\$/MWh y los costos variables CV ~90 UM\$/MWh, en la Figura 9-11, se muestra la comparación del CMg de una barra industrial representativa (Lo_Boza_013) con la barra Polpaico_220 y el precio estabilizado.

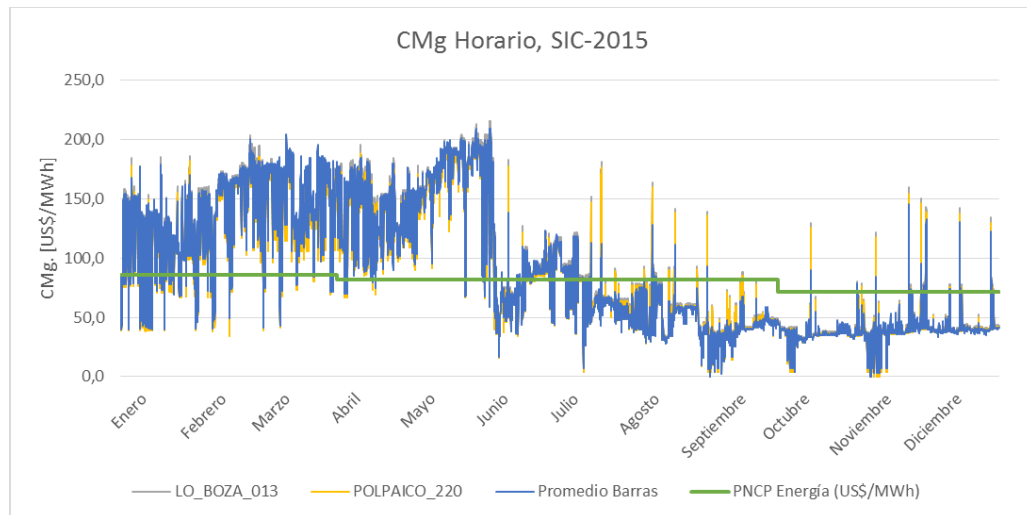


Figura 9-11: Costo marginal horario barra Lo_Boza_013, Polpaico_220, Promedio barras y PNCP (Precio Estabilizado).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos estadísticos CDEC-SIC, CNE.

Así también para el cálculo de los ingresos por concepto de energía es necesario determinar las horas de operación anuales de los PMGD basados en motores de combustión interna evaluados en este estudio, al respecto realizando una revisión histórica de la operación de algunas de estas centrales basadas en tecnología MCI, se observa que las horas de operación

(auto-despacho) son bastante bajas y variables año a año como se muestra en la tabla siguiente.

Nombre	Tipo	Potencia	Generación (horas Equivalentes)						Promedio	
Central	PMG/PMGD	Máxima	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anual (hrs)	Anual (%)
Monte Patria	PMGD	9	19	13	-	-	-	-	16	0%
Punitaqui	PMGD	9	34	38	-	-	4	-	25	0%
Quellon II	PMGD	8	1.800	2.747	2.025	1.283	203	491	1425	16%
Estancilla	PMGD	3	-	-	-	419	28	58	168	2%
Promedio Total									409	5%

Tabla 9-18: Horas de operacion Centrales PMGD SIC.

Fuente: DIA Central de respaldo San Javier <http://seia.sea.gob.cl/>

Dado que las horas históricas de operación no serían representativas para el análisis de este estudio se optara por hacer un análisis a través del costo marginal horario del año 2015 y los Costos medios tecnológicos calculados en el punto 9.2.

Para calcular los ingresos por concepto de energía para la evaluación económica del PMGD, se utilizan como precio de energía la barra Polpaico 220 del año 2015 el cual se repetirá para todo el periodo de evaluación, así también se utiliza el supuesto de que solamente se optara por auto-despacho cuando el costo marginal (CMg horario, Polpaico_220 año 2015) es superior al costo medio termológico CMT con el factor de planta correspondiente, bajo este supuesto se encontró que el punto de intersección entre el CMg y el CMT para la tecnología Bi-Fuel; está en ~134 US\$/MWh con el cual también se determina el factor de planta de 21% que corresponde a 2,155 hrs de operación con lo cual los ingresos anuales para la tecnología bi-Fuel están cercanas a 2.83 MMUS\$, en la Figura 9-12 y Tabla 9-19 se muestra el resultado del análisis con los supuestos considerados para los ingresos por concepto de energía de las centrales PMGD para las 3 tecnologías consideradas en el estudio.

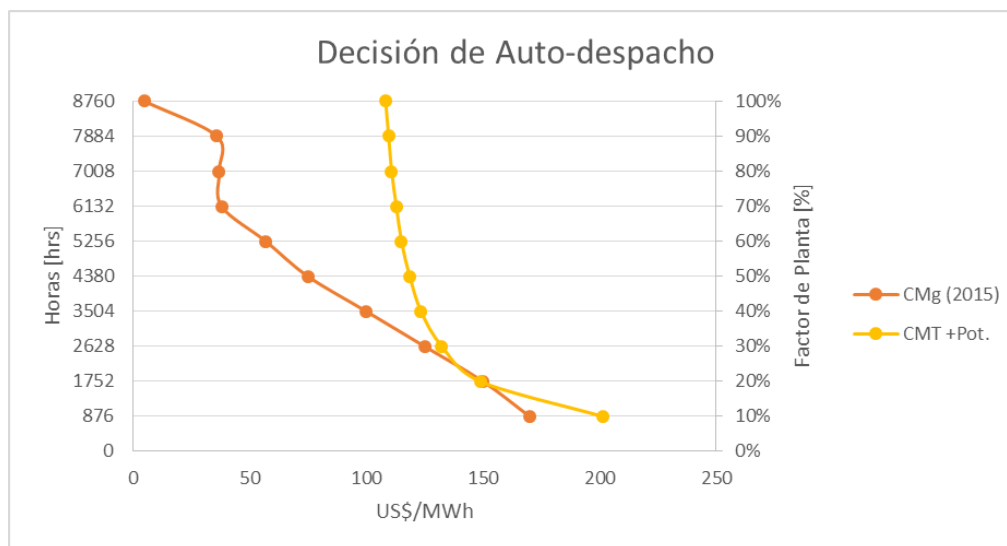


Figura 9-12: CMg & Hrs de Auto-despacho Central Bi-Fuel.
Fuente:Elaboracion Propia.

		PMGD MCI-Diesel	PMGD MCI- Bi_Fuel	PMGD MCI-Gas
CMg Promedio	US\$/MWh	174,67	169,78	166,94
Factor de Planta	%	16%	21%	24%
Horas Operación	Hrs	1.443	1.868	2.133
Potencia Neta	MW	9,00	9,00	9,00
MW Neto	MWh-Año	12.987,00	16.812,00	19.197,00
Ingresos	MMUS\$-Año	2,26	2,83	3,20

Tabla 9-19: Resumen del cálculo de Ingresos anuales para plantas PMGD considerando los CMg horarios del 2015 Barra Lo_Boza_13.
Fuente: Elaboración Propia.

9.3.1.2. *Ingreso por concepto de Potencia:*

El ingreso por concepto de potencia de cada unidad en el sistema chileno es considerando lo que se reconoce como Potencia de suficiencia definitiva, dicho reconocimiento y determinación es competencia del CDEC para cada unidad generadora, para esto existe un procedimiento reglamentado como se indica en el punto 8.1.6.

La Potencia de Suficiencia es la potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del Sistema o Subsistema. A partir de dicha potencia se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.

La Potencia de Suficiencia se determina por un modelo probabilístico cuyos datos de entrada son indisponibilidades, potencia máxima y la máxima demanda de punta del sistema, a fin de utilizar un valor representativo se utiliza promedios de datos estadísticos históricos del CDEC de los PMGD que se encuentran en operación actual a fin de tener un valor de la potencia de suficiencia, en la Tabla 9-20 se muestra los valores de Potencia Firme de las centrales que están operando en el SIC, se utilizara este promedio como valor representativo.

Central	Tipo	Máxima	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Potencia Firme	Anual (%)
Constitución 1	PMG	9	5,2	4,4	3,3	4,8	5,4	2,8	4,3	48%
Maule	PMG	6	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	1,8	3,3	55%
Monte Patria	PMGD	9	3,8	4,3	4,3	4,3	4,3	2,2	3,9	43%
Punitaqui	PMGD	9	2,8	4,2	4,1	4,1	4,1	2,1	3,6	40%
Degan	Otro	36	21,0	19,4	17,7	16,9	16,3	3,4	15,8	44%
Olivos	Otro	115	57,5	59,8	69,3	68,7	59,9	35,0	58,4	51%
Chiloé	PMG	9	5,2	5,4	5,3	5,2	5,2	2,7	4,8	54%
Quellon II	PMGD	8	4,6	4,0	2,2	1,7	3,4	1,7	2,9	37%
Chuyaca	Otro	15	6,1	5,6	4,3	1,9	5,1	2,5	4,3	28%
Trapén	PMG	90	44,2	48,4	47,1	46,8	46,9	23,8	42,9	48%
Los Espinos	PMG	124	70,7	74,0	74,5	74,1	74,1	37,9	67,5	54%
Teno	PMG	65	34,6	35,2	35,5	35,6	34,1	18,2	32,2	50%
El Peñón	PMG	90	47,2	47,7	47,1	47,1	48,9	25,0	43,9	49%
Termopacífico	Otro	100	46,8	49,3	48,4	48,6	48,9	26,4	44,7	45%
Estancilla	PMGD	3	-	-	-	1,43	1,43	0,73	1,20	40%
Promedio Otro									30,8	42%
Promedio PMG									28,4	51%
Promedios PMGD									2,9	40%

Tabla 9-20: Potencia Firme Centrales MCI operando en el SIC.

Fuente: Elaboración propia a través de datos estadísticos del CDEC SIC.

En cuanto a su valorización económica es realizada al *Costo Marginal de Potencia* (actualmente igual al Precio Nudo de la Potencia en punta $PbPot_{Punta}$), en el punto o nodo de transferencia correspondiente que está identificado por el CDEC. El precio de nudo de la potencia es determinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y su fijación oficial y publicación por decreto respectivo es a través del Ministerio de Energía, en la Figura 9-13 se muestra la evolución del precio de potencia en punta indexado para la barra Polpaico como barra representativa del SIC centro-sur.

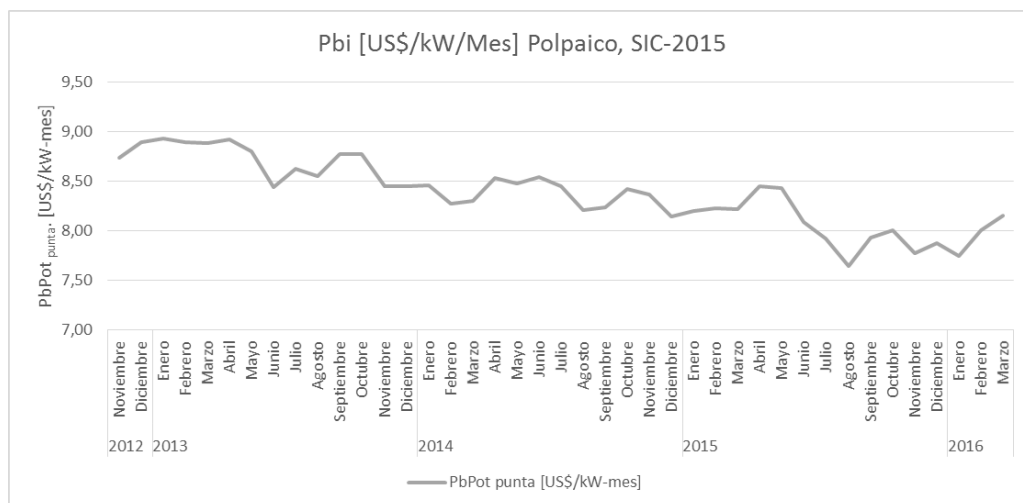


Figura 9-13: Precio nudo de potencia en Punta indexado Pbi Polpaico y PNCP (Precio Estabilizado).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos estadísticos CDEC-SIC, CNE.

Los ingresos por Potencia Firme se pueden expresar matemáticamente mediante la expresión siguiente:

$$\text{Ingresos Potencia} = \sum_{j=1}^l \sum_{k=1}^m P.\text{Suficiencia}_j * PNudo_k * fr$$

Donde:

$P.\text{Suficiencia}_j$ = Potencia Firme de la unidad generadora j

$PNudo_k$ = Precio de Nudo de la Potencia en el punto de inyección k

fr = Factor de referenciación.

Ecuación 9-2: Ingresos por potencia PMGD

Para el cálculo de ingresos por concepto de potencia, se utilizara el precio promedio del año 2015 de la potencia firme en la barra Polpaico_220 el cual corresponde a 8,06 US\$/kW/Mes, con un factor de Referencia igual a la unidad, en la Tabla 9-21 se muestra los ingresos por concepto de potencia para las centrales PMGD.

		PMGD MCI- Diesel	PMGD MCI- Bi_Fuel	PMGD MCI-Gas
<i>Potencia Neta</i>	<i>MW</i>	9,00	9,00	9,00
<i>P. de Suficiencia</i>	<i>MW</i>	3,60	3,60	3,60
<i>PbPot (Polpaico)</i>	<i>US\$/kW/Mes</i>	8,06	8,06	8,06
<i>Ingresos</i>	<i>MMUS\$-Año</i>	0,35	0,35	0,35

Tabla 9-21: Ingresos por Potencia de Suficiencia Centrales PMGD con Motores MCI.

Fuente: Elaboración Propia.

9.3.1.3. Otras consideraciones

La evaluación económica se realizó con las siguientes consideraciones adicionales a las descritas anteriormente

- Plantas de 9 MW
- Factor de planta entre el 19 al 26% dependiendo la tecnología.
- El valor residual de los equipos se considera 0.
- Las evaluaciones se realizaran a 10 Años.

9.3.2. Resultado de Evaluación Económica

En la siguiente tabla se muestran los ingresos, costos y el resultado del EBIDTA de las tecnologías en análisis, para el primer año de operación.

Distribución de Ingresos y Costos	PMGD Diesel		PMGD Bi-Fuel		PMGD GN.	
	MMUS\$	%	MMUS\$	%	MMUS\$	%
<i>Ingresos</i>	2,62	100%	3,19	100%	3,55	100%
<i>Inyección energía</i>	2,27	87%	2,84	89%	3,20	90%
<i>ingreso Potencia</i>	0,35	13%	0,35	11%	0,35	10%
<i>Costos</i>	1,48	100%	1,72	100%	1,81	100%
<i>CVC Diesel</i>	1,14	77%	0,88	51%	-	-
<i>CVC GN</i>	-	-	0,44	-	1,37	76%
<i>CVNC</i>	0,23	15%	0,29	17%	0,33	18%
<i>Costos Fijos</i>	0,11	7%	0,11	6%	0,11	6%
EBIDTA	1,14		1,46		1,74	

Tabla 9-22: Resultados Evaluación económica-Distribución de ingresos y costos.

Fuente: Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos de la evaluación económica muestran un valor positivo para las tres tecnologías de generación basadas en motores MCI, para la tecnología Bi_Fuel se obtuvo un VAN de 1.7 MMUS\$, encontrándose este valor en una posición intermedia entre las otras tecnologías pares (ver Tabla 9-23), sin embargo estos resultados se sustentan en los supuestos utilizados los cuales están fuertemente condicionados a variables de mercado como es el caso del CMg para el caso de los ingresos o costos actuales muy bajos para los combustibles principalmente el diesel, esta alta dependencia de los resultados del negocio a las variables antes mencionadas implican un alto riesgo del negocio a la volatilidad de estas variables lo cual se verá en los títulos siguientes.

Indicadores Económicos	PMGD Diesel	PMGD Bi-Fuel	PMGD GN.
VAN [MMUS\$]	0,7	1,7	1,9
TIR [%]	14%	18%	18%

*Tabla 9-23: Resultados Evaluación Económica PMGD Generadores MCI.
Fuente: Elaboración Propia.*

9.3.2.1. Sensibilización del VAN tecnologías MCI.

La sensibilización del VAN para la tecnología MCI-Bi_Fuel se realiza con el movimiento individual de cada uno de los parámetros mostrados en la Tabla 9-24, en la sensibilización se ajusta cada parámetro de forma independiente de los otros, a fin de aislar la influencia de cada cambio en el resultado final.

En la Figura 9-14 se muestran los resultados de la sensibilización y el punto de Inflexión (break even point) para los parámetros de sensibilización, el punto de inflexión muestra el valor mínimo al cual el VAN es igual a 0 es decir el proyecto todavía es viable para el inversionista esto también considerando los otros parámetros fijos.

	Unid.	Valor Min.	Valor Max.	Punto de Inflexión
Hrs. Auto-despacho (0;4380)	Hrs	0	4380	1194
CVC Diesel (-27;+175%)	US\$/m3	271,78	1023,84	422,82
CMg Promedio (-40;+20%)	US\$/MWh	104,80	209,60	162,71
Eficiencia (30-45%)	%	30%	45%	37%
Potencia de Suf. (0-55%)	%	0,00	0,55	22%
Inversión (±20%)	MMUS\$	4,07	6,11	5,89
CVNC (-50;+100%)	US\$/MWh	0,21	0,05	29,33
PbPot <i>punta</i> (-10;+20%)	US\$/kW-Mes	7,26	9,68	5,56
Costo Fijo (±20%)	MMUS\$-Año	0,13	0,09	0,26

Tabla 9-24: Parámetros de sensibilización del VAN y Punto de inflexión de centrales PMGD con MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

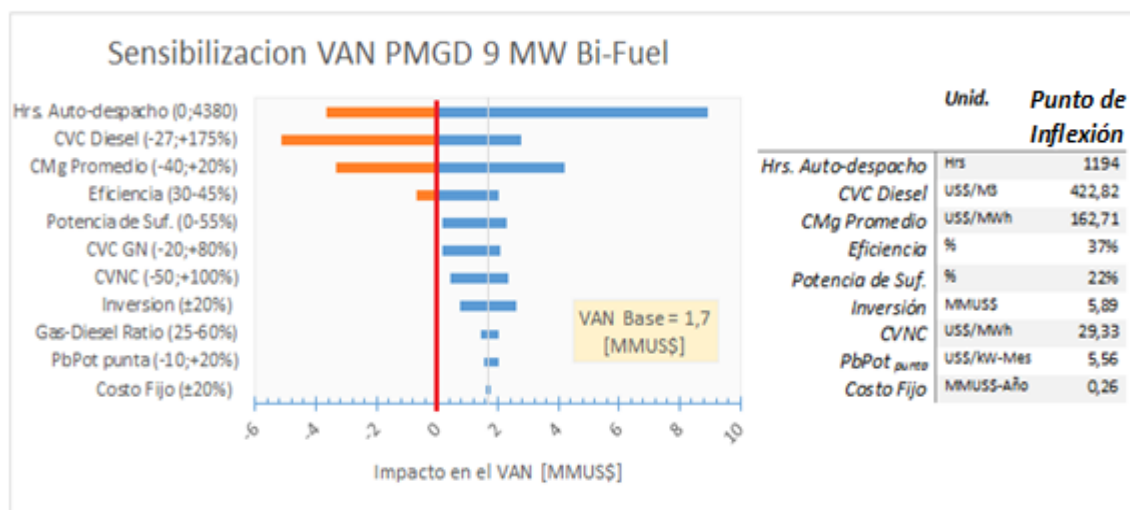


Figura 9-14: Sensibilización del VAN PMGD MCI Bi_Fuel y punto de Inflexión del VAN.

Fuente: Elaboración Propia.

Para el caso de la tecnología Bi-Fuel con la consideración de los valores tomados para la sensibilización, la principal variable que genera un cambio alto en el VAN son las horas de auto-despacho, luego el CVC diesel y el CMg promedio, con lo que se aprecia la alta dependencia de los resultados económicos del negocio a factores de mercado como la variabilidad y volatilidad del CMg lo que dificulta la determinación de las horas de operación

y el precio del combustible, En el Anexo 4 se encuentran los gráficos tipo tornados de las sensibilizaciones para la tecnología MCI pares.

9.3.3. Evaluación estocástica PMGD con Generadores MCI.

Con el objeto de tener una visión integral de la evaluación económica determinística del título anterior se realizara simulaciones mediante el uso de herramientas estocásticas basadas en software @Risk, esta herramienta utiliza el algoritmo de Montecarlo para obtener una distribución de probabilidades para los parámetros de salida, que en este caso particular es el valor actual neto (VAN) de las tecnologías evaluadas, para poder lograr esto se establecen ciertos supuestos y distribuciones para algunos parámetros de entrada descritas en los títulos siguientes, se establece 10.000 iteraciones para la simulación de tipo estocástica.

9.3.3.1. *Supuestos y distribución de Probabilidades para los parámetros de entrada.*

Algunas variables importantes que se consideraran fijas a fin de simplificar la distribución de probabilidad del parámetro de salida VAN son:

- Potencia instalada
- Vida útil
- Costo capital (Tasa de descuento)

La proyección de las entradas serán de tipo estocástica basadas en distribuciones de probabilidades, utilizando el software @Risk, se utilizara un tipo distribución para cada variable de entrada en cual se muestra en la Tabla 9-25.

Parámetro	Tipo de Distribución/Proyección
<i>Potencia de suficiencia</i>	Pert
<i>Precio Potencia Promedio</i>	Pert
<i>CMg Promedio</i>	Beta General
<i>Horas de Operación</i>	Pert
<i>Eficiencia Térmica</i>	Pert
<i>Gas-Diesel Ratio</i>	Pert
<i>CVC Diesel</i>	Browniano Geométrico
<i>CVC GN a través de PSR</i>	Browniano Geométrico *
<i>CVC Tarifa GN Ducto</i>	Pert
<i>CVNC</i>	Pert
<i>Costo Fijo</i>	Pert
<i>Inversión</i>	Pert

* Tarifa del Gas enlazada al movimiento del precio del diesel (suponiendo que los contratos de suministro de GN por PSR están indexados al precio del Barril Brent)

*Tabla 9-25: Parámetros de Entrada & tipo de distribución a utilizar.
Fuente: Elaboración Propia.*

Para la mayoría de las variables se utilizará una distribución tipo Pert¹, se seleccionó este tipo de distribución dada la simplicidad de la aplicación, para los parámetros (valor optimista; valor más probable & valor pesimista) se consideran datos históricos y/o valores basados en la experiencia, en la Tabla 9-26 se muestra los valores máximo, mínimo, media y los percentiles 5% y 95% de dichas distribuciones.

¹ DISTRIBUIÓN PERT: Se emplea básicamente en economía y en aquellos problemas en los cuales se conocen muy pocos datos, se basa en tres parámetros, con una curva más suave que des-enfatiza las colas. La estimación se lleva a cabo con los valores Parámetro 1 (Valor Optimista); Parámetro 2 (Valor más probable) incluso si no es exactamente correcta, pero está cerca; Parámetro 3 (Valor Pesimista) La aplicación más común a este tipo de distribución es Precios de los productos, Costo de fabricación, Volumen de ventas, Precio de materia prima.

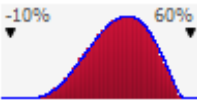
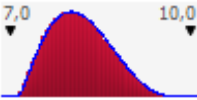
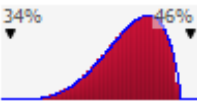
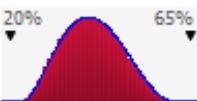
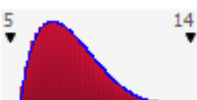
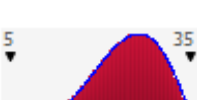
Nombre	Gráfico	Mín.	Media	Máx.	Percentil 5%	Percentil 95%
Reconocimiento Potencia de suficiencia [%]		2%	33%	55%	15%	48%
Precio Potencia Promedio [US\$/kW Mes]		7,26	8,20	9,64	7,52	8,98
Eficiencia Térmica [%]		35,79%	42,00%	45,00%	38,79%	44,41%
Gas-Diesel Ratio [%]		25,45%	40,83%	59,66%	30,35%	51,99%
Costo variable Combustible GN Ducto [US\$/MMBTU]		5,87	8,07	12,69	6,30	10,43
CVNC [US\$/MWh]		9,62	24,62	34,62	16,16	31,90
Costo Fijo [MMUS\$]		0,09	0,11	0,13	0,09	0,12
Costo Inversión [MMUS\$]		4,44	5,50	6,56	4,81	6,18

Tabla 9-26: Distribución tipo Pert de parámetros de entradas.

Fuente: Elaboración propia

Para el parámetro CMg promedio se realizó el ajuste de distribución mediante la herramienta @Risk basado en los costos marginales horarios del año 2015 en la Tabla 9-9. Figura 9-15 se muestra la distribución ajustada (Beta General).

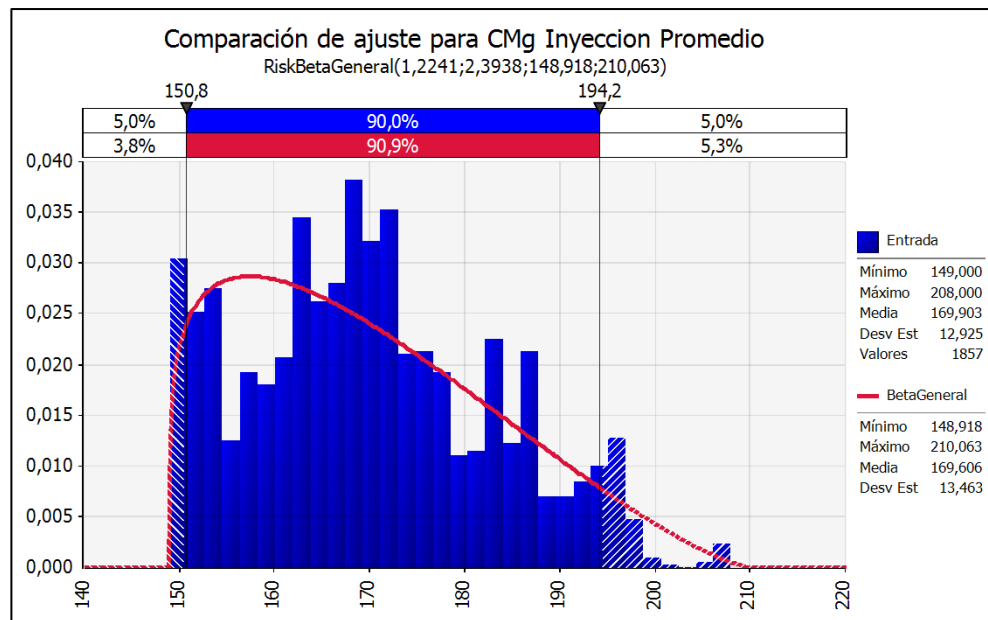


Figura 9-15: Ajuste de Distribución CMg Promedio 2015.
Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente para el Parámetro CVC Diesel se realizó una proyección del precio del combustible mediante la herramienta de proyección de @Risk utilizando el modelo matemático Browniano Geométrico el cual es un proceso estocástico de movimiento unidimensional con valores en los números reales, tiene incrementos independientes, de tiempo continuo en el que el logaritmo de la serie sigue un movimiento browniano, también denominado proceso Wiener.

En el contexto de este parámetro, la serie es el precio del combustible donde esencialmente el cambio del precio está distribuido con una distribución normal que se adecua bastante bien al comportamiento volátil y poco predecible del precio del combustible.

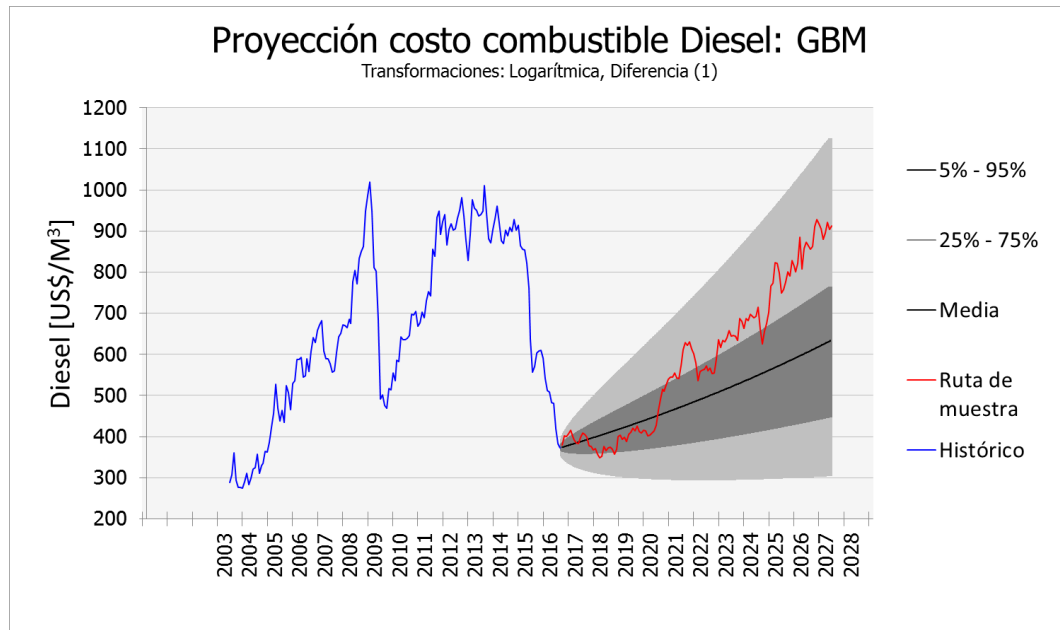


Figura 9-16: Proyección del Diesel modelo Matemático Browniano geométrico
Fuente: Elaboración Propia.

9.3.3.2. Resultados del Análisis Estocástico

Con los parámetros de entrada descritos en el título anterior se realiza la simulación con un total de 10.000 iteraciones con el Software @Risk donde cada entrada toma un valor aleatorio limitado a la distribución de probabilidad específica de cada parámetro de entrada, cada parámetro afecta la variable de salida VAN para el flujo de caja de las tecnologías PMGD, finalmente se obtiene también una distribución de probabilidad para la salida VAN, en la Figura 9-17 se muestra el resultado de las iteraciones para la salida del VAN de la tecnología Bi-fuel.

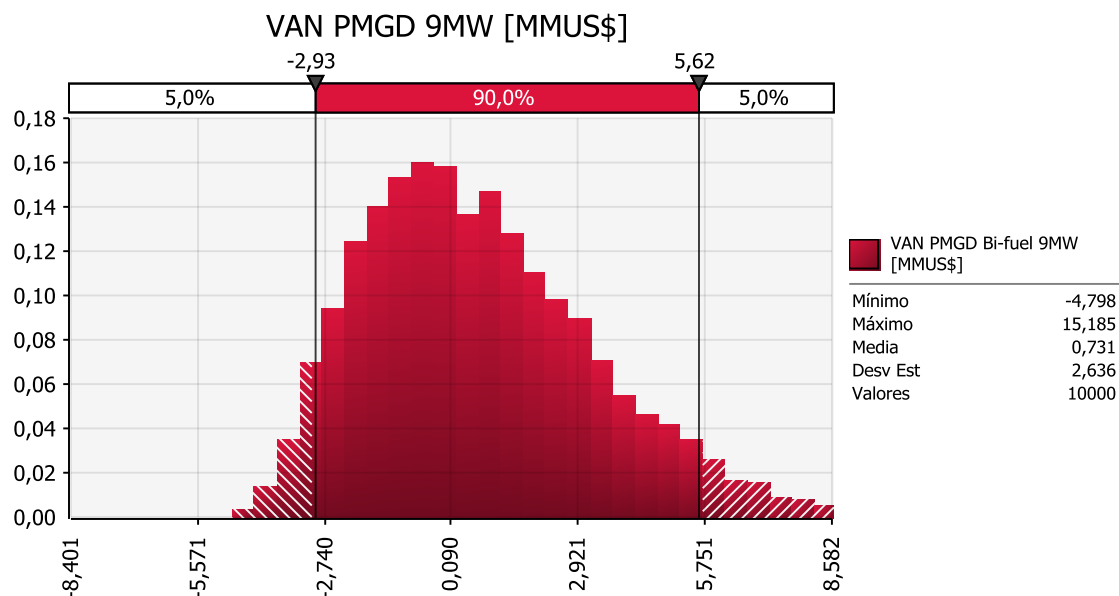


*Figura 9-17: Distribución del Valor Actual Neto PMGD Bi-fuel 9MW [MMUS\$]
Percentil 90.
Fuente: Elaboración Propia.*

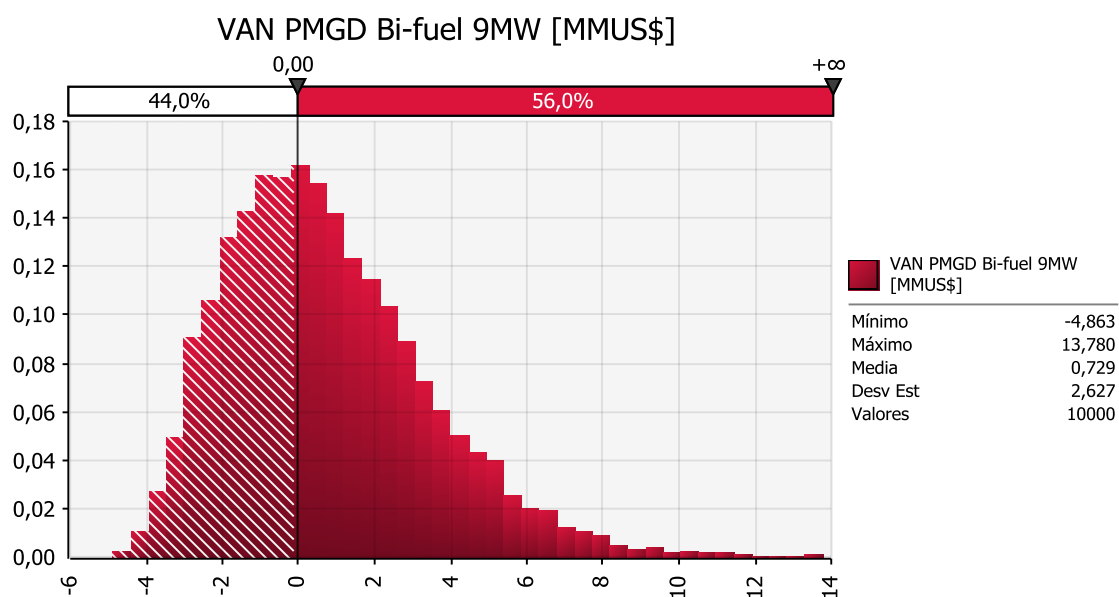


*Figura 9-18: Distribución del Valor Actual Neto PMGD Bi-fuel 9MW [MMUS\$].
Fuente: Elaboración Propia.*

Para la tecnología Bi-Fuel el percentil 90 el resultado del VAN toma un valor entre -2,93 MMUS\$ y 5,62 MMUS\$, en la **¡Error! No se encuentra el origen e la referencia.** se puede observar la probabilidad de valores del VAN positivos para el caso de suministro por ducto que es de un 44%.

Finalmente en la Figura 9-19 se muestra la comparación de la tecnología Bi-Fuel con sus tecnologías pares, donde se observa que la tecnología Bi-Fuel tiene un resultado donde la distribución toma valores positivos en mayor medida que la tecnología diesel y una distribución más concentrada que la tecnología GN, con lo que se muestra que la tecnología Bi-Fuel tiene relativas ventajas frente a sus tecnologías pares.

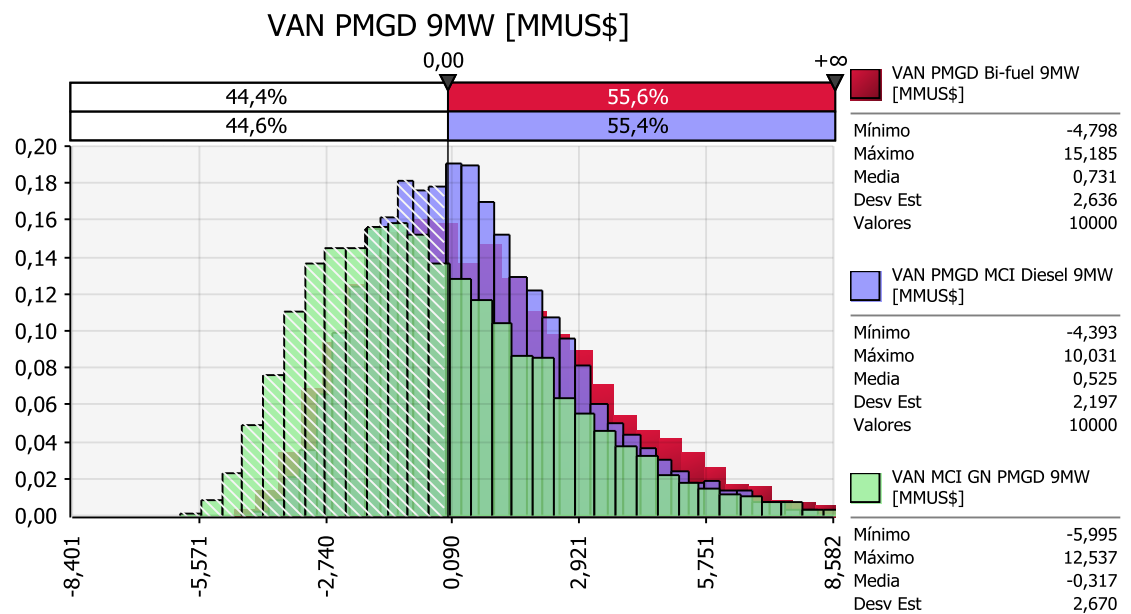


Figura 9-19: Distribución del Valor Actual Neto PMGD Bi-fuel 9MW [MMUS\$] en comparación a sus tecnologías pares.

Fuente: Elaboración Propia.

9.4. AUTOPRODUCCION Y TARIFA CLIENTE REGULADO.

Para poder realizar una comparación del costo anual de suministro de energía eléctrica, se utilizara la tarifa AT4.3, la cual será comparada con las tecnologías de generación basadas en motores MCI para el caso AT4.3 con corte de punta como también versus la Autoproducción, por otro lado además será necesario utilizar perfiles de carga de la industria, que con el fin de abarcar de forma genérica los posibles costos incurridos en la provisión de energía por parte del sector industrial se utilizara dos perfiles de carga uno para cliente industrial que opera a 2 turnos y otra para un cliente industrial que opera a 3 turnos.

9.4.1. Consideraciones específicas Cliente Regulado

9.4.1.1. Perfil de consumo Industria a dos turnos.

En el caso de un cliente industrial que opera a 2 turnos se utilizó un perfil de carga genérico el cual es mostrado en su forma horaria y mensual en la Figura 9-20 y Figura 9-21.

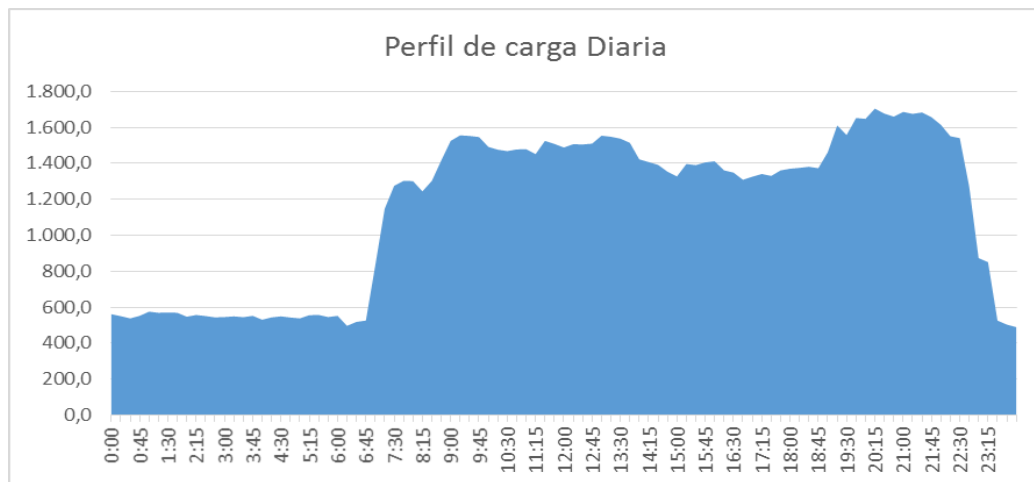


*Figura 9-20: Perfil de Carga Horaria de un Centro Comercial que opera a 2 turnos.
Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un centro comercial.*

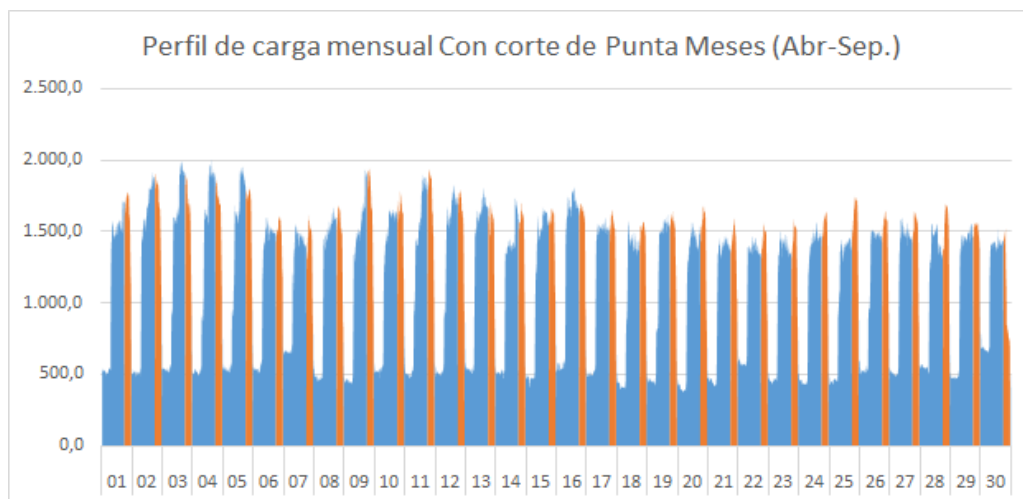


Figura 9-21: Perfil de Carga Mensual con corte de punta de un centro comercial que opera a 2 Turnos. Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un centro comercial.

9.4.1.1. Perfil de consumo Industria a tres turnos.

Para el caso de una industria que opera a 3 turnos se realiza el mismo análisis que para la industria que opera a 2 turnos, para este análisis se utilizó un perfil de carga genérico, en la Figura 9-22 y Figura 9-23 se muestra el perfil de carga horario y mensual.

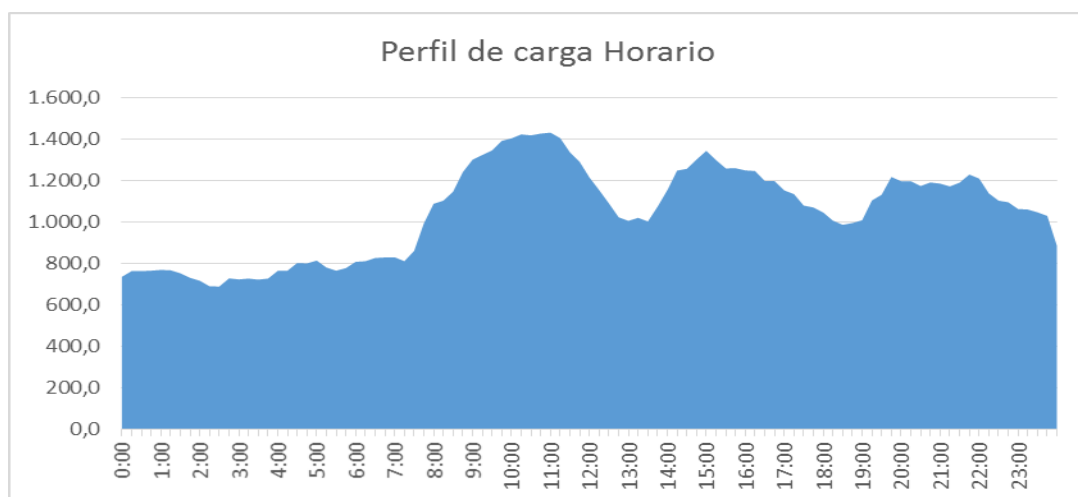


Figura 9-22: Perfil de Carga Horario de un Astillero que opera a 3 turnos. Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un Astillero.

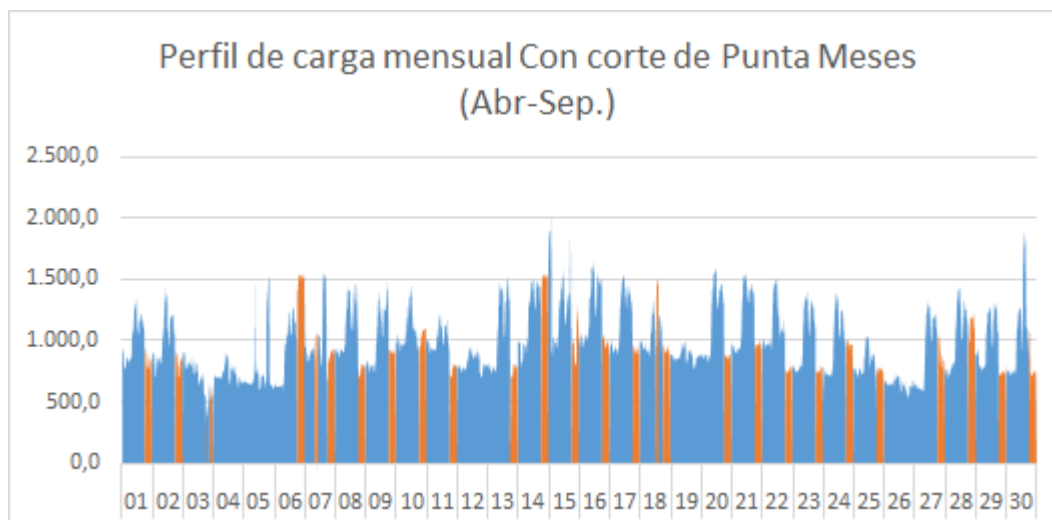


Figura 9-23: Perfil de Carga Mensual con corte de punta de un astillero que opera a 3 Turnos.

Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un centro comercial.

9.4.1.2. Costos

Como costos de suministro de energía se utiliza la tarifa regulada AT4.3 descrita a continuación:

1. Tarifa Regulada AT4.3

Para efectos del estudio utilizaremos la tarifa AT4-3 como indicador de cuanto pagaría una industria por concepto de energía y potencia vs Auto-producción con las tecnologías de generación con motores MCI.

Esta opción de tarifa horaria en alta tensión es para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima leída, y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico. La tarifa AT4.3 implica la medición de la energía mensual total consumida, medición de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

i. Cargos Tarifarios

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, en la Tabla 9-27 se detallan el cargo tarifario vigente para Marzo del 2016 publicado mensualmente por Chilectra para su zona de concesión.

- a) *Cargo fijo mensual*: El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.
- b) *Cargo único por uso del sistema troncal*: Se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.
- c) *Cargo mensual por energía*: Se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.
- d) *Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta*: Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de la tarifa AT4.3 se facturarán de la siguiente manera:
 - Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
 - Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.
- e) *Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada*: se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

Tarifa AT4.3		ÁREA 1 A	
		(a)	
		VIGENCIA 1-03-2014	
		US\$ NETO	US\$ C/IVA
Cargo Fijo	(US\$/Cliente)	1,52	1,81
Cargo Único por uso Troncal	(US\$/kWh)	0,00	0,00
Energía	(US\$/kWh)	0,09	0,11
Pot. Total Contratada o Leída	(US\$/kW/mes)	0,76	0,91
Dem. Máx. de Punta	(US\$/kW/mes)	7,15	8,50
<i>*Cargo tarifario conexión AT Aéreo.</i>			

*Tabla 9-27: Cargos Tarifarios vigentes marzo 2016 en US\$ al T.C. 682,07.
Fuente: Chilectra.*

Para valorizar los costos de un cliente regulado de 2MW que opera a 2 & 3Turnos, se realizara una proyección del perfil de carga mensual a un año considerando que el consumo mensual es invariable en el tiempo, se utilizó la tarifa AT4.3 (conexión Aérea) mostrada en la Tabla 11 26 y el flujo de caja del primer año para la autoproducción y corte de punta considerando los costos de operación mantención y costos fijos asociados a una central de 2MW.

9.4.1.3. Otras consideraciones

La evaluación económica se realiza con las siguientes consideraciones adicionales a las descritas anteriormente

- Plantas de 2 MW
- Factor de planta entre el 10% para Corte de Punta lo que representa una operación promedio de ~874 horas anuales.
- Factor de planta 100% para la Autoproducción se considera una operación en Base lo que representa una operación de 8.760 horas anuales.
- El valor residual de los equipos se considera 0.
- Las evaluaciones se realizaran a 10 Años.

9.4.2. Resultados Evaluación económica cliente industrial 2 Turnos.

En la Figura 9-24, se muestran la distribución de costos para el primer año de evaluación, estos costos corresponden a la provisión de energía para un cliente industrial que trabaja a 2 turnos con tarifa AT4.3 (con y sin corte de punta) y autoproducción.

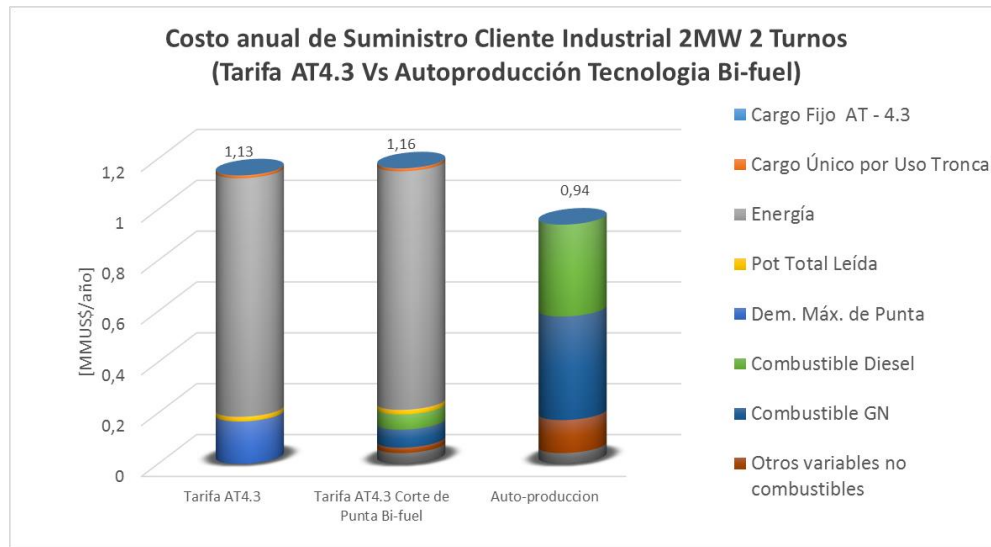


*Figura 9-24: Costos Anuales Suministro Cliente industrial 2MW-2turnos.
Fuente: Elaboración Propia.*

El resultado económico comparativo es realizado a través del criterio de VAN diferencial se muestra en la Tabla 9-28, de estos resultados se concluye que para el caso de un cliente industrial con la curva de carga operando a 2 turnos vista en los títulos anteriores no es conveniente invertir ni operar generadores para el corte de punta, como tampoco es conveniente esto para la auto-producción, dado que los resultados económicos más negativos al realizar cualquiera de esas dos opciones, cabe destacar que en el caso de corte de punta el resultado más favorable es el de la tecnología Diesel con un VAN diferencial de -0,39 frente a -0,4 y -0.64 MMUS\$ de las termologías Bi-Fuel y Gas respectivamente demostrando lo que se ve en el mercado que para el caso de corte de punta o respaldo los generadores diesel son los más

utilizados principalmente por las bajas horas de operación y menores costos de inversión, por otro lado para la autoproducción la tecnología Bi-Fuel muestra un resultado más favorable respecto a sus tecnologías pares con un resultado negativo de -1.1 frente a -1.50 y -1.55 de las tecnologías Diesel y Gas respectivamente mostrando una ventaja de esta tecnología cuando las horas de operación son altas para los niveles de energía considerados.

VAN Diferencial 2MW-2T [MMUS\$]	MCI Diesel	MCI Bi- Fuel	MCI Gas Natural
VAN Tarifa AT4.3	-5,01	-5,01	-5,01
VAN Tarifa AT4.3 (Corte de punta)	-5,98	-5,41	-5,65
VAN Autoproducción	-6,51	-6,11	-6,56
VAN Diferencial (AT4.3 vs Corte Punta)	-0,39	-0,40	-0,64
VAN Diferencial (AT4.3 vs Autoproducción)	-1,50	-1,10	-1,55

Tabla 9-28: VAN Diferencial Tarifa AT4.3 vs AT4.3 con corte de punta & Autoproducción 2MW-2turnos.

Fuente: Elaboración Propia.

9.4.1. Resultados Evaluación Económica cliente industrial 3 Turnos.

En la Figura 9-25, se muestran la distribución de costos para el primer año de evaluación, estos costos corresponden a la provisión de energía para un cliente industrial que trabaja a 3 turnos con tarifa AT4.3 con/sin corte de punta y los costos de operación para autoproducción, a diferencia del caso anterior los costos de autoproducción y corte de punta son menores a los costos de la tarifa AT4.3.

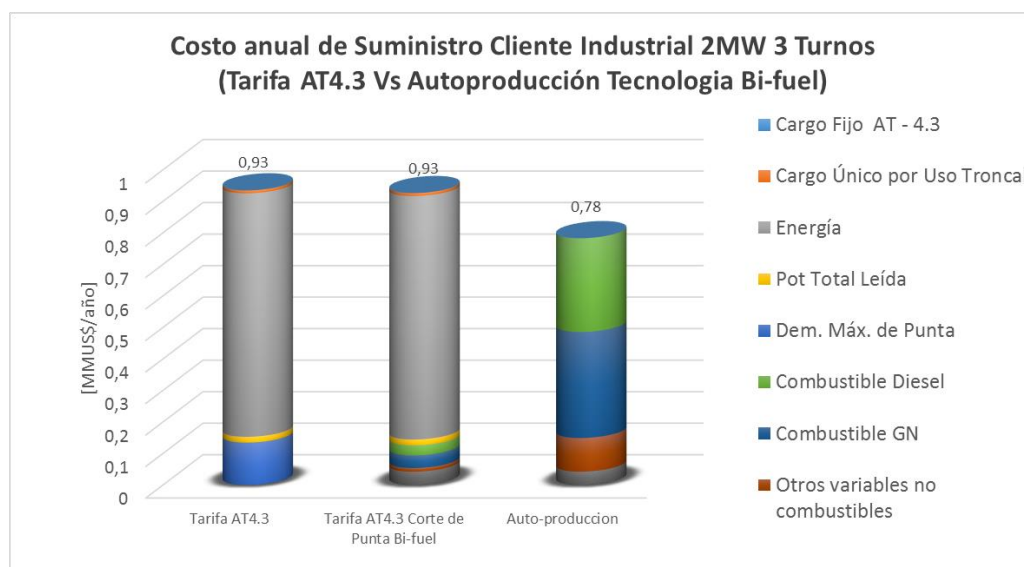


*Figura 9-25: Costos Anuales Suministro Cliente industrial 2MW-3turnos.
Fuente: Elaboración Propia.*

En la Tabla 9-29 se muestran los resultados económicos a través del criterio de VAN diferencial, concluyendo que para el caso de un cliente industrial con la curva de carga operando a 3 turnos al igual que para el caso de un cliente industrial a 2 turnos visto en el título anterior no es conveniente invertir en generadores para corte de punta ni para auto-producción a pesar de que los costos operativos mostrados en la Figura 9-25 son menores.

VAN Diferencial 2MW-3T [MMUS\$]	MCI Diesel	MCI Bi- Fuel	MCI Gas Natural
VAN Tarifa AT4.3	-4,13	-4,13	-4,13
VAN Tarifa AT4.3 (Corte de punta)	-4,58	-4,64	-4,89
VAN Autoproducción	-5,70	-5,41	-5,89
VAN Diferencial (AT4.3 vs Corte Punta)	-0,46	-0,51	-0,77
VAN Diferencial (AT4.3 vs Autoproducción)	-1,57	-1,28	-1,77

*Tabla 9-29: VAN Diferencial Tarifa AT4.3 vs AT4.3 con corte de punta & autoproducción 2MW-3turnos.
Fuente: Elaboración Propia.*

9.5. AUTOPRODUCCION Y TARIFA CLIENTE LIBRE.

Para poder realizar una comparación objetiva, se supone el costo de suministro de energía eléctrica para un cliente libre bajo un contrato de suministro (PPA), versus las opciones de corte de punta bajo el mismo contrato y por ultimo también la comparación con la autoproducción los cuales tienen como fin de eliminar o atenuar los costos por pago de potencia para el primer caso o la independencia energética en el segundo caso.

Se utilizara el supuesto de que dicho cliente libre tiene un contrato de suministro con características del tipo estándar donde se le provee energía (kWh) a un precio acordado y el precio de potencia (kW) es traspasada en su totalidad al cliente, estos costos de suministro se compararán versus las tecnologías de generación basadas en motores MCI, para esto también se utilizara un perfil de carga de un cliente industrial, esto con el fin de abarcar de forma genérica los posibles costos incurridos en la provisión de energía por parte de un cliente industrial libre.

9.5.1. Consideraciones específicas Cliente Libre

9.5.1.1. *Perfil de consumo cliente Industrial libre.*

En el caso de un cliente industrial libre se utilizó un perfil de carga que se utilizara como un ejemplo del comportamiento típico de una industria, este comportamiento es mostrado en su forma horaria y anual en la *Figura 9-26* y *Figura 9-27*.

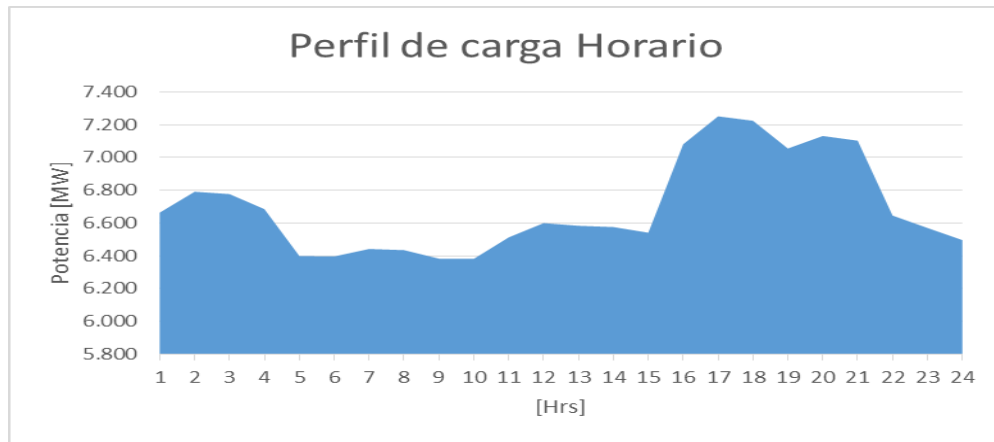


Figura 9-26: Perfil de Carga Horario Cliente Industrial Libre.
Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un cliente libre.

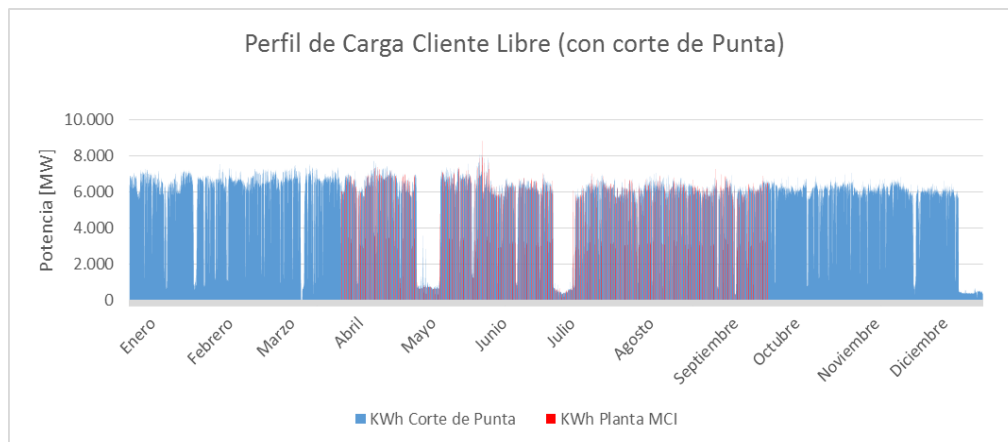


Figura 9-27: Perfil de Carga Anual con corte de punta cliente libre.
Fuente: Elaboración Propia a partir de mediciones reales de un centro comercial.

9.5.1.2. Costos.

Como se dijo antes suponemos un contrato en el cual el proveedor o comercializador de energía suministra la energía a un precio fijo el cual en condiciones reales es indexado a algún parámetro de mercado generalmente CPI y a su vez traspasa en su totalidad los costos de potencia al cliente.

El precio de energía supondremos que será el promedio del Precio Medio de Mercado PMM de Clientes no sometidos a regulación de precios o también llamados clientes Libres que es publicado por la CNE, dado que este precio PMM es publicado como precio monómico se realiza la individualización del precio de energía. Así también el precio de potencia en punta será el promedio del precio de potencia calculado y publicado por la CNE, ambos precios tanto el de energía y potencia están referidos a la barra Polpaico_220, en la Tabla 9-30 se muestra el precio de energía y el precio de potencia utilizado para este análisis.

Año	Mes	PbPot _{punta} [US\$/kW-mes]	PMM _{Energía} libres [US\$/MWh]
2015	Enero	8,20	87,61
	Febrero	8,23	79,76
	Marzo	8,22	81,87
	Abril	8,45	84,93
	Mayo	8,43	90,90
	Junio	8,09	89,93
	Julio	7,92	86,99
	Agosto	7,65	84,08
	Septiembre	7,93	82,02
	Octubre	8,01	81,93
	Noviembre	7,77	77,67
	Diciembre	7,87	74,26
Promedio		8,06	83,50

*Tabla 9-30: Precio de Energía y Potencia en punta Cliente Libre.
Fuente: Elaboración Propia a partir de estadísticas de la CNE.*

Para valorizar los costos por suministro de energía para un cliente industrial Libre se utiliza el perfil de carga visto en el título anterior junto con los precios supuestos para energía y potencia en punta, en el caso de cálculo del costo

de potencia se debe calcular la demanda de potencia del cliente en punta², este valor dado el nuevo método de cálculo aplicado a partir de principios del año 2016, corresponde al promedio simple de las 52 mediciones de potencia punta del cliente durante el periodo de punta que coinciden con las 52 ocurrencias de punta máximas registradas en el sistema. Dado que no se puede prever cuando ocurrirán dichos 52 eventos, para la valorización se realizó una búsqueda aleatoria de 52 mediciones de potencia reales en el periodo de punta de la curva de carga anual supuesta para este análisis el cual nos dio una potencia en punta promedio de 5,79 MW, en la tabla siguiente se muestra los valores de energía y potencia utilizados para el flujo de caja para el suministro de red y para el corte de punta.

SUMINISTRO DESDE LA RED		
ENERGIA TOTAL AÑO	MWh-Año	48.839,68
POTENCIA EN PUNTA *	MW	5,79
52 MAXIMAS POTENCIAS CLIENTE	MW	7,31
POTENCIA FUERA DE PUNTA	MW	N/A

CON CORTE DE PUNTA		
ENERGIA GENSET	MWh-Año	5.077,12
ENERGIA RED	MWh-Año	43.762,56
POTENCIA EN PUNTA	MW	N/A
POTENCIA FUERA DE PUNTA	MW	N/A

* Se obtiene aleatoriamente 52 mediciones de potencias en el horario punta.

*Tabla 9-31: Parámetros de potencia y energía para un cliente industrial libre.
Fuente: Elaboración Propia.*

² La demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la ley

9.5.1.3. Otras consideraciones

La evaluación económica se realiza con las siguientes consideraciones adicionales a las descritas anteriormente

- Planta de generación de 9 MW
- Factor de planta cercano al 10% para Corte de Punta lo que representa una operación promedio de ~874 horas anuales.
- Factor de planta 100% para la Autoproducción se considera una operación en Base lo que representa una operación de 8.760 horas anuales.
- El valor residual de los equipos se considera 0.
- Las evaluaciones se realizarán a 10 Años.

9.5.2. Resultados Evaluación económica cliente industrial Libre.

En la *Figura 9-28*, se muestran la distribución de costos para el primer año de evaluación, para la valorización de los costos asociados suministro de energía para la auto-producción a través de una central con motores MCI Bi-Fuel o para la operación de corte de punta, se consideran los costos de operación, mantención y costos fijos asociados a una central de 9MW. Se puede ver en la figura que los costos para las opciones de corte en punta y autoproducción son menores que la opción de suministro bajo contrato PPA, sin embargo estos resultados son solamente de costos donde no están incluidos otros factores como la inversión, reinversiones recurrentes y el efecto de impositivo.

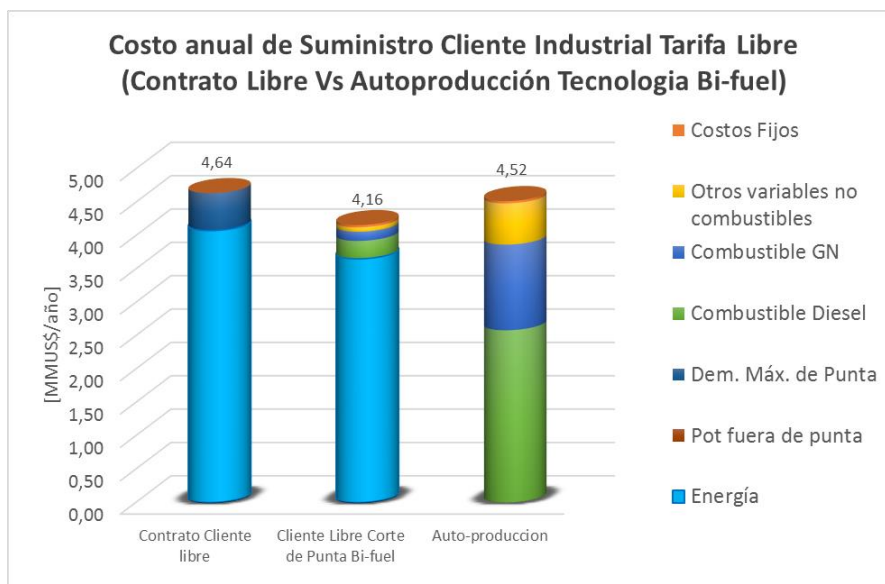


*Figura 9-28: Costos Anuales Suministro Cliente industrial Libre.
Fuente: Elaboración Propia.*

En la *Tabla 9-32* se muestran los resultados del análisis económico del VAN individual de las opciones de suministro de energía, se muestra también el comparativo de un contrato libre versus el corte de punta o la auto-producción el cual es realizado a través del criterio de VAN diferencial, donde la conclusión es que para el caso de un cliente industrial libre es que no es conveniente ninguna de las dos opciones corte de punta o Auto-producción

VAN Diferencial Cliente Industrial Libre [MMUS\$]	MCI Diesel	MCI Bi- Fuel	MCI Gas Natural
VAN PPA	-20,48	-20,48	-20,48
VAN PPA (Corte de punta)	-21,68	-21,84	-22,75
VAN Autoproducción	-26,01	-24,49	-24,20
VAN Diferencial (PPA vs Corte Punta)	-1,20	-1,36	-2,26
VAN Diferencial (PPA vs Autoproducción)	-5,52	-4,01	-3,71

*Tabla 9-32: VAN Diferencial cliente Industrial libre con contrato PPA vs corte de punta y autoproducción con generadores basados en MCI.
Fuente: Elaboración Propia.*

Sin embargo en clientes que consideran la inversión en generadores como respaldo para la seguridad del suministro de energía y que este es un gasto inevitable para la estructura de negocio, se puede considerar para este análisis la inversión como un costo hundido, dada esta figura si se verían beneficios económicos del orden VAN diferencial 2,08 MMUSD para el caso de PPA con Corte de punta versus PPA como se muestra en la tabla siguiente:

VAN Diferencial Cliente Industrial Libre [MMUS\$]	MCI Diesel	MCI Bi-Fuel	MCI Gas Natural
VAN PPA	-20,48	-20,48	-20,48
VAN PPA (Corte de punta)	-18,59	-18,41	-18,22
VAN Autoproducción	-22,52	-20,66	-19,11
VAN Diferencial (PPA vs Corte Punta)	1,90	2,08	2,26
VAN Diferencial (PPA vs Autoproducción)	-2,04	-0,18	1,38

Tabla 9-33: VAN Diferencial cliente Industrial libre con contrato PPA vs corte de punta y autoproducción con generadores basados en MCI sin considerar inversión.

Fuente: Elaboración Propia.

9.5.2.1. Sensibilización del VAN Diferencial Cliente Libre.

La sensibilización del VAN para la tecnología MCI-Bi_Fuel se realiza con el movimiento individual de cada uno de los parámetros mostrados en la Tabla 9-34 y Tabla 9-35, Para la sensibilización se ajusta cada parámetro de forma independiente de los otros, a fin de aislar la influencia del cambio en el resultado final.

En la Figura 9-29 y Figura 9-30 se muestran los resultados de la sensibilización y el punto de inflexión (break even point) para los parámetros de sensibilización, el punto de inflexión muestra el valor al cual el VAN es igual a 0 es decir el proyecto todavía es viable para el inversionista considerando el resto de parámetros fijos.

	UNID.	VALOR MIN.	VALOR MAX	PUNTO DE INFLEXION
CVC DIESEL (-27;+175%)	US\$/m3	271,78	1023,84	< 0
INVERSION (±20%)	MMUS\$	3,63	5,44	2,48
EFICIENCIA (30-45%)	%	30%	45%	-
PRECIO DE LA ENERGIA CONTRATO (±20%)	US\$/MWh	66,80	100,19	142,49
PBPOT_{PUNTA} (-10;+20%)	US\$/kW-Mes	7,26	9,68	12,37
CVC GN (-20;+80%)	%	5,87	13,21	< 0
CVNC (-50;+100%)	US\$/MWh	25,32	6,33	< 0
GAS-DIESEL RATIO (25-60%)	%	25%	60%	-
COSTO FIJO (±20%)	MMUS\$-Año	0,05	0,03	< 0

Tabla 9-34: Parámetros de sensibilización & Punto de Inflexión para el VAN Diferencial PPA/Corte de Punta con MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

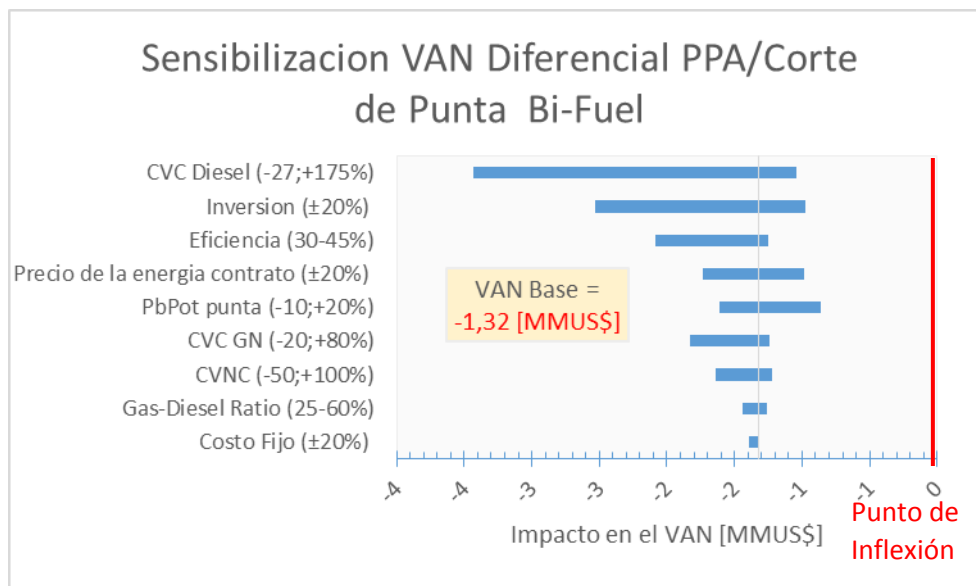


Figura 9-29: Sensibilización & Punto de inflexión para el VAN Diferencial PPA/Corte de Punta con MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

	UNID	VALOR MIN.	VALOR MAX.	PUNTO DE INFLEXION
CVC DIESEL (-27;+175%)	US\$/m3	271,78	1023,84	241,48
EFICIENCIA (30-45%)	%	30%	45%	-
PRECIO DE LA ENERGIA CONTRATO (±20%)	US\$/MWh	66,80	100,19	102,07
CVC GN (-20;+80%)	%	5,87	13,21	2,13
CVNC (-50;+100%)	US\$/MWh	25,32	6,33	< 0
GAS-DIESEL RATIO (25-60%)	%	25%	60%	-
INVERSION (±20%)	MMUS\$	3,63	5,44	< 0
PBPOT _{PUNTA} (-10;+20%)	US\$/kW-Mes	7,26	9,68	21,12
COSTO FIJO (±20%)	MMUS\$-Año	0,04	0,03	< 0

Tabla 9-35: Parámetros de sensibilización & Punto de inflexión para el VAN Diferencial PPA/Autoproducción con MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

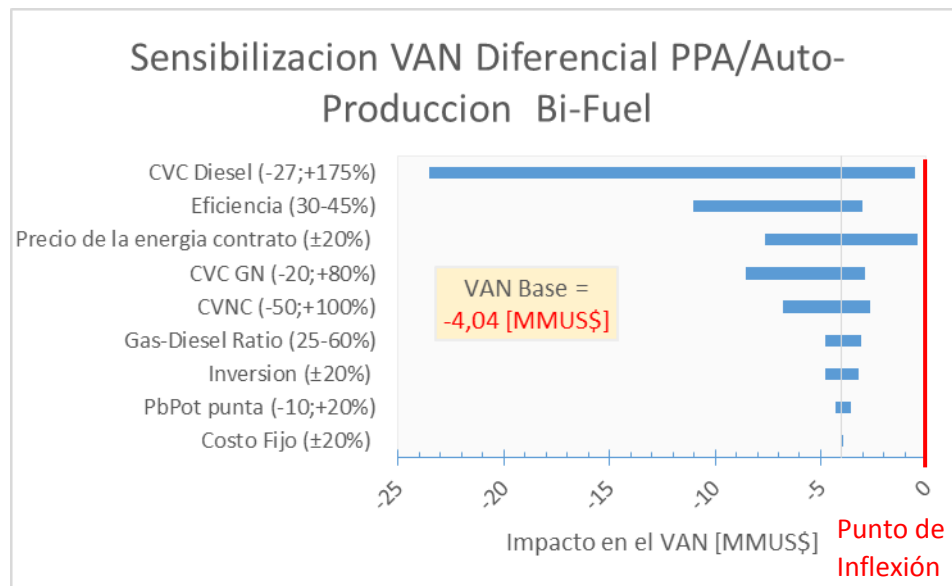


Figura 9-30: Sensibilización & Punto de inflexión para el VAN Diferencial PPA/Autoproducción con MCI Bi-fuel.

Fuente: Elaboración Propia.

De los resultados mostrados en las tablas y figuras líneas arriba se puede ver que para ambas opciones el precio del combustible es el factor más importante generando grandes cambios en el resultado del VAN diferencial, en el caso de corte de punta se ve que el segundo parámetro que genera más variación es la inversión, esto seguido de la eficiencia y el precio del

contrato PPA, en el caso del punto de inflexión (Break even point) se muestra que los parámetros sensibilizados tendrían que moverse a rangos más allá de los previstos para la sensibilización, por ejemplo para el caso del corte de punta el valor de la inversión debería ser menor a 2,48 MMUS\$ lo que representaría una inversión bastante menor al 50% de los valores actuales de mercado, esto se podría dar quizá en clientes que consideran la inversión en generadores como respaldo para la seguridad de suministro de energía y que este es un gasto inevitable para la estructura de negocio, para el caso de autoproducción si el combustible diesel llegara a valores inferiores a 221 US\$/m³ es posible que la autoproducción sea beneficiosa comparada con un contrato PPA, cabe recordar que para este análisis se mueve un parámetro de forma independiente a los otros parámetros por lo que es un análisis que da una idea de los puntos que podrían generar competitividad sin embargo es poco realista ya que todos los parámetros sufrirán variaciones de forma simultáneamente en un mercado real.

10. FACTORES DE RIESGO

Por las sensibilizaciones, análisis estocástico, análisis de comportamiento histórico de algunos parámetros y resultados obtenidos una vez terminado el análisis económico, es posible obtener los principales factores de riesgo identificados para de la tecnología de doble combustible Bi-fuel, que si bien varían de acuerdo a los escenarios evaluados (PMGD, corte de punta o autoproducción), algunos de estos factores de riesgo son comunes a los 3 escenarios, esto afectando en mayor o menor medida, también se pueden observar que algunos factores de riesgo son específicos a uno de los escenarios de evaluados, para analizarlos se realiza una clasificación o categorización de estos factores de riesgo:

- Riesgos Operacionales: aquellos asociados a la operación técnica del proceso.
- Riesgos de Mercado: Todos aquellos que surgen de cambios en la operación diaria de los mercados.

En la Tabla 10-1, se muestra los factores de riesgos identificados en el análisis económico, a su vez se muestra la clasificación y asociación al escenario evaluado, además a dicha asociación se le da una clasificación y también una valoración del 1 al 5 de menos riesgoso a altamente riesgoso.

	PMGD	Corte de Punta	Auto-producción	Tipo de riesgo
Horas de operación	5			Operacional/Mercado
Costo Marginal CMg	5			Mercado
CVC Diesel	4	2	5	Mercado
CVC Gas Natural	4	3	4	Mercado
CVNC	3	1	3	Operacional/Mercado
Eficiencia de Generación	2	2	4	Operacional
PPA	3	3		Mercado
Aspectos normativos	2	2	1	Mercado

Tabla 10-1: Valorización y clasificación de factores de riesgo.

Fuente: Elaboración Propia.

A. Horas de Operación. las horas de operación anuales para los PMGD basados en motores de combustión interna, históricamente han sido bastante bajas y variables en el mercado chileno, esto desde la promulgación de la ley y el reglamento de conexión de pequeños medios de generación.

Como es de suponer las horas de operación a un CMg conveniente representan ingresos económicos directos para un PMGD, la difícil determinación de las horas de operación a un precio conveniente representa un factor altamente riesgoso para los resultados económicos de un proyecto. La dificultad en la determinación de las horas de operación principalmente recae en la variabilidad y difícil predicción de costos marginales convenientes en la barra de conexión, los CMg del mes siguiente deberán ser estimados con antelación al envío del informe de operación mensual (IOM), teniendo como límite el día 25 del mes en curso para enviar u informar al distribuidor y CDEC como lo establece la ley.

B. Costo Marginal o exposición al Spot. Para el caso de los PMGD con generación basada en MCI, la opción de régimen de precio estabilizado no es posible debido a que este precio es menor al costo de desarrollo, por lo tanto el PMGD con motores de combustión Bi-fuel estaría obligado a optar (apostar) al costo marginal el cual tiene variación horaria mensual y anual que en sus periodos de punta serán superiores al CMT, el CMg es un parámetro de mercado de difícil predicción o proyección para un PMGD. Esto implica un alto riesgo para los resultados económicos esperados, teniendo quizá el PMGD como única opción, la diversificación del riesgo de su variabilidad a través de contratos de provisión de energía PPA a clientes libres a un precio conveniente (idealmente superior a su CMT) lo cual es difícil o imposible con los precios actuales de mercado, el suscribir contratos

PPA también acarrea ciertos riesgos específicos al negocio, considerando que el estudio está dirigido al sector industrial es probable que el cliente por el Know-how y el giro económico de su actividad no sea nada atractivo establecer contratos de provisión de energía a otras industrias a través de un PPA .

La Variabilidad del costo marginal tiene su origen en su forma de cálculo, este depende como indica la teoría marginalista del costo de operación de la central más barata en operación capaz de entregar el kWh adicional a la barra en la cual se determina el CMg, dado esto en un sistema interconectado donde se tienen centrales de múltiples tecnologías, tamaños en cuanto a potencia y por supuesto distintos costos operativos es improbable para un PMGD lograr un grado de exactitud aceptable que les permita determinar cuándo y cuánto generar, uno de los factores importantes aparte del precio del combustible en la determinación del costo marginal es la hidrología debido a la gran cantidad de centrales térmicas que son desplazadas producto de la operación de estas, en escenarios de buena hidrología el costo marginal pueda caer a valores tan bajos que dejaría de ser conveniente el auto-despacho del generador PMGD.

C. CVC Diesel. El costo variable combustible Diesel, siendo Chile un país que importa el 99% del petróleo que refina, el precio de los sub-productos como el combustible diesel dependerá inevitablemente del mercado internacional, en el entendido que el comportamiento que sufre el precio del diesel es altamente variable y volátil implicara un alto riesgo para el resultado económico futuro del proyecto principalmente para las opciones de PMGD y Auto-producción a través de MCI Bi-Fuel, en la actualidad el precio del combustible Diesel así como el petróleo en el mercado internacional está rondando los valores más bajos vistos en esta última década, lo que hace pensar

que el futuro del precio del combustible es alcista, lo cual afectaría negativamente teniendo en cuenta las otras variables de evaluación fijas.

D. CVC Gas Natural. El Gas Natural en Chile en un porcentaje muy elevado cercano al 100% es producto de la regasificación del GNL, el cual es un combustible importado sin un suministro continuo, con condiciones de abastecimiento mucho más rígidas que para los otros combustibles. Es así que la venta tanto de gas natural y/o GNL requiere de negociaciones de contratos generalmente a largo plazo para grandes volúmenes de consumo, donde la principal función de los contratos es la mitigación, transferencia del riesgo y el aseguramiento del retorno de las inversiones y de los costos hundidos de sus instalaciones, los contratos tienden a ser fuertemente inflexibles y donde la flexibilidad tiene un muy alto precio, los contratos contienen cláusulas de tarifas e indexaciones definidas como el Take or Pay.

Esto implica que el costo del Gas Natural representa un alto factor de riesgo, el cual podría ser mitigado por el no consumo en caso de suministro de ducto en el caso de que sea menos conveniente para la central y se decida por la operación 100% a diesel, por otro lado este alto riesgo se amplifica si se opera en con un suministro dedicado a la generación de energía a través de PSR, dado que en este caso el volumen de consumo es quien en definitiva pagara la inversión realizada en la PSR por lo que un bajo consumo la cláusula Take or pay generaría grandes pérdidas.

E. CVNC. El costo Variable no combustible corresponde a los costos variables de operación y mantenimiento de la central de generación, estos costos dependerán en gran parte del mercado, siendo los

proveedores de la tecnología quienes tendrán la prioridad de realizar las mantenciones mayores de los equipos, estos proveedores tendrán el incentivo de elevar sus precios al tener un cliente cautivo, este riesgo se puede aminorar si durante la compra de los equipos se opta por incluir en el contrato, cláusulas que impidan o limiten el sobreprecio futuro de la provisión de partes y/o servicios.

F. Eficiencia de generación. La eficiencia de generación queda parcialmente determinada cuando se realiza la selección de equipo o tecnología de generación, a su vez esta se puede ver afectada por diversos factores de tipo operativo, los factores que pueden afectar la eficiencia están relacionados con el nivel de carga durante la operación, el estado y mantenimiento de los equipos de generación, la eficiencia será un factor de riesgo medio principalmente para las condiciones donde la operación es de muchas horas como es el caso de la autoproducción y en menor medida o casi nula el corte de punta.

G. PPA. En el caso de un PMGD el contrato PPA de suministro de provisión de energía a un cliente libre se puede utilizar como un mecanismo de estabilización de ingresos, sin embargo esto también implica un riesgo alto ya que el PMGD compraría al CMg de la barra de conexión del cliente que no necesariamente será la misma barra a la cual el inyecta, por otro lado el precio del contrato PPA debería ser mayor al CMT para poder limitar el riesgo sin embargo ya que el CMT es mucho mayor al precio de los contratos medios de mercado PMM tendrá que negociar a un precio menor de su CMT lo que representara un riesgo adicional al que ya tenía por operar como PMGD, sin mencionar el know-how y giro económico de la industria que cuenta con una central PMGD como se mencionó antes.

En el caso de un cliente libre industrial quien realiza el corte de punta con la tecnología Bi-Fuel y que además cuenta con contrato PPA para su provisión de energía eléctrica, el PPA podrá representar un factor de riesgo en la medida que los parámetros de indexación hagan que este contrato se dispare en precio o que las cláusulas del contrato indiquen algún tipo de reajuste, o se tengan riesgos de anulación o modificación del contrato de forma unilateral por parte del proveedor dejando al cliente sin opción a negociación.

H. Otros riesgos identificados.

- Otros Riesgos del Negocio:
 - Logística de los combustibles: camiones, gasoductos.
 - Entorno económico en el país / la región, afectando la demanda.
- Riesgos Políticos:
 - Regulación. Cambios de Ley o reinterpretación de éstas.
 - Restricción al suministro de gas natural.
 - Intervención de autoridades en economía regional.
 - Factores medioambientales (oposición a proyectos).
- Riesgos Financieros:
 - Tipo de cambio.
 - Tasa de interés.
 - Riesgo de refinanciamiento.
 - Capital de trabajo (distribuidoras sin contratos, IVA de los combustibles y otros)

11. CONCLUSIONES

Se presentan las conclusiones separadas para facilidad de lectura y comprensión.

Aspectos Técnicos.

Los generadores de doble combustible están basados en tecnología muy conocida, probada y madura, estos equipos se han visto impulsados en los últimos años por la diferencia de precios entre el combustible líquido y el precio del combustible gas, pudiendo significar beneficios económicos dependiendo la cantidad de combustible diesel desplazado.

Dos Tecnologías: Equipos originales Dual-Fuel y equipos convertidos Bi-Fuel.

- Equipos Dual-Fuel diseñados para la operación con doble combustible - tasa de sustitución > 90% - eficiencias cercanas al 45% - producto principalmente dirigido al mercado marino - poca oferta de esta tecnología para uso industrial, ningún uso actual en la Región.
- Equipos Bi-Fuel sobre la base de motores diesel estándar son convertidos para la operación con Doble combustible - técnicamente es posible la conversión de cualquier motor diesel - Tasa típica de sustitución del 40 al 80% - Kit de reconversión poco invasivo – mantiene características de desempeño y operación originales.

Aspectos Normativos.

La normativa existente conduce a la posibilidad de operación de generadores Bi-Fuel para distintos modelos de negocio para el sector industrial como PMGD, corte de punta o Auto-producción todo esto bajo un marco legal establecido, sin embargo también existe el riesgo regulatorio por cambios futuros y algunos vacíos legales que puedan afectar los supuestos y análisis realizados en este estudio, los puntos que se pueden resaltar en cuanto a la normativa son:

- La Ley (LGSE) establece que están afectos a regulación de precios aquellos suministros finales cuya potencia conectada es inferior a 2.000 kW, dado los cambios que incorpora la LGSE a través de Ley 20.805, aquellos usuarios cuya potencia esté entre 2MW y 5MW podrán pasar a ser clientes regulados a partir del 2019, para clientes con potencia mayor a las mencionadas la Ley dispone la libertad de precios.
- Normativa y reglamentación para la instalación, operación y comercialización de PMGD's establecida en la LGSE DFL4, Ley 19.940, DS244 & DS101, NTCO.
 - Libertad de conexión en cualquier punto de la red de distribución.
 - Precio estabilizado o CMg en el mercado spot.
 - Auto-despacho de PMGD deberá “coordinar” su operación con la Distribuidora y CDEC.
 - Costos de transmisión conforme a legislación vigente.
 - Impacto no significativo no da lugar a obras ni estudios adicionales para PMGD (Potencia $\leq 1,5$ MW y otros requisitos necesarios).
- Reglamento establecido de seguridad de plantas de gas Natural Licuado DS 67.
- Aspecto Ambiental normado por la ley 19.300 y el Decreto 40.
 - Deben someterse al SEIA centrales generadoras de energía mayores a 3 [MW].

Evaluación Económica.

Los resultados económicos para los casos analizados muestran un panorama donde la tecnología Bi-Fuel como fuente de energía para el sector industrial representa ventajas comparado con sus tecnologías pares (diesel, Gas Natural), pero todas las tecnologías de generación basadas en MCI tienen una competitividad bastante limitada en el mercado eléctrico, esto debido principalmente a su alta dependencia del precio de los combustibles, el cual junto con otras variables de mercado generan un alto riesgo a los resultados económicos futuros.

Por supuesto se debe reconocer que es posible que la tecnología Bi-Fuel sea competitiva ante escenarios particulares, por ejemplo cuando los costos de conexión a la Red Comercial sean superiores en comparación al uso continuo de generadores basados en MCI, otro escenario posible es que debido a los problemas ambientales los motores diesel tengan restricciones en la operación de corte de punta en zonas con problemas de contaminación, y que los motores Bi-Fuel producto de la operación con ambos combustibles (Diesel & GN) por lo tanto teniendo menores emisiones puedan operar, con lo cual se generaría un posible mercado para esta tecnología.

Entre los principales resultados económicos se puede destacar que:

- El costo Medio de generación para plantas MCI Bi-Fuel es de 114 US\$/MWh, este se encuentra entre la tecnología MCI Diesel (122US\$/MWh) y MCI GN (111US\$/MWh) sin embargo esta última tiene menor flexibilidad y alta dependencia al suministro de gas por lo que su aplicación se ve más limitada. Para la tecnología Bi-Fuel los costos variables combustibles representan aproximadamente el 70% del costo medio tecnológico, el costo variable no combustible representa el 14% y la inversión representa el 12%.

- La sensibilización del CMT para la generación Motores MCI Bi-Fuel, el principal parámetro que afecta el CMT es el CVC con un mínimo y máximo del orden de 98 a 276 US\$/MWh. El segundo parámetro que afecta es el factor de planta.
- Del análisis económico de los PMGD's la tecnología Bi-Fuel representa un VAN entre sus pares de 1.7MMUS\$, sin embargo este resultado se sustentan en supuestos fuertemente condicionados a variables de mercado, de los cuales haciendo la sensibilización y en particular el análisis estocástico del VAN muestra como resultado una distribución de probabilidades donde cerca al 46% toma valores negativos con una dispersión del resultado entre -2.93 a 5.62 MMUS\$ lo cual implica un alto riesgo para el negocio.
- De la comparación de auto-producción Vs suministro bajo tarifa regulada AT4.3 no se visualizan ventajas económicas al invertir en generadores tanto para corte de punta como para auto-producción, considerando todos los costos operativos e inversiones asociadas a una planta de generación con motores MCI para los dos casos analizados Cliente industrial regulado 2 y 3 turnos, los resultados muestran pérdidas cercanas a -0,40 MMUS\$ para el corte de punta y -1.20 MMUS\$ para la Autoproducción.
- Del suministro bajo un PPA para un cliente libre vs corte de punta, no se vislumbran ventajas económicas claras, bajo las consideraciones de este estudio solo se obtuvo posibles beneficios económicos cuando se tomó la inversión como costo hundido. Dado que el resultado económico del corte de punta variara con el comportamiento eléctrico del cliente y su curva de carga, se debe evaluar caso a caso la factibilidad económica de la operación de corte en punta, modulación de carga u otras opciones para disminuir la potencia en punta.

12. BIBLIOGRAFIA

- Comision Nacional de Energia. (20 de 09 de 2011). Decreto 67. *Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado*.
- Comision Nacional de Energia. (09 de 2015). Norma Tecnica de Conexion y Operacion de PMGD en Instalaciones de Media Tension.
- DICTUC. (20 de 12 de 2011). Análisis De La Estructura De Costos Del GNL Regasificado. *Informe Final*. Santiago, R.M., Chile.
- Hyundai Heavy Industries. (2015, March). Hyundai Power Plant for the energy needs of today and tomorrow.
- Karim, G. a. (2015). *Dual-Fuel Diesel engines*. U.S.: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- Ministerio de Economia, Fomento y Reconstruccion. (17 de 01 de 2006). DS 244. *Aprueba el reglamento Para Medios de Generacion no Convencionales y Pequeños Medios de Generacion Establecidos en la Ley General de Servicios Electricos*. Chile.
- Ministerio de Economia, Fomento y Reconstruccion, Subsecretaria Economica. (13 de 03 de 2004). Ley 19.940. *Regula Sistemas de Transporte de Energia Electrica, Establece un nuevo regimen de tarifas para Sistemas Electricos Medianos e introduce adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Electricos*.
- Ministerio de Energia . (30 de 09 de 2015). Decreto 101. *Modifica el decreto supremo n°244 del 2005 del Ministerio de Economia Fomento y Reconstruccion*. Chile.
- Ministerio del Medio Ambiente. (12 de 08 de 2013). Decreto 40. *Reglamento del Sistema de Evaluacion de Impacto Ambiental*.
- Ministerio Secretaria General de la Presidencia. (09 de 03 de 1994). Ley 19.300. *Bases Generales Del Medio Ambiente*.
- Subsecretaria Economica, Fomento y Reconstruccion. (05 de 02 de 2007). DFL N° 4. *Fija Texto Refundido, Coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de Ley N°1, de Minería de 1982, LGSE en materia de Energia Electrica*.
- Wärtsilä, Ship Power Engines. (February de 2015). *WÄRTSILÄ 20DF Product Guide*. Vaasa.

13. ANEXOS

13.1. ANEXO 1 – ESPECIFICACIONES COMBUSTIBLES

13.1.1. Petróleo Diésel A-1 Especificaciones Región Metropolitana.

El D.S. N°66 (*) establece los requisitos a los Petróleos Diésel que se expendan en la Región Metropolitana a partir del 16 de abril de 2010

Requisitos	Unidad	Diesel A-1		Método de Ensayo ASTM
		Máximo	Mínimo	
Punto de Inflamación	°C		52	D93, D3828
Punto de Escurecimiento	°C	-1		D97, D5950, D5949
Punto de Obstrucción de Filtro en Frío	°C	Informar		D6371
Agua y Sedimento	%V/V	0.05		D2709
Residuo carbonoso, 10%residuo Según Ramsbottom Micrométodo	%M/M	0,21		D524
	%M/M	0,20		D4530
Cenizas	%M/M	0.01		D482
Destilación 90%	°C	350	282	D86
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	4.1	1.9	D445
Azufre	PPM	15		D5453, D2622, D7039
Corrosión Lámina de Cobre	N°	1		D130
Número de Cetano	N°		50 (ii)	D976, D613
Densidad a 15°C	Kg/lt	0.85	0.82	D4052, D1298
Aromáticos	%V/V	35		D5186
Arómaticos policíclicos	%M/M	8		D5186
Color	N°	Sin colorante		D1500
Lubricidad (60°C)	µm	460		D-6079

(i) En caso de arbitraje debe usarse el método Ramsbottom

(ii) Como método práctico puede usarse el Índice de Cetano Calculado (ASTM D976), pero en caso de desacuerdo o arbitraje el método de referencia es el del Número de Cetano (ASTM D613)

(*) En todo lo que no sea contrario a lo dispuesto en la Tabla anterior, se estará a lo establecido en la Norma Chilena NCh 62 Petróleo Diesel-Requisitos

Fuente: <http://ww2.copec.cl/combustibles/products/diesel-ultra>

13.1.2. Especificaciones Diésel Grado B-1 Resto País

Las especificaciones nacionales de calidad del Petróleo Diesel, con excepción de la Región Metropolitana, están dadas por el D.S.N°60 publicado en el Diario Oficial el 17 de marzo 2012 y sus posteriores modificaciones (*)

Requisitos	Unidad	Diesel Grado B-1		Método de Ensayo
		Máximo	Mínimo	
Punto de Inflamación	°C		52	D93, D3828
Punto de Esgurrimiento	°C	-1 (i)		D97, D5950, D5949, D6892
Punto de Obstrucción de Filtro en Frío	°C	Informar		D6371
Agua y Sedimento	%V/V	0.05		D2709
Residuo carbonoso, 10%residuo Según Ramsbottom Micrométodo	%M/M	0,21 (ii)		D524 D4530
	%M/M	0.2		
Cenizas	%M/M	0.01		D482
Destilación 90%	°C(°F)	350	282	D86, D7345
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	4.1	1.9	D445
Azufre	PPM	15		D5453, D2622, D7039, D4294
Corrosión Lámina de Cobre	N°	1		D130
Número de Cetano	N°		50 (iii)	D976, D613
Densidad a 15°C	Kg/lit	0.85	0,82 (iv)	D4052, D1298
Aromáticos	%M/M	35		D5186
Aromáticos Policíclicos	%M/M	8		D5186
Lubricidad (60°C)	µm	460		D6079
Biodiesel	Informar	(v)		

(i) Para Regiones XI de Aysen del General Carlos Ibañez del Campo y XII de Magallanes y Antártica Chilena, entre el 15 de abril y el 15 de setiembre de cada año, el valor máximo debe ser -9°C.

(ii) En caso de arbitraje debe usarse el método Ramsbottom.

(iii) Como método práctico puede usarse el Índice de Cetano Calculado(D976) o el número de cetano derivado (D7170), pero en caso de desacuerdo o arbitraje el método de referencia es el del Número de Cetano (D613)

(iv) En las Regiones XI de Aysen del General Carlos Ibañez del Campo y XII de Magallanes y Antártica Chilena, el valor mínimo de la densidad es 0,815 kg/lit

(v) La empresa respectiva deberá indicar el método de ensayo utilizado. Nota: No se debe agregar colorante al Petróleo Diesel (*) D.S. N°48 del 24 de abril de 2013 y que rige a partir del 1° de setiembre del 2013 reduciendo azufre a 15 ppm y Aromáticos Policíclicos a 8 ppm para el Diesel Grado B; D.S. N°76 define y separa el Diesel Grado B en Diesel Grado B-1 y Diesel Grado B-2

Fuente: <http://ww2.copec.cl/combustibles/products/diesel-ultra>

13.1.3. Especificaciones Diesel Grado B-2 Resto País

Las especificaciones nacionales de calidad del Petróleo Diesel, con excepción de la Región Metropolitana, están dadas por el D.S.N°60 publicado en el Diario Oficial el 17 de marzo 2012 y sus posteriores modificaciones (*)

Requisitos	Unidad	Diesel Grado B-2		Método de Ensayo
		Máximo	Mínimo	
Punto de Inflamación	°C		52	D93, D3828
Punto de Escurrimiento	°C	-1 (i)		D97,D5950,D5949,D6892
Agua y Sedimento	%V/V	0.05		D2709
Residuo carbonoso, 10%residuo Según Ramsbottom Micrométodo	%M/M	0,21 (ii)		D524
	%M/M	0.2		D4530
Cenizas	%M/M	0.01		D482
Destilación 90%	°C(°F)	350	282	D86, D7345
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	4.1	1.9	D445
Azufre	PPM	50		D5453,D2622, D7039,D4294
Corrosión Lámina de Cobre	N°	2		D130
Número de Cetano	N°		40 (iii)	D976, D613
Densidad a 15°C	Kg/lit	0.876	0,82 (iv)	D4052, D1298
Aromáticos	%M/M	Informar		D5186
Biodiesel	Informar	(v)		

(i) Para Regiones XI de Aysen del General Carlos Ibañez del Campo y XII de Magallanes y Antártica Chilena, entre el 15 de abril y el 15 de setiembre de cada año, el valor máximo debe ser -9°C.

(ii) En caso de arbitraje debe usarse el método Ramsbottom.

(iii) Como método práctico puede usarse el Índice de Cetano Calculado(D976) o el número de cetano derivado (D7170), pero en caso de desacuerdo o arbitraje el método de referencia es el del Número de Cetano (D613)

(iv) En las Regiones XI de Aysen del General Carlos Ibañez del Campo y XII de Magallanes y Antártica Chilena, el valor mínimo de la densidad es 0,815 kg/lit

(v) La empresa respectiva deberá indicar el método de ensayo utilizado.

(*) D.S. N°76 define y separa el Diesel Grado B en Diesel Grado B-1 y Diesel Grado B-2, señalando las especificaciones que debe cumplir este último Nota: El Petróleo Diesel Grado B-2 deberá contener un compuesto químico marcador que permita su identificación y que no altere las especificaciones establecidas. En ningún caso el Petróleo Diesel Grado B podrá ser comercializado sin el marcador y no podrá destinarse al uso de vehículos motorizados que transiten por calles, caminos y vías públicas.

Fuente: <http://ww2.copec.cl/combustibles/products/diesel-ultra>

13.1.4. Combustibles Destilados Marinos MDO según ISO8217-10

Características		Unidad	Limite	Categoria ISO-F-			
				DMX	DMA	DMZ	DMB
Viscosidad Cinematica a 40°C (a)		mm 2/s	máx	5.500	6.000	6.000	11.00
			min	1.400	2.000	3.000	2.000
Densidad a 15°C		kg/m 3	max	----	890.0	890.0	900.0
Indice Cetano		---	min	45	40	40	35
Azufre (b)		% masa	max	1.00	1.50	1.50	2.00
Punto Inflamacion		°C	min	43.0	60.0	60.0	60.0
Acido Sulhidrico (c)		mg/kg	max	2.00	2.00	2.00	2.00
Numero Acido		mg/KOH	max	0.5	0.5	0.5	0.5
Sedimentos Totales por filtración en caliente		% masa	max	---	---	---	0,10 (e)
Estabilidad a la Oxidacion		g/m 3	max	25	25	25	25 (f)
Carbon residual: Micrométodo al 10% volumen del residuo de la destilacion		% masa	max	0.30	0.30	0.30	---
Carbon residual: Micrométodo		% masa	max	---	---	---	0.30
Punto Enturbiamiento		°C	max	-16	---	---	---
Punto Esgurrimento (d)	calidad invierno	°C	max	-6	-6	-6	0
	calidad verano	°C	max	0	0	0	6
Apariencia		----	---	Claro y Brillante (j)			(e, f, g)
Agua		% volumen	max	---	---	---	0,30 (e)
Cenizas		% masa	max	0.010	0.010	0.010	0.010
Lubricidad, HFRR a 60°C (h)		µm	max	520	520	520	520 (g)

(a) 1 cst = 1 mm²/seg

(b) No existiendo limites, el comprador deberá definir el máximo contenido de azufre de acuerdo con las limitaciones gubernamentales

(c) Debido a razones dadas en Anexo D de la norma, la fecha de implementación para cumplimiento con el límite será 1° de julio 2012.

(d) El comprador deberá asegurarse que este punto de escurrimento es adecuado para el equipo a bordo, especialmente si el buque opera en climas fríos

(e) Si la muestra no es clara y brillante, se deberán hacer los ensayos de sedimentos totales por filtración en caliente y agua

(f) Si la muestra no es clara y brillante, el ensayo no puede efectuarse lo que hace que el límite de estabilidad a la oxidación no aplica

(g) Si la muestra no es clara y brillante, el ensayo no puede efectuarse lo que hace que el límite de lubricidad no aplica

(h) Este requerimeinto es aplicable a combustibles con azufre bajo 500 ppm (0,05%masa)

Fuente: <http://ww2.copec.cl/combustibles/products/marine-diesel>

13.1.1. Combustibles Residuales Marinos según ISO8217-10

Características		Unidad	Limite	Categoría ISO-F-										
				RMA	RMB	RMD	RME	RMG				RMK		
				10 (a)	30	80	180	180	380	500	700	380	500	700
Viscosidad Cinematica a 50°C (b)		mm 2/s	max	10.00	30.00	80.00	180.0	180.0	380.0	500.0	700.0	380.0	500.0	700.0
Densidad a 15°C		kg/m 3	max	920.0	960.0	975.0	991.0	991.0				1010.0		
CCAI		---	max	850	860	860	860	870				870		
Azufre (c)		% masa	max	Requerimientos estatales										
Punto Inflamación		°C	min	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0				60.0		
Acido Sulfhidrico (b)		mg/kg	max	2.00	2.00	2.00	2.00	2.0				2.0		
Numero Acido (e)		mg KOH/g	max	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5				2.5		
Sedimento Total envejecido		% masa	max	0.10	0.10	0.10	0.10	0.1				0.1		
Carbón Residual: metodo micro		% masa	max	2.50	10.00	14.00	15.00	18.0				20.0		
Punto Escurrimiento (superior)(f)	calidad invierno	°C	max	0	0	30	30	30.0				30.0		
	calidad verano	°C	max	6	6	30	30	30.0				30.0		
Agua		% volumen	max	0.30	0.50	0.50	0.50	0.5				0.5		
Cenizas		% masa	max	0.040	0.070	0.070	0.070	0.1				0.2		
Vanadio		mg/kg	max	50	150	150	150	350.0				450.0		
Sodio		mg/kg	max	50	100	100	50	100.0				100.0		
Aluminio mas Silicio		mg/kg	max	25	40	40	50	60.0				60.0		
Aceites lubricantes usados (ULO)		mg/kg	---	Combustible debe estar libre de ULO. Un combustible se considera que contiene ULO cuando se cumpla las siguientes condiciones:										
Calcio y Zinc ; o				Calcio > 30 y zinc > 15; o										
Calcio y Fosforo				Calcio > 30 y Fosforo > 15										

(a) Esta categoría esta basada en un destilado previamente definido como categoría DMC que estaba descrito en ISO 8217:2005, Tabla 1. ISO 8217:2005 ha sido retirada

(b) 1 mm²/seg = cst

(c) El comprador deberá definir el máximo contenido de azufre de acuerdo con las limitaciones gubernamentales

(d) Debido a razones dadas en Anexo D de la norma, la fecha de implementación para cumplimiento con el límite será 1° de julio 2012 (e) Ver anexo H de la norma

(f) Compradores deberán asegurar que este punto de esguerrimiento es adecuado para los equipos de abordo, especialmente si la nave opera en climas fríos

Fuente: <http://ww2.copec.cl/combustibles/products/marine-diesel>

13.2. ANEXO 2 – FLUJO DE CAJA PARA EL CMT

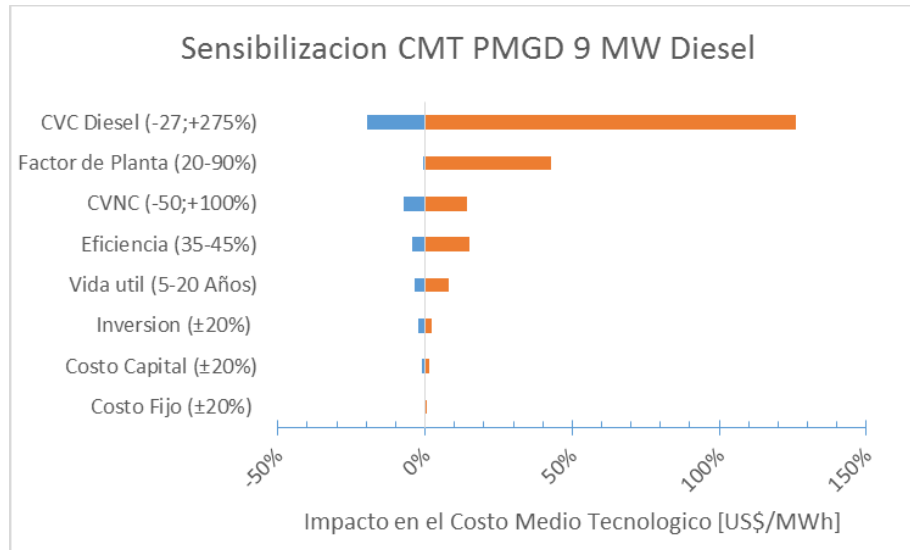
Central Eléctrica PMGD Bi-Fuel			
BASES DE CALCULO			
Parámetro	Unidad	Valor	
Capacidad			
Instalada	MW	9,00	
Neta	MW	9,00	
Generación NETA anual	MWh-Año	70.632,00	
Factor de planta	%	90%	
Costos Variables			
Total costos Variables	MMUS\$/año	6,82	
CVC			
Costo variable Combustible Diesel	US\$/MWh	52,87	
Costo variable Combustible GN	US\$/MWh	26,27	
CVNC			
C Variable No Combustible	US\$/MWh	17,38	
Costo Fijo			
Total Costo fijo	MMUS\$/año	0,11	
Costo Inversión			
Total Inversiones	MMUS\$	5,50	
Capital de trabajo			
Total Capital de trabajo	MMUS\$	0,0057	
Capex Recurrente			
Inversión recurrente	MMUS\$/2400h	0,22	
Vida Útil:			
	años	10,00	
Impuestos			
Tasa de Impuesto	%	25%	
Costo Capital			
Costo de capital propio desapalancado	K _e	11,0%	

Estructura Costos Medios Bi-Fuel	VA ítem	US\$/MWh	%
Gastos Variables Combustible Diesel	\$ 21,99	52,87	46,13%
Gastos Variables Combustible GN	\$ 10,92	26,27	22,92%
Gastos Variables No Combustible	\$ 7,23	17,38	15,17%
Gastos Fijos	\$ 0,63	1,51	1,32%
Peajes	\$ 0,00	0,00	0,00%
Impuesto Emisiones	\$ 0,00	0,00	0,00%
Impuestos	\$ 0,91	2,20	1,92%
Capital de Trabajo	\$ 0,01	0,02	0,02%
Capex inversión recurrente	\$ 0,48	1,15	1,00%
Inversión	\$ 5,50	13,22	11,53%
Total		114,60	100,00%

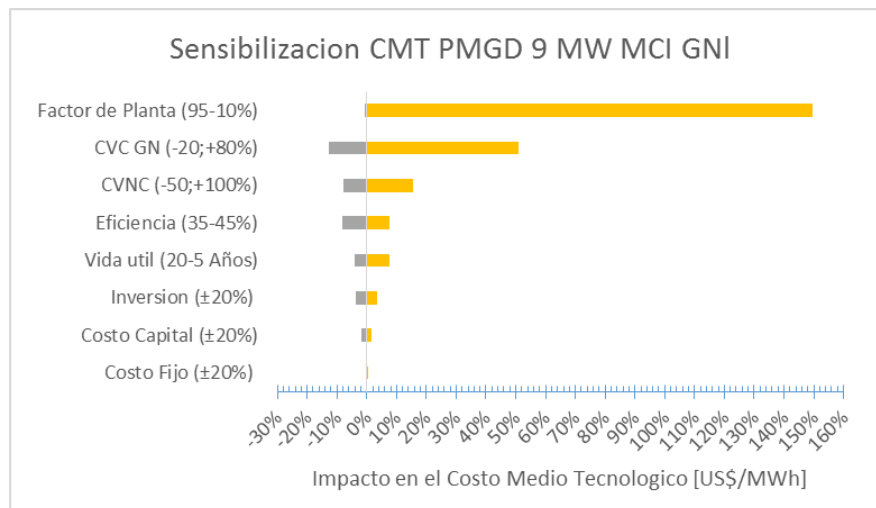
NEGOCIO DE GENERACION	unidades	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Unidades físicas												
Generación anual	GWh	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632	70,632
Factor de planta	%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Horas de operación	hrs	7848	7848	7848	7848	7848	7848	7848	7848	7848	7848	7848
Horas Acumuladas Overhaul	hrs	7848	15.696	23.544	31.392	39.240	47.088	54.936	62.784	70.632	78.480	
Precio medio												
Inyección energía	mills/kWh	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60	114,60
Ingresos	MMUS\$	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Inyección energía	MMUS\$	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Costos		6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92	6,92
Combustible Diesel	MMUS\$	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73
Combustible GN	MMUS\$	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Otros variables no combustibles	MMUS\$	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Costos Fijos	MMUS\$	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
EBIDTA	MMUS\$	1,171113537	1,17111354	1,17111354	1,171113537	1,171113537	1,17111354	1,17111354	1,171113537	1,17111354	1,17111354	1,17111354
Total Depreciación Tributaria	MMUS\$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Depreciación Tributaria Normal	MMUS\$	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
IMPUESTOS	MMUS\$	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Utilidad antes de impuestos	MMUS\$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Impuestos (recuperación inmediata)	MMUS\$	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
INVERSIONES/CAP,TRABAJO	MMUS\$	5,50	0,00	0,00	0,22	0,00	0,22	0,00	0,22	0,00	0,00	0,23
Inversión Inicial	MMUS\$	5,50										
Capex Inversión recurrente	MMUS\$		0,00	0,00	0,22	0,00	0,22	0,00	0,22	0,00	0,00	0,22
Capital de Trabajo	MMUS\$		0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01
FLUJO DE CAJA	MMUS\$	-5.502593329	1.015757724	1.01575772	0.79479428	1.015757724	0.79479428	1.01575772	0.79479428	1.015757724	1.01575772	0.78910378

13.3. ANEXO 3 – GRAFICOS DE SENSIBILIZACION DEL CMT

13.3.1. Grafico Tornado sensibilización del CMT para una central de generación PMGD 9MW MCI Diesel, Bi-Fuel, GN.



Fuente: Elaboración Propia.



Fuente: Elaboración Propia.

13.4. ANEXO 4: BASES DE CALCULO PMGD'S

A continuación se presentan las bases de cálculo de las tecnologías con los cuales se calculó los flujos de caja.

BASES DE CALCULO					
Parámetro	Unidad	Valor PMGD Diesel	Valor PMGD Bi-Fuel	Valor PMGD GN.	
Capacidad					
Instalada	MW	9	9	9	
Generación NETA anual	MWh-Año	16.713,00	12.987,00	19.197,00	
Factor de planta	%	21%	16%	24%	
Ingresos por potencia y Energía					
Potencia de suficiencia	%	40%	40%	40%	
Precio Potencia Promedio	US\$/kW-Mes	8,06	8,06	8,06	
Ingreso por potencia Promedio 2015	MMUS\$	0,35	0,35	0,35	
CMg Promedio	US\$/MWh	169,9	174,67	166,94	
Ingreso por energía Promedio 2015	MMUS\$	2,84	2,27	3,2	
Costos Variables					
Total costos Variables	MMUS\$/año	1,33	1,37	1,7	
CVC Diesel	US\$/MWh	52,87	88,11		
CVC GN	US\$/MWh	26,49		71,27	
CVNC	US\$/MWh	17,38	17,38	17,38	
Costo Fijo					
Total Costo fijo	MMUS\$/año	0,11	0,11	0,11	
Costo Inversión					
Total Inversiones	MMUS\$	5,5	5,09	6,66	
Capital de trabajo					
Total Capital de trabajo	MMUS\$	0,0057	0,0062	0,0052	
Capex Recurrente					
Inversión recurrente	MMUS\$/24000 hrs	0,22	0,2	0,31	
Vida Útil:					
	años	10	10	10	
Impuestos					
Tasa de Impuesto	%	25%	25%	25%	
Costo Capital					
	K _e %	11,00%	11,00%	11,00%	

13.4.1. Grafico Tornado sensibilización del para una central de generación PMGD 9MW MCI Diesel y GN.

