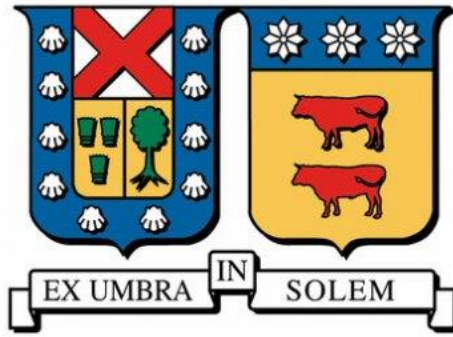




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA Y AMBIENTAL DE
MICRO-TURBINAS A GAS NATURAL PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA: APLICACIÓN EN ASMAR MAGALLANES**

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

AUTOR

JAVIER IGNACIO LINDERMAN ANDAUR

PROFESOR GUÍA

ANDRÉS FUENTES

VALPARAÍSO DE CHILE, 29 DE NOVIEMBRE, 2018.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	5
2.	OBJETIVOS	8
2.1	Objetivo General	8
2.2	Objetivos Específicos	8
3.	MARCO TEÓRICO.....	9
3.1	Contexto Energético en Chile	9
3.2	Contaminación por conversión	11
3.3	Gas Natural en Latino América y en Chile.....	14
3.4	Gas natural en Magallanes y su consumo energético	16
3.5	Turbinas generadoras a Gas.....	20
4.	DESARROLLO	23
4.1	Carga y Red.....	27
4.2	Modelo de Energía	30
4.3	Análisis de Costos	34
4.4	Análisis de Emisiones	41
4.5	Análisis Financiero	43
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	48
5.1	Proyecto financiado completamente por ASMAR.....	48
5.2	Proyecto financiado parcialmente con deuda	55
5.3	Comparación de los posibles escenarios	61
6.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	63
6.1	Variaciones Valor Presente Neto.....	63
6.2	Variaciones TIR	67
6.3	Variaciones Payback	68
7.	ANÁLISIS DE RIESGO	71
8.	ANEXOS.....	75
9.	REFERENCIAS	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.....	11
Ilustración 2.....	12
Ilustración 3.....	17
Ilustración 4.....	19
Ilustración 5.....	20
Ilustración 6.....	21
Ilustración 7.....	25
Ilustración 8.....	27
Ilustración 9.....	28
Ilustración 10.....	29
Ilustración 11.....	30
Ilustración 12.....	32
Ilustración 13.....	33
Ilustración 14.....	36
Ilustración 15.....	37
Ilustración 16.....	38
Ilustración 17.....	47
Ilustración 18.....	50
Ilustración 19.....	51
Ilustración 20.....	52
Ilustración 21.....	56
Ilustración 22.....	58
Ilustración 23.....	59
Ilustración 24.....	72
Ilustración 25.....	73
Ilustración 26.....	75
Ilustración 27.....	76
Ilustración 28.....	77
Ilustración 29.....	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	9
Tabla 2	15
Tabla 3	16
Tabla 4	18
Tabla 5	51
Tabla 6	57
Tabla 7	62
Tabla 8	64
Tabla 9	66
Tabla 10.....	67
Tabla 11.....	68
Tabla 12.....	69
Tabla 13.....	70

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

“La dependencia, que parece ser estimulada deliberadamente, en relación con un solo combustible y con una sola fuente de energía para la generación de electricidad, lleva ya un buen número de años causando problemas al país” (Gershenson, 2003).

Un combustible que se tiene en consideración en este país es el gas natural, desde los años 70 el Gas Natural ha sido el combustible de mayor crecimiento a nivel mundial, la demanda de este recurso ha sido impulsada por la necesidad de los países industrializados de sustituir los derivados del petróleo como principales fuentes de energía (Mantilla, Acevedo, Duque, Galeano, & Carrion, 2009).

En Chile, la ubicación en términos de infraestructura para las instalaciones de Gas Natural, se encuentran en cuatro zonas: norte, centro, sur y Magallanes. La zona norte abarca la Región II; la central, Metropolitana y Región V; la sur, Región VIII y la zona Magallanes, Región XII (Saavedra & Fosco, 2003a). Pero este recurso ha pasado a manos del sector privado al pasar de los años, regulándose su mercado. Dado que estas actividades son consideradas servicios públicos, el Estado se reservó el derecho de hacer coincidir los intereses privados con los de la sociedad (Fosco & Saavedra, 2003b).

Pero dicho recurso en nuestro país no es regularizado de igual forma en las zonas antes mencionadas; el sector de Magallanes, el más antiguo, es el único que es abastecido nacionalmente y por importaciones, mientras su desarrollo es liderado por el sector público, a través de ENAP (Saavedra & Fosco, 2003a). En cuanto a precios, la zona de Magallanes tiene una ventaja respecto a las otras (Fosco & Saavedra, 2003b), “Es así como las empresas de GN (distribuidoras, transportistas, etc.) tienen completa libertad para fijar sus

precios, con excepción de aquellas distribuidoras que operan en la zona de Magallanes”, lo que permitiría a esta región tener la oportunidad para la explotación de este recurso, ya que los precios no se verían afectados mayormente a través del tiempo.

Este es un tema que tiene en consideración ASMAR Magallanes, de Chile, o también conocido como “Astillero y maestranzas de la armada de Chile de Magallanes”, el cual tiene considerado utilizar este recurso natural para sustituir la alimentación eléctrica de su planta, ya que, en dicha zona, como se mencionó, no existirá una alta volatilidad en cuanto a los precios. Y se busca que la conversión de energía se lleve a cabo por medio de equipos que aprovechen este combustible de la mejor forma, sin afectar al medio ambiente y obteniendo una mejora principalmente en cuanto a costos de operación.

El equipo que se busca estudiar son las turbinas o micro-turbinas a Gas, ya que, “en la actualidad, los avances tecnológicos en el campo de la ingeniería de materiales y el conocimiento de la aerodinámica han contribuido al mejor funcionamiento de las turbinas de gas” (Lugo, Zamora, Salazar, & Toledo, 2009). Buscando determinar los mejores modelos de turbinas para su implementación, teniendo que considerarse factores como la confiabilidad de estas turbinas, la capacidad de generación de calor si se quiere implementar un sistema de cogeneración, la generación de energía en base al combustible, entre otras, ya que estos son atributos fundamentales para una operación segura y efectiva en cualquier sistema tecnológico moderno (Flores, Torres, Rodríguez, & Alcaraz, 2010). Además de otros puntos a tenerse en cuenta, como son las celdas de combustibles de cada modelo o tamaño de estas, y del mismo tamaño de la instalación, que le permitirá o no trabajar a ciertas condiciones, pudiendo variar su eficiencia entre un 40% y 60%. Generalmente no se utiliza hidrógeno puro sino Gas Natural. (Sosa & Fushimi, 2000).

Lo anterior conlleva a desarrollar un estudio que incluya estos factores y permita al Astillero contar con las mejores opciones que beneficien a ASMAR y que a su vez no dañen el medio ambiente.

- ¿Será esto posible con la implementación de turbinas como fuente de alimentación principal?
- ¿Le convendrá a ASMAR Magallanes utilizar dicho combustible para así disminuir sus costos asociados?

Este tema se ha vuelto un gran desafío para las diversas industrias, debido a todas las restricciones ambientales que han surgido para la utilización de los combustibles fósiles, pero el Gas Natural como combustible limpio sería una solución (Serrano & Carranza, 2005) si es implementado de forma eficiente, y considerando que este sí sea una alternativa.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Determinar la prefactibilidad financiera y ambiental de la implementación de micro turbinas a gas natural en ASMAR Magallanes, a través de un estudio teórico y práctico con la ayuda de un programa de simulación. Este proyecto busca una mejora para la planta, esperando disminuir los costos y no perjudicar negativamente desde el punto de vista medioambiental la región.

2.2 Objetivos Específicos

- Establecer una base legal sobre el comercio del gas natural en Chile, específicamente en la zona de Magallanes, por medio de una revisión de leyes que rigen el sector, para sustentar la implementación del proyecto.
- Indicar las ventajas teóricas de la utilización de turbinas, cuando su combustible es gas natural, por medio de una investigación de distintas fuentes, con el fin de analizar técnicamente la elección del sistema de conversión para este proyecto.
- Evaluar financiera y ambientalmente, por medio del programa RETScreen, la implementación de una micro turbina en las instalaciones de ASMAR Magallanes, para complementar la generación de electricidad.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 Contexto Energético en Chile

Desde la década de los noventa, la demanda de energía eléctrica en Chile mostro un crecimiento sostenido. Este aumento del consumo fue acompañado por incrementos de la oferta, pero ocasionalmente se han registrado inconvenientes para satisfacer la demanda. (Agostini, Plottier, & Saavedra, 2009)

Lo anterior se debió por una fuerte expansión de la demanda de energía primaria. Entre 1996 y el 2005, el consumo de energía primaria creció a una tasa promedio anual de 4,7% lo que supera el promedio de crecimiento económico para el mismo periodo. (O'Ryan, de Miguel, Pereira, & Lagos, 2008)

En términos del consumo final por sectores, se puede apreciar en la siguiente tabla los usos de energía secundaria en Chile durante el 2005.

Tabla 1

Consumo Final de Energéticos Secundarios, 2005
(En porcentajes)

	Derivados del Petróleo	Electricidad	Carbón	Gas Natural	Leña	Otros	Consumo Final
Participación en el Consumo Final	52,0	18,9	2,0	6,4	18,4	2,3	100,0
Tasa de Crecimiento Anual (1996-2005)	2,0	6,7	-2,0	22,8	2,0	-1,6	3,2

Fuente: CEPAL (O'Ryan, de Miguel, Pereira, & Lagos, 2008)

Se observa que los derivados del petróleo representan sobre el 50% del consumo final, y el de electricidad bordea el 20% del mismo con un incremento promedio de un

6,7% anual, El gas natural, introducido en Chile a partir del año 1997 (O'Ryan, de Miguel, Pereira, & Lagos, 2008), representa un 6,4% del consumo final, y ha alcanzado como promedio un 22% de crecimiento anual.

Ante un contexto poco favorable como el que se estaba generando a principio del año 2008, el gobierno chileno tomó una serie de medidas para reducir el consumo de electricidad, buscando así evitar cortes en el abastecimiento. Además, en 2008 se aplicó el decreto de racionamiento preventivo, que autoriza a los distribuidores a interrumpir el servicio y fuerza a compensar a los usuarios regulados, estableciéndose una reducción de hasta un 10% en la tensión nominal del suministro eléctrico de las distribuidoras. (Agostini, Plottier, & Saavedra, 2009)

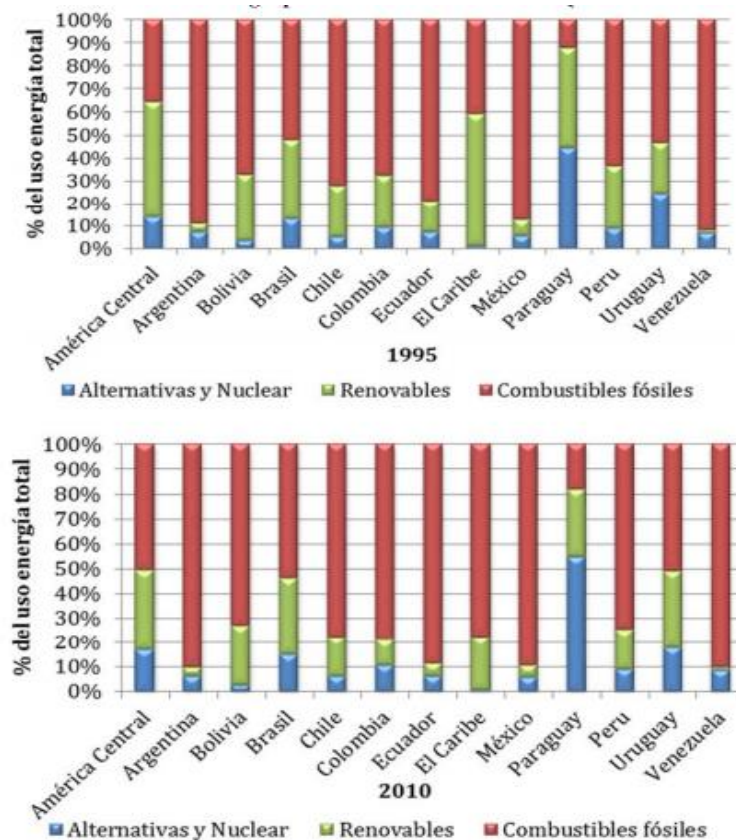
Este periodo de estrechez energética finalizó en noviembre de 2008. Como consecuencia del conjunto de medidas tomadas, entre marzo y octubre se registró por primera vez en muchos años una disminución del consumo eléctrico respecto a igual periodo del año anterior (cayó un 1,61%). Por tanto, si bien la demanda de energía eléctrica ha mostrado una sostenida tendencia creciente, ante un periodo de escasez de oferta se logró reducir el consumo. (Agostini, Plottier, & Saavedra, 2009)

En base a esta estrechez, y para no depender puramente de la electricidad, Chile se decidió a buscar nuevas vías energéticas, que a su vez no afecten negativamente al medio ambiente, como lo son las energías limpias, de esta manera, el país se ha convertido en líder a nivel Latinoamericano en las energías renovables no convencionales. El 17% de la capacidad total en el país corresponde a energías limpias y se espera que para el final de la década se complete el 20% de la matriz. (VIDA, 2017)

3.2 Contaminación por conversión

El cambio climático es un efecto externo negativo que afecta a la sociedad global, que se encuentra originada por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmosfera (Heres Del Valle, 2015), esto es causa de diversos factores, entre uno está la utilización de combustibles para la realización de procesos o actividades, a continuación se muestra un grafico comparando como es la demanda energética por el tipo de fuente entre los años 1995 y 2010 para los países de América Latina.

Ilustración 1

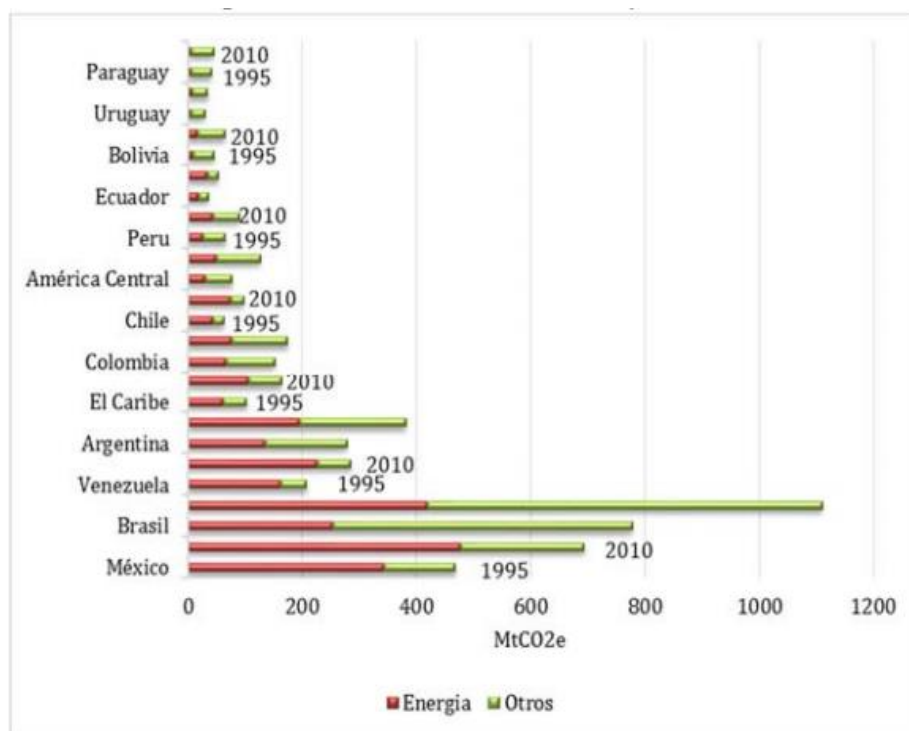


Demanda de energía por fuente en América Latina y el Caribe
Fuente: (Heres Del Valle, 2015)

Cabe destacar de la ilustración 1 la alta y creciente participación de los combustibles fósiles como fuente de energía en toda la región.

Posterior a esto, en la ilustración 2 se muestran las emisiones de GEI para energía y otros sectores, pudiéndose apreciar como existe una alta participación del sector de energía en todos los países de la región excepto Bolivia, Paraguay y Uruguay. (Heres Del Valle, 2015)

Ilustración 2



GEI por sector en América Latina y el Caribe

Fuente: (Heres Del Valle, 2015)

De lo anterior se puede desprender que el aumento en la utilización de los combustibles fósiles para la generación de energía en ciertos países puede estar desencadenando el aumento de la contaminación, pero en medidas distintas dependiendo

del país debido a cómo ha ido variando la utilización de estos combustibles, ya que algunos como México o Argentina no varían en la utilización de combustibles o lo hacen de forma casi despreciable y ven aumentada su contaminación, en términos de CO_2 expulsados al ambiente.

Finalmente cabe mencionar a Chile, el cual entre los años 1995 y 2010 vio aumentada su utilización de combustibles fósiles en los que se encuentra el gas natural importado por Argentina al abrirse conductos entre ambos países, y que al ocurrir esto se observó como aumento la cantidad de gases de efecto invernadero que se estaban liberando al ozono entre estos años, pero en una proporción similar al aumento de la utilización y se sigue encontrando entre los países con menos toneladas de CO_2 generadas.

Para poder llevar un recuento y ser capaces de estimar la contaminación por la utilización de diversos combustibles, se utilizan los factores de emisión. Estos factores son herramientas que al ser utilizadas permiten identificar la cantidad de CO_2 emitida a la atmosfera, pudiendo ser medida en kg o ton. (TAIVO RODRÍGUEZ, 2015)

Para los sistemas interconectados a lo largo de Chile, los factores de emisión se asocian con los MWh generados por las distintas instalaciones conectadas. Mientras que a su vez existen asociaciones de CO_2 producido respecto del volumen consumido, peso, entre otros dependiendo del combustible considerado. (TAIVO RODRÍGUEZ, 2015)

3.3 Gas Natural en Latino América y en Chile

Este combustible en Chile tiene comparativamente una regulación mínima, frente a otros países, dado por un diseño institucional que responde al deseo de desarrollar en forma rápida las inversiones en este sector. Así las empresas de gas natural (tanto las distribuidoras, como las transportistas, entre otras) tienen completa libertad de fijar sus precios, con excepción de aquellas distribuidoras que operan en la zona de Magallanes (Saavedra & Fosco, Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado, 2003a), esto debido a que el resto del mercado del gas natural ha sido desarrollado por el sector privado (Fosco & Saavedra, 2003b).

Para los mercados de gas natural, que se encuentran mínimamente regulados, existe la obligación de no discriminar entre clientes con características y consumos similares, siendo la única garantía la Ley 323. (Fosco & Saavedra, 2003b) Esta ley rige las concesiones para establecer, operar y explota el servicio público de distribución de gas de red, y de las redes de transporte de gas de red, mientras que a su vez establece los permisos para operar, y explotar la distribución de gas de red y redes de transporte que no estén sujetas a concesión. (Kozuji, 2004) Esta ley se volvió más operativa tras el dictado del Reglamento de Concesiones y el Reglamento de Seguridad de la Industria del Gas, que fija las normas técnicas.

Es así como se han ido formando las reservas de gas natural en Chile, en donde hasta el 1995 se registraron los siguientes millones de metros cúbicos de reservas probadas, mostradas en la tabla 2.

Tabla 2

Reservas probadas de gas natural en América Latina
(Miles de millones de metros cúbicos)

	1970	1980	1985	1990	1995	1995%	R/P 1995
Argentina	171	641	682	579	619	8,5%	20,2
Bolivia	142	119	134	118	110	1,5%	24,8
Brasil	27	53	93	115	154	2,1%	21,0
Colombia	85	170	110	113	214	3,0%	27,9
Chile	71	71	85	119	48	0,7%	19,3
Ecuador	4	5	9	11	24	0,3%	23,1
México	340	1826	2167	2025	1917	26,4%	49,2
Perú	18	34	24	201	201	2,8%	779,1
Venezuela	928	1262	1735	3429	3962	54,7%	82,3
Total	1786	4181	5039	6710	7249	100,0%	51,4

Fuente: (Campodónico, 1998)

“Según el World Energy Outlook, la tasa de crecimiento de la demanda de gas natural seguirá siendo superior al ritmo de la del carbón y el petróleo, registrando respectivamente tasas de 2.4%, 2.1% y 0.8%.” (Campodónico, 1998) Así el gas natural aumentaría su contribución a la demanda mundial de energía.

A pesar de estas reservas antes mencionadas, estas no son consideradas de importancia, y es considerado un país importador neto, ya que la producción propia del país ha ido declinando en los últimos años, siendo el único abastecedor, Argentina.

Chile con la decisión de diversificar su matriz de generación eléctrica, principalmente proveniente de fuentes hidroeléctricas, motivo el desarrollo de redes para el transporte y distribución de gas. “El consumo que rondaba los 4 millones de m^3 /día en 1996, se elevó a 17 millones de m^3 /día en 2002.” (Kozuji, 2004)

En la tabla 3 se muestran los puntos de origen y destino, las capacidades actuales, los grados de utilización presentes y previstos al 2011, de donde se derivan las necesidades futuras de ampliación de los sistemas de transporte.

Tabla 3

Gasoductos de Importación en Chile

Gasoductos	Regiones Actuales	Capacidad Actual (en mil millones de m ³ /día)	Importaciones 2002
Norandino	II Región	5,0	1,3
Atacama	II Región	9,0	2,2
GasAndes	V Región	10,0	5,8
Pacífico	VIII Región	3,5	0,8
Methanex YPF	XII Región	2,0	1,9
Methanex SIP	XII Región	1,3	1,1
Methanex PAN	XII Región	2,0	1,9
Total Actual		32,8	15,0

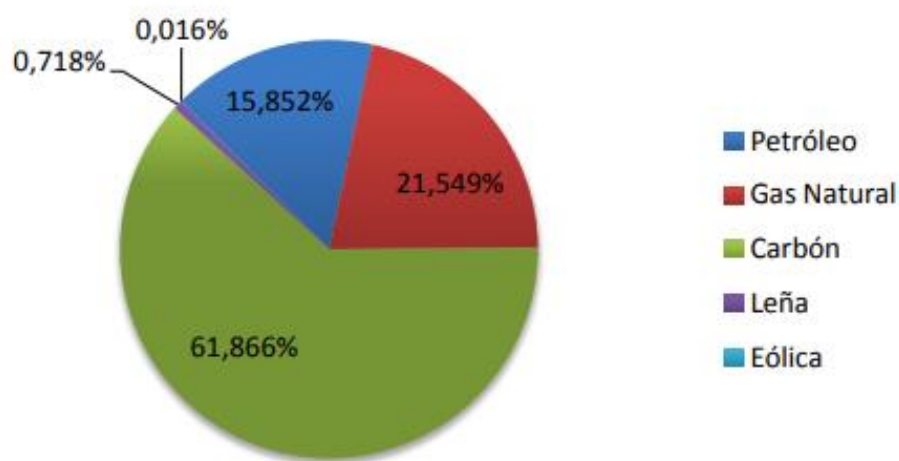
Fuente: (Kozuji, 2004)

3.4 Gas natural en Magallanes y su consumo energético

“La Región de Magallanes y Antártica Chilena, en la última década, ha mantenido su condición de productora de petróleo y gas natural, siendo este último recurso el principal energético demandado, tanto para energía térmica como eléctrica, en las ciudades con mayor población como Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, pero también en localidades más pequeñas donde este recurso se encuentra disponible. Sin embargo, para la matriz eléctrica en zonas aisladas, el diésel se utiliza como principal recurso energético secundario, y la energía térmica se sustenta principalmente en la leña y el gas licuado (propano)”. (CERE-UMAG, 2015)

La matriz energética de la zona sufrió ciertas modificaciones a lo largo de los años, específicamente entre el 2004 y 2013, modificaciones a nivel de generación e importación de gas natural, puesto a la disminución del gas importado desde Argentina alrededor del 2007 (CERE-UMAG, 2015), factor que llevo a la región a tener que buscar otras fuentes para sustentar la demanda energética.

Ilustración 3



Producción Anual Matriz Primaria Regional Año 2013
Fuente: (CERE-UMAG, 2015)

En base al grafico entregado se puede desprender como se expandió la matriz productiva de la región ya al año 2013, donde la producción de mayor volumen paso a ser la de carbón, seguida del gas natural y del petróleo, y en una proporción mucho menor la leña y las energías eólicas. Pero esta producción de gas natural debe contrastarse con lo importado para entender como se comportaba este recurso en la zona, lo cual es señalado en la siguiente tabla:

Tabla 4

Importación y Exportación de Recursos Energéticos Primarios, 2013

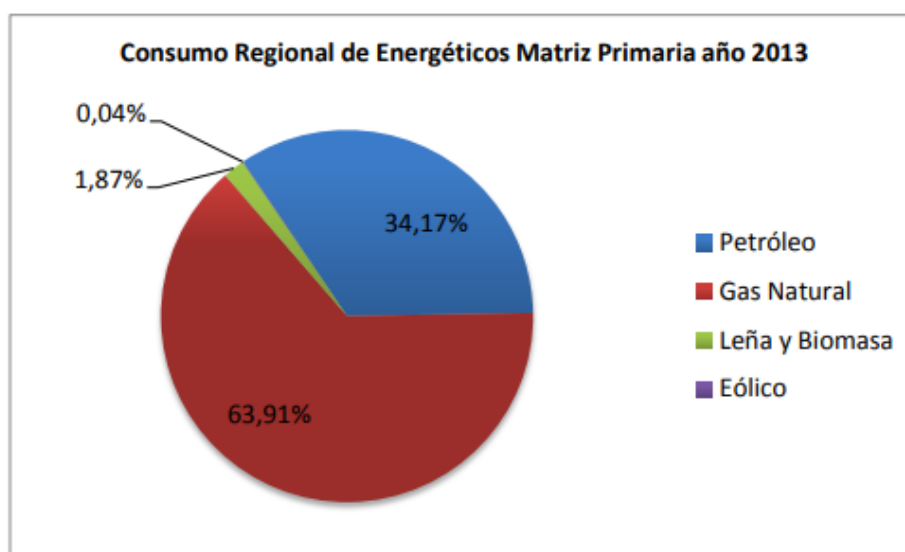
Energético Primario	Unidades Físicas		Unidades Energéticas (Tcal)	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Gas Natural	98.629.000 sm3	0	921,2	0
Carbón Mineral	0	1.165.238 Ton	0	8.157

Fuente: (CERE-UMAG, 2015)

De la tabla entregada por la UMAG en su informe se puede apreciar como el recurso de gas natural requiere en parte de importación para poder satisfacer la demanda. Mientras que el 100% de la producción del carbón mineral es exportada. (CERE-UMAG, 2015)

Lo mencionado anteriormente se puede verificar en la ilustración 4 que señala el consumo de la matriz energética, tanto para la generación de electricidad como la producción de derivados del petróleo.

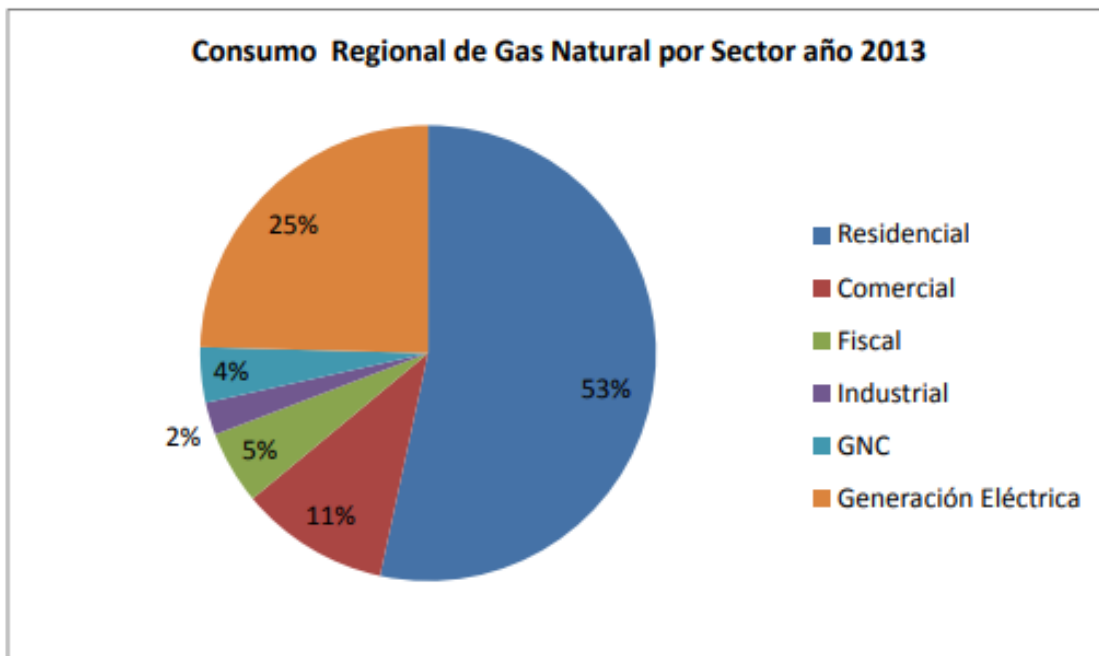
Ilustración 4



Fuente: (CERE-UMAG, 2015)

“El sector residencial es el mayor consumidor de gas natural con un 53% del consumo total, seguido de la generación eléctrica con un 25% en el cual está incluido los consumos de EDELMAG S.A, y la generación eléctrica de ENAP para las comunas que abastece.” (CERE-UMAG, 2015)

Ilustración 5



Fuente: (CERE-UMAG, 2015)

Así es como se puede separar los fines del gas natural en tres grupos principalmente, los cuales son residencial, generación y transporte o comercial (CERE-UMAG, 2015), en donde el mayor porcentaje lo tiene residencial con un uso del 53%, seguido de la generación eléctrica con un 25% y finalmente transporte con un 11%.

3.5 Turbinas generadoras a Gas

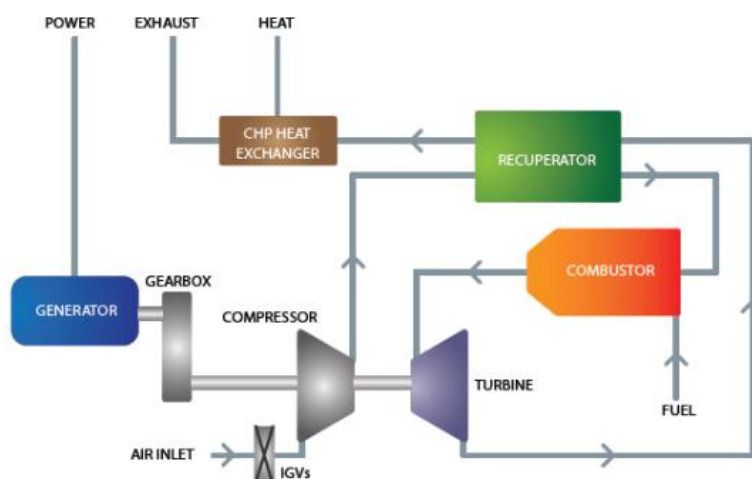
“Las modernas turbinas a gas han supuesto un gran reto tecnológico desde el punto de vista de la ciencia de materiales y de procesos termodinámicos.” (Asenjo, 2001)

Resultan, según estudios, ser más eficientes las turbinas si se trabajan con los combustibles adecuados. Al utilizar gas, se produce un 2% mas de potencia de salida que

en comparación con los derivados del petróleo (Capella Castro & Vásquez Santos, 2000), combustibles mayormente considerados.

El funcionamiento de las turbinas a gas está basado en un motor térmico rotativo de combustión interna, que a partir de la energía que es suministrada por el combustible en cuestión, genera energía mecánica y de esta forma una gran cantidad de gases calientes con energía térmica y alto porcentaje de oxígeno que posteriormente puede ser reutilizado. (Opex Energy, 2009) Lo cual puede ser observado en el siguiente esquema.

Ilustración 6



Principio de Funcionamiento Turbina de Gas
Fuente: FlexEnergy

Además de los distintos resultados con los variados combustibles, las condiciones medio ambientales igualmente son un factor relevante al momento de obtener los mejores resultados, por ejemplo, los sectores con temperaturas reducidas aumentan la capacidad y eficiencia de las turbinas de gas, esto ocurre por el aumento de la densidad del aire que transporta el combustible en la succión del compresor, lo que genera que para mantener una

velocidad constante en el mismo el flujo másico se vea incrementado. (Capella Castro & Vásquez Santos, 2000)

4. DESARROLLO

Como se indicó en el marco teórico, Chile es partidario de modificar la matriz energética de las distintas zonas del país, con el fin de apoyar a la disminución de combustibles fósiles y a la vez, no contribuir a la contaminación por gases de efecto invernadero. Esto combinado con que el comercio en la zona de Magallanes de gas natural se encuentra regido de una forma distinta, que permite un consumo mayor a las instituciones existentes, da pie a poder formalizar el análisis de factibilidad de implementar una turbina que funcione a base de gas natural, con el fin de proporcionar a la empresa de ASMAR Magallanes, la energía eléctrica suficiente para autoabastecerse.

Dicho análisis es realizado con la ayuda del programa de simulación RETScreen, el cual, solicitando un conjunto de datos, separado en distintos modelos, se puede llegar a obtener los indicadores financieros del proyecto en cuestión.

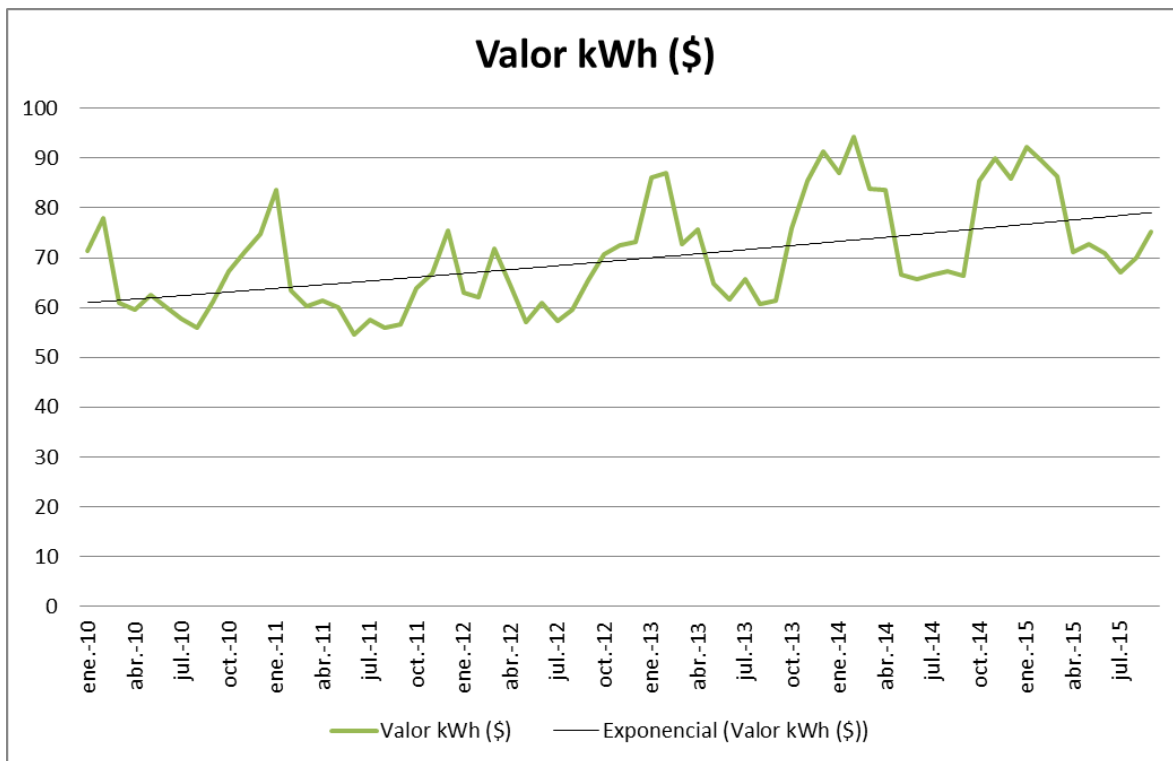
En un principio se debieron determinar las variables con las cuales se realizaría el análisis económico del proyecto, los cuales podían ser considerados constantes en el tiempo o por su contrario se necesita hacer un promedio que se considerara constante a lo largo de los años que dure la implementación de la turbina.

Estas variables son tanto los precios de la electricidad, medida en [\$/kWh], el precio del gas natural, medido en [\$/m³], ambos entregados por la distribuidora de energía eléctrica Edelmag de Magallanes y Gasco Magallanes, respectivamente; Por otro lado, se debe determinar la tasa de inflación, la tasa de rentabilidad entregada por la empresa y el nivel de escalamiento de los combustibles.

De las paginas principales de ambas empresas se obtuvo en primera instancia el precio del gas natural del mes de junio del 2018, con dos posibles clasificaciones, por un lado la venta del combustible para publico general y consumo variado y por el otro, consumo para generación eléctrica, donde entra ASMAR Magallanes; Dentro de este punto se vuelve a hacer una separación por cantidad consumida, alcanzando el m^3 de gas natural un precio de \$69,9 para consumos inferiores a los 25.000 [m^3] y un precio de \$107,05 para consumidores de mas de 25.000 [m^3]; Por lo que para el astillero se considero el segundo precio al realizar un calculo de m^3 de gas natural necesarios al mes para alimentar la turbina generadora.

En segundo lugar se revisó la página oficial de Gasco Magallanes, la cual poseía en su poder las tarifas de todos los meses hasta la fecha para el consumo de electricidad, por lo que para llegar a un valor del kWh se realizó un promedio de los meses de enero a junio del año actual, obteniéndose un valor del kWh de \$66 aproximadamente, considerando que el astillero ASMAR Magallanes está regido por una tarifa de clasificación BT1; Pero cabe destacar que este precio no es constante a lo largo de los años, gracias a información entregada por el astillero se puede observar como en años anteriores el valor del kWh ha ido en aumento y en este año decayó, demostrando un crecimiento sistemático desde los \$60 hacia los \$80, siendo capaz de fluctuar de maneras bruscas en ciertos periodos de tiempo, como fue en el año 2017 donde alcanzo un precio de \$120.

Ilustración 7



Costo mensual del kWh entre los años 2010-2015

Fuente: Elaboración de ASMAR Magallanes.

Es así como se decidió utilizar un precio de 80 [\$/kWh] constante, considerando que esta es la tendencia una vez comenzado el ciclo de precios, a lo cual podría llegar en el transcurso del proyecto.

Ya con estos valores determinados se procedió a ver un valor extra que permitiría al proyecto tener otro escenario posible, el cual sería el precio de venta del kWh producido por la turbina y entregado a la red eléctrica por ser un sobrante, por lo que se buscó dentro de las leyes Generales de Servicios Eléctricos, En Materia de Energía Eléctrica, como funciona este procedimiento al no existir un registro dentro de las páginas de las mismas empresas distribuidores de energía eléctrica; Es así como se encontró en el Artículo 149º,

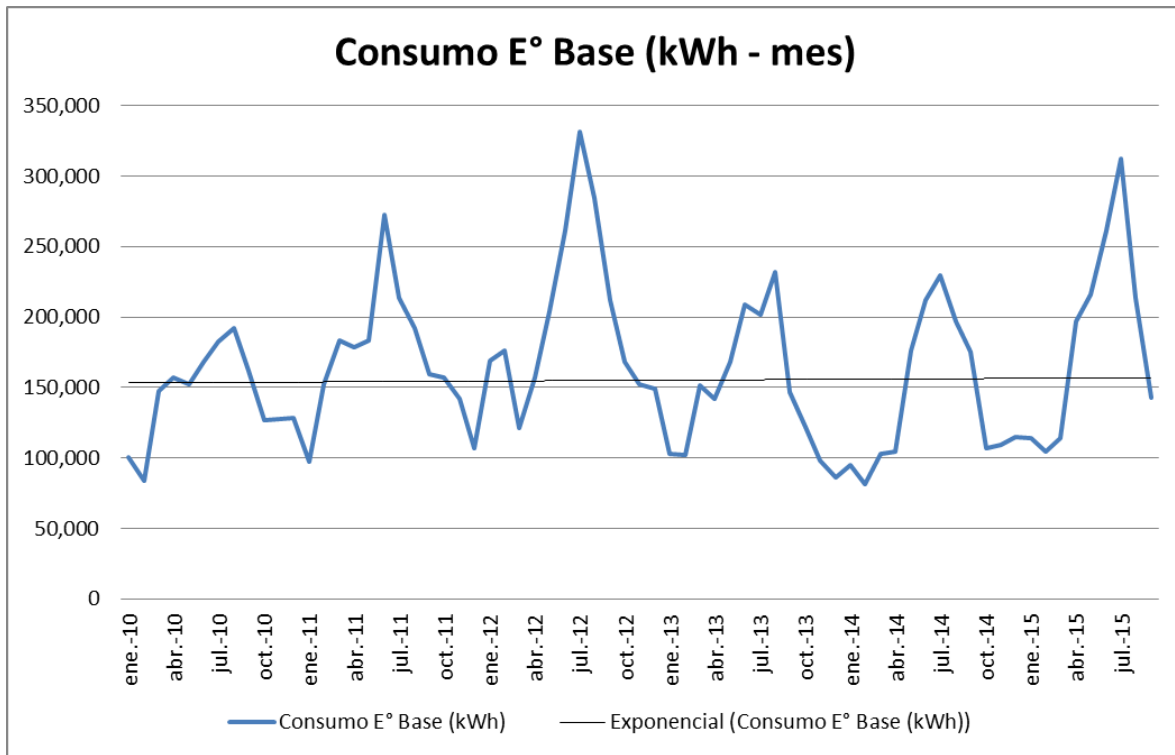
donde se indica que los entes con capacidad de generación eléctrica tienen el derecho a vender sus excedentes a la red eléctrica al precio marginal del kWh únicamente, el cual varía dependiendo del sector de las redes.

De manera similar se obtuvieron los valores para las variables financieras, como lo son: La tasa de inflación, que para el país de Chile se consideró la media del 2018, la cual tiene un valor de 1,97%, obtenida en la página oficial “inflation.eu” que registra las inflaciones tanto mensuales como anuales de varios países; En cuanto a la tasa de escalamiento de los combustibles se indicó que tenía un valor del 3% en base al crecimiento del consumo de combustibles pronosticado el 2015; Y finalmente la tasa de interés de la empresa tendría un valor de 12%, al tratarse de una empresa de grandes proporciones que buscaría lograr un proyecto rentable.

Una vez obtenido todos los datos variables existentes, se procedió a ingresar la información solicitada a la empresa ASMAR Magallanes, donde lo más relevante era el consumo eléctrico por meses del año.

Gracias a la información entregada por el mismo ASMAR Magallanes, sobre su consumo en kWh de energía eléctrica por meses y por año, se pudo observar como este se mantenía prácticamente constante en los mismos periodos, pudiendo calcular un promedio de los últimos 5 años y manteniendo estos valores mensuales de consumo constantes en los posteriores años analizados en el proyecto.

Ilustración 8



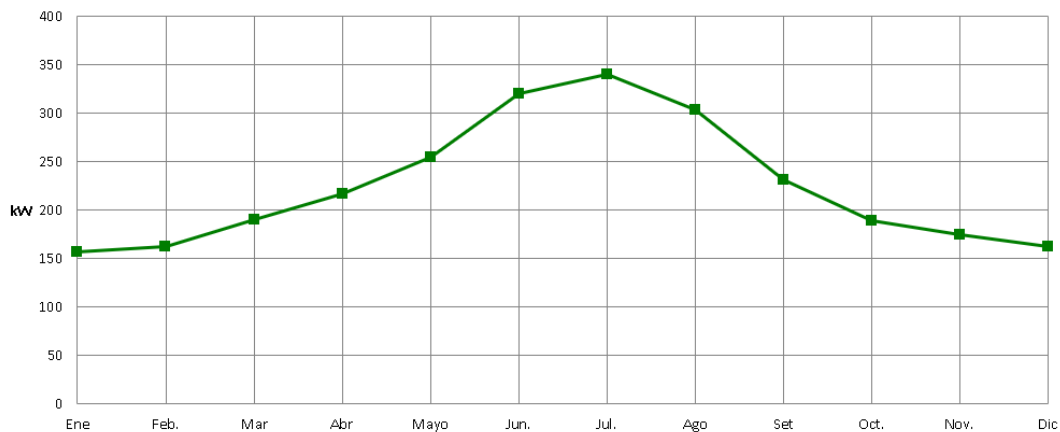
Consumo Mensual de kWh por ASMAR Magallanes

Fuente: Elaboración de ASMAR Magallanes.

4.1 Carga y Red

Ya identificado el consumo se procedió a rellenar los datos de “Carga y Red”, entregando un gráfico del consumo de la planta que será utilizado para el análisis, el cual se muestra a continuación en la ilustración 9:

Ilustración 9



Consumo Mensual de kWh por ASMAR Magallanes en RETScreen

Fuente: Simulación RETScreen.

Por otro lado, en el modelo también se identifica cómo funciona la empresa en cuanto a su consumo, señalando en una primera instancia que la planta se considera como un edificio individual el cual además de consumir energía eléctrica para realizar sus procesos, también utiliza otro combustible, en este caso el gas natural, para poder calentar ciertos procesos; Aquí no se consideró únicamente los procesos productivos, ya que la calefacción de agua también es un punto importante para la empresa debido a la zona.

Así se tomaron los consumos diarios promedios de los distintos sectores que utilizaban este combustible en la planta, los cuales era:

- Baños de Producción: Consumo de 44,8 kW
- Edificio de Producción: Consumo de 62,21 kW
- Edificio Administración: Consumo de 85,5 kW
- Edificio Recursos Humanos: Consumo de 44,8 kW
- Baños de Clientes: Consumo de 27,3 kW
- Guardia: Consumo de 25,6 kW

Gracias a estos datos se llegó a que el consumo en kW necesario para satisfacer la calefacción necesaria de la planta era de 254,6 kW por día, considerado como carga punta. A su vez se señala el tiempo en el que el astillero se encuentra consumiendo dicha cantidad de energía para generar calefacción, a lo que se indicaron las 24 horas al siempre estar funcionando el sistema de calefacción principal. Esto se repetiría a lo largo del periodo laboral considerado de 20 días por mes, los 12 meses del año, entregando así un consumo final anual de 61.104 kW.

Ya ingresados estos datos, el programa RETScreen señala que se debería estar incurriendo en un costo de aproximadamente 19 millones de pesos para calefaccionar, lo cual se asemeja a la información entregada por la planta sobre el gasto los años anteriores.

Lo anterior se ve reflejado en la siguiente imagen obtenida desde el mismo programa:

Ilustración 10

Proyecto de calefacción	Unidad	
Sistema de calentamiento del caso base	Edificio - calentamiento de procesos	
Área-pisos de calefacción para edificio	m²	10.000
Tipo de combustible		Gas natural - m³
Eficiencia estacional	%	80%
Calculo de carga de calefacción		
Carga de calefacción punta para procesos	kW	61.104,0
Características de carga de calentamiento de procesos		Estándar
Horas equivalentes a plena carga - calentamiento de procesos	h	24
Demanda de calentamiento total	MWh	1.466
Carga de calentamiento punta total	kW	61.104,0
Consumo de combustible anual	m³	176.033
Precio del combustible	\$/m³	107,000
Costo del combustible	\$	18.835.479
Mediciones de eficiencia energética - caso propuesto		
Mediciones de eficiencia energética - uso-final	%	5%
Carga de calentamient de punta neta	kW	58.048,8
Demanda de calentamiento neta	MWh	1.393

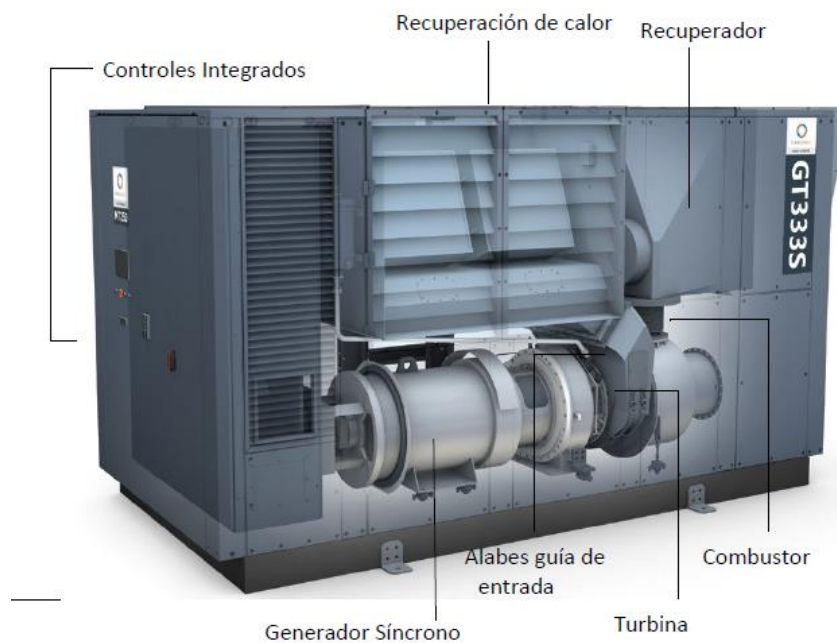
Modelo de Carga y Red Programa RETScreen
Fuente: Elaboración de RETScreen

Para finalizar en el modelo, se puede apreciar cómo se espera que en el caso propuesto se esperaría una disminución del 5% en el consumo de kW para calefacción, al igual que para el consumo de energía eléctrica se espera una baja del 5%.

4.2 Modelo de Energía

En esta sección se ingresan los datos más técnicos sobre cómo será el caso propuesto para la empresa, para así poder contrastar con lo anteriormente mencionado. En este caso, al ser un proyecto de calentamiento y electricidad combinados, solicita la información sobre el mecanismo que llevara a cabo este trabajo; Para este proyecto se seleccionó una micro turbina que funciona por medio de gas natural, la que tiene por modelo la sigla “GT333S” de la marca FlexEnergy, empresa que posee contacto con ASMAR Magallanes. La turbina presenta la siguiente estructura:

Ilustración 11



Estructura de la Turbina GT333S

Fuente: FlexEnergy

En la ilustración 10, obtenida a partir de un folleto entregado por FlexEnergy a ASMAR Magallanes, se puede apreciar cómo está estructurado internamente la turbina, mostrando como posee un combustor, una turbina y un generador síncrono. Según la información entregada por el fabricante, la utilización de este artefacto ayudaría al medio ambiente al generar electricidad de forma limpia, disminuyendo los contaminantes al ser reutilizados internamente, punto relevante a ser considerado en los resultados finales.

Como características claves que se pueden mencionar de la turbina son las siguientes:

- Las bajas emisiones superan las exigencias más altas.
- El recuperador de calor viene integrado.
- El nuevo compresor aumenta su potencia y eficiencia.
- Este modelo viene derivado del modelo GT250S, el cual posee más de 2 millones de horas de experiencia operativas.

Ya en términos más técnicos, se pueden resaltar las siguientes características de la máquina que serán utilizadas en el RETScreen o merecen ser mencionadas:

- Eficiencia eléctrica: 32,5% (+-2pts).
- Potencia eléctrica: 333 [kW] nominal.
- Poder calorífico superior: 11.552 [Btu/kWh].

Cabe mencionar que para este proyecto se está considerando la instalación de solamente una turbina para llevar a cabo el trabajo de generación, ya que, según sus características de

potencia, sería capaz de satisfacer las demandas mensuales, por lo que se espera que el programa señale esto mismo.

Quedando esta sección de la siguiente forma:

Ilustración 12

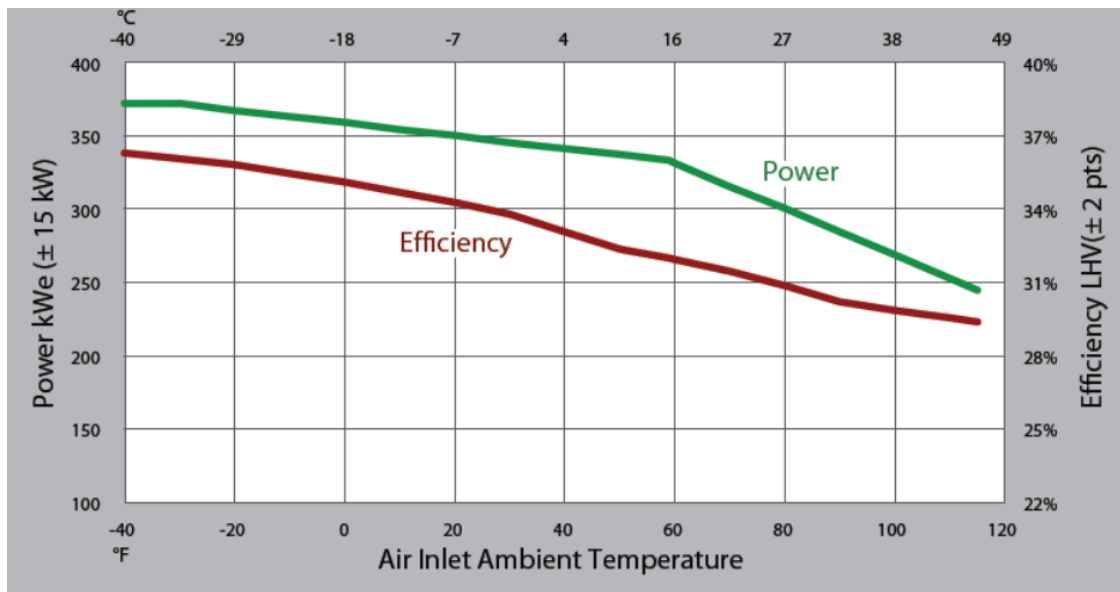
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto				
Selección de sistema	Sistema de base			
Sistema eléctrico de potencia de carga base				
Tecnología	Turbina a Gas			
Disponibilidad	%		85,0%	7.446 h
Método de selección de combustible	Un sólo combustible			
Tipo de combustible	Gas natural - m³			
Precio del combustible	\$/m³	107,000		
Turbina a Gas				
Capacidad de generación eléctrica	kW	333		103,0%
Potencia mínima	%	32,5%		
Electricidad entregada a la carga	MWh	1.609		85,0%
Electricidad exportada a la red	MWh	670		
Fabricante	FlexEnergy			
Modelo	GT333S			
Rendimiento calórico	Btu/kWh	11.552		1 unidad(es)
Eficiencia de recuperación de calor	%	90,0%		
Combustible requerido	GJ/h	4,1		
Capacidad de calentamiento	kW	715,0		1,2%

Caso Propuesto-Sistema Eléctrico
Fuente: Simulación RETScreen

Aquí se observa como efectivamente el programa indica que serán necesarios solo una turbina para satisfacer la demanda, indicando a su vez como parte de la energía eléctrica generada podrá se reexportada a la red eléctrica al ser un excedente.

Cabe señalar que se consideró una disponibilidad de la turbina del 85% en el año, teniendo en cuenta los tiempos de mantenimiento y reparaciones en caso de necesitarse, mientras que a su vez se sabe por experiencia que estos imprevistos no son tan comunes. Como potencia mínima de la turbina se consideró su eficiencia eléctrica, similar al grafico entregado en el folleto de la turbina que señala su eficiencia, mostrada a continuación en la ilustración 11:

Ilustración 13



Poder y Eficiencia Eléctrica en Base a la Temperatura Ambiente
Fuente: FlexEnergy

Ya ingresado estos datos, se registró manualmente la información de la turbina, ya que el programa no poseía información sobre esta en su base de datos, al ser más reciente. Finalmente se ingresa la capacidad calorífica de la máquina, antes mencionada y su eficiencia de recuperación de calor, la cual fue considerada un 90% por las pérdidas siempre existentes que posee todo instrumento, pero al ser de calidad, solo se consideró como caso extremo un 10% de pérdidas.

Posterior a esto, el RETScreen solicita ingresar los precios, tanto de compra como de venta, para la electricidad; Aquí el precio de venta al momento de entregar los kW sobrantes a la red eléctrica, se llama “tarifa de exportación”. El valor de compra tomo el precio promedio calculado anteriormente de 80 [\$ /kWh], mientras que el de exportación tiene un valor de 48 [\$ /kWh], este precio se obtiene a partir de la ley sobre generación eléctrica que señala que los excedentes producidos por empresas pueden ser vendidos a los

sistemas principales de distribución al precio marginal de venta, el cual está alrededor del 60% del precio de venta, obteniéndose así los \$48; En caso de modificar el precio de compra del kWh se vería afectado esta tarifa de exportación.

Continuando en mismo modelo, el programa indica si la turbina es capaz de suministrar toda la energía eléctrica y calorífica, en este caso existe una falta en ambos puntos, debido a que existe un mes en el que normalmente el consumo es mayor que los 333 kW capaces de generar la turbina, mientras que la energía calórica generada solo logra satisfacer un 6,2% de lo requerido. Por estas razones se deben establecer sistemas auxiliares para satisfacer ambos sectores; En primer lugar, se indica que la energía eléctrica que falta para satisfacer los meses de mayor consumo provendrá de la red eléctrica principal, comprada a precio establecido por ellos de \$80, y que esta será el %15 del consumo total en el año; En segundo lugar, para la calefacción se dispondrá, como ya era hasta el momento, de una caldera que funciona por medio de gas natural, y gracias a ella se podrá suplir la calefacción completa del astillero, cubriendo el %95 de la necesidad.

4.3 Análisis de Costos

Un paso importante es el modelo de costos, donde se ingresan todos los gastos que conlleva realizar el proyecto para posteriormente analizarlo económicamente. En esta sección se debe mencionar que los costos inicialmente entregados a ASMAR estaban en dólares, por lo que se realizó una conversión para poder llevar a cabo el análisis, en donde se asumió la conversión del dólar a pesos chilenos como 700 [\$/USD].

Para esta sección se utilizó el método 2, hoja que desglosa en un primero lugar los costos iniciales del proyecto donde se ven involucradas las áreas principales de costos:

Estudio de Factibilidad, Desarrollo, Ingeniería, Sistema eléctrico, Sistema de calefacción, entre otros y por otro lado los costos anuales en los que se incurrirá a lo largo de la vida del proyecto. Ya dentro de cada área mencionada, existen distintos sub-gastos que permiten tener una visión más detallada al momento de invertir, y que a su vez solicita que los costos de cada actividad estén entregados como las personas-día necesarias para realizar dicha actividad, y su costo unitario.

En base a lo anterior, se debe señalar que los costos proporcionados por la empresa ASMAR fueron entregados de manera general, por lo que para separar estos gastos en las distintas sub-áreas se analizó la descripción de cada punto, en donde el programa entrega un rango de costos por persona-día y un promedio de cuantas personas-día requiere cada trabajo calculado gracias a su base de datos, y de aquí se desprendieron la cantidad de personas y su costo unitario considerando que este proyecto es de gran tamaño.

La primera área principal de gastos es el “Estudio de Factibilidad”, que incluye los costos asociados a realizar un análisis previo sobre la implementación del proyecto, este punto podría confundirse con el objetivo de este informe, pero aquí específicamente se indican los costos que conllevaría realizar este estudio en mayor profundidad, a cargo de trabajadores especializados en distintas áreas, y se muestra en la siguiente imagen:

Ilustración 14

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Estudio de factibilidad				
Inspección del sitio	p-d	2	\$ 210.000	\$ 420.000
Evaluación de recursos	proyecto	3	\$ 210.000	\$ 630.000
Estudio de impacto ambiental	p-d	2	\$ 210.000	\$ 420.000
Diseño preliminar	p-d	2	\$ 210.000	\$ 420.000
Estimado de costos detallado	p-d	3	\$ 210.000	\$ 630.000
Estudio de la línea de base de GEI y MP	proyecto	1	\$ 20.000.000	\$ 20.000.000
Preparación de informes	p-d	2	\$ 210.000	\$ 420.000
Gerencia del proyecto	p-d	2	\$ 210.000	\$ 420.000
Viajes y alojamiento	p-viaje	0		\$ -
Definido por el usuario	costo			\$ -
Subtotal:				\$ 23.360.000

Costos Iniciales Estudio de Factibilidad

Fuente: Simulación RETScreen

En la ilustración se puede observar las distintas actividades que forman parte del estudio de factibilidad, donde a la mayoría se le considero un costo similar de \$210.000 y 2 personas-día, valores que se encontraban dentro de los rangos entregados por RETScreen; Pero destacan ciertos puntos que se consideraron más importantes, por lo que se les fue asignado un mayor personal o costo, en este caso está la “evaluación de recursos”, que requiere un mayor número de personas al ser una actividad que puede terminar generando grandes complicaciones si no es realizada de manera correcta, entre los problemas se encuentra una sub.estimación de recursos que atrasaría el proyecto o por el contrario una sobre-estimación que conllevaría costos innecesarios. También está la “estimación detallada de costos”, que se asemeja a esta planilla, el cual también requiere de una preocupación al tener involucrada la destinación del financiamiento. Para terminar, está el “estudio de la línea de base de GEI y Monitoring plan”, el cual tiene el costo más elevado de 20 millones de pesos a lo largo de todo el proyecto, al ser un estudio y monitoreo de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como se puede apreciar en la imagen, entre todas las actividades se alcanza un monto de \$23.360.000

La segunda gran área de costos es el “desarrollo” del proyecto, que busca ver todos los puntos que permitirán efectivamente llevar a cabo en su tiempo el trabajo, como lo es un estudio del terreno, solicitar permisos y autorizaciones entre otros, todos se presentan en la imagen a continuación:

Ilustración 15

Desarrollo					
Negociaciones del contrato	p-d	1	\$	210.000	\$ 210.000
Permisos y autorizaciones	p-d	3	\$	210.000	\$ 630.000
Topografía - sitio y derechos de servidumbre	p-d	2	\$	280.000	\$ 560.000
Validación y registro del GEI	proyecto	1	\$	20.000.000	\$ 20.000.000
Financiamiento del proyecto	p-d	5	\$	350.000	\$ 1.750.000
Legal y contabilidad	p-d	3	\$	210.000	\$ 630.000
Gerencia del proyecto	p-d	50	\$	210.000	\$ 10.500.000
Viajes y alojamiento	p-viaje	0			\$ -
Definido por el usuario	costo				\$ -
Subtotal:					\$ 34.280.000

Costos Iniciales Desarrollo
Fuente: Simulación RETScreen

Como se mencionó anteriormente, las actividades que componen esta área son temas más administrativos, donde el costo base para 4 de las 7 actividades consideradas fue estipulado de \$210.000, pero existían actividades que según la información entregada por el programa, tenían un costo promedio superior, por lo cual fue considerado este, pudiendo verse en la topografía, con un costo de \$280.000 y financiamiento del proyecto con un costo unitario de \$350.000, proveniente de un promedio entre los costos solicitados por trabajadores en estas áreas. Existen dos puntos a recalcar por cubrir los mayores costos, los cuales son la “validación y registro de GEI” y la “gerencia del proyecto”; En el primero se encuentran los costos por contratar a un tercero que pueda validar todo registro relacionado con los gases de efecto invernadero, indicando su costo a lo largo del proyecto alrededor de los 20 millones de pesos, mientras que en segundo lugar la gerencia incluye los costos de los gerentes que gestionan el proyecto en las distintas fases y secciones que este pueda

poseer, como también las relaciones publicas en las que se vean involucrados, por esto es que se consideran 50 personas-día pero al costo base, alcanzando así un costo total de \$10.500.000, segundo monto más alto y que en conjunto con las demás actividades llegan a indicar que el costo de desarrollo es de \$34.280.000 finalmente.

Como tercera área se encuentra la “ingeniería” del proyecto, que involucra todo costo relacionado con el diseño físico y la construcción de distintos elementos en caso de requerirse. Al igual que en los casos anteriores se presenta una imagen de esta sección en el programa RETScreen:

Ilustración 16

Ingeniería					
Diseño del sitio y edificios	p-d	4	\$ 210.000	\$	840.000
Diseño mecánico	p-d	20	\$ 210.000	\$	4.200.000
Diseño eléctrico	p-d	5	\$ 210.000	\$	1.050.000
Diseño civil	p-d	5	\$ 210.000	\$	1.050.000
Licitaciones y contratos	p-d			\$	-
Supervisión de la construcción	p-d	1	\$ 210.000	\$	210.000
Definido por el usuario	costo	1		\$	-
Subtotal:				\$	7.350.000

Costos Iniciales Ingeniería
Fuente: Simulación RETScreen

Las actividades involucradas en este caso, como se pueden apreciar son en su mayoría de diseño, tanto de sitio para conocer si se tendrá que modificar un terreno o construir edificios, mecánico relacionado a todo sobre construcción e instalación de equipos, eléctrico para la instalación de cables de corriente y alimentación y finalmente civil que incluye la construcción misma de los edificios que se necesiten. Y como actividad distinta se encuentra la supervisión de la construcción. Aquí todas las actividades se podrían considerar relevantes ya que de ellas se obtendrá la estructura e instalaciones que permitirán al proyecto actuar. Todas fueron costeadas al mismo valor de \$210.000, lo que fue variando es la cantidad de personas-día, en donde se le dio mayor énfasis al diseño

mecánico al tratarse de la instalación de la turbina. Así se alcanzó un costo de ingeniería de \$7.350.000 finalmente.

Ya posteriormente se encuentra un desglose del sistema eléctrico y el sistema de calefacción, en donde el programa evalúa la potencia que entregan ambos sistemas, datos obtenidos en los modelos anteriores. Donde se solicita que se ingrese el costo unitario de cada kW generado en este caso, ya que se decidió utilizar esta unidad; Para obtener este costo unitario se dividió el valor total de compra de la maquinaria, en este caso la turbina, por su potencia, así se obtendría el costo por kW. La turbina es capaz, según catálogo, de generar 333 kW, a un costo unitario de 1.741.742 [\$/kW] se tiene un valor por la turbina de 580 millones aproximadamente, el cual es el costo de adquisición de la maquinaria. Los costos unitarios para la generación de calor se dejaron en blanco ya que la misma turbina los produce y su costo ya está incorporado en los 580 millones, y de igual manera las casillas de costo para el sistema de respaldo eléctrico, es decir la red, y respaldo de calor, en este caso la caldera, se dejaron en blanco al ya estar instaladas en la empresa y no tener que incurrir en costos extras para la obtención de estas energías.

Ya para finalizar la sección de costos iniciales se tiene un “balance del sistema y misceláneos”, donde se incorporan costos específicos del proyecto como son los costos de los equipos para distintos propósitos, entre ellos de almacenaje de combustible, distribución de este por los puntos específicos, equipos de preparación y mantención para la turbina y almacenes de combustible, costo de repuestos y la preparación y puesta en marcha. Entre todas las mencionada se alcanzó un costo de \$22.600.000

Pasando a los costos anuales, el programa entrega varios posibles gastos en los que se incurriría en un proyecto energético, pero solo se consideraron los que se tenían conocimiento de que serían necesarios. Estos gastos son por un lado un seguro anual de \$707.000 para estar prevenido en caso de desperfectos con la turbina, mientras que por el otro lado están los gastos por mantenciones, que deben realizarse cada medio año, durante todos los años del proyecto, en donde la empresa entregó lo que sería el costo anual con un monto de \$17.500.000; Agregado a lo anterior el programa muestra automáticamente cuales serían los gastos anuales en cuanto a combustibles consumidos, tanto para el caso base como para el propuesto, con tal de poder tener una comparación inicial, mostrando la cantidad que se requiere y su costo monetario.

Para el caso base se puede observar como el consumo de electricidad anual es de 1.993 [MWh] y el de gas natural es de 176.033 [m^3], alcanzando un gasto monetario de \$178.280.665, en donde la mayor proporción la posee el consumo eléctrico.

Por otro lado, para el caso propuesto se puede observar un escenario contrario, ya que se cumple el propósito de la turbina, el cual es depender en menor medida de la energía eléctrica de la red central y aprovechar el gas natural; Mostrado en el consumo requerido anualmente, donde la electricidad necesaria solo alcanza los 284 [MWh], mientras que el combustible aumenta su consumo hasta los 951.070 [m^3], pero cabe destacar que a pesar de este cambio brusco donde el consumo de combustible aumento más de 5 veces su cantidad, el costo monetario se vio reducido a \$124.485.403, debido a los costos unitarios de cada elemento.

Ya finalizando el tema de costos, existe un gasto por verificación de GEI que solo se consideró realizarse dos veces a lo largo de la vida del proyecto, primero a los 7 años y posterior a los 14, para verificar los avances en este tema, cada verificación tiene un valor de \$14.000.000 y en el programa tuvo que ser indicado en los costos periódicos.

4.4 Análisis de Emisiones

En esta sección se señaló que el proyecto era realizado en Chile, donde el programa era capaz de entregar automáticamente el factor de emisión de gases de efecto invernadero, o como se presenta en RETScreen, GEI; Cuyo factor toma un valor de 0,431 [tCO_2/MWh], pero este es calculado en base a un promedio de las distintas regiones que componen al país, por lo que para tener un resultado más cercano a la realidad se debía trabajar con un factor más específico a la zona en cuestión.

Para obtener lo anterior existen dos formas entregadas por el mismo programa, la primera es utilizar el método 2, el cual requiere únicamente la matriz energética base de la región para calcular el factor de emisión, pero este último se ve afectado por los factores de emisión tanto de CO_2 , como de N_2O y CH_4 , valores que son entregados automáticamente dependiendo del combustible utilizado, y que son calculados por promedios, es por esto que se decidió utilizar un método más completo.

Es así como se decide utilizar el método 3, donde se solicita la mayor cantidad de información entre las tres existentes para entregar un resultado más certero. Aquí se espera que se ingrese la matriz energética generadora de electricidad para el caso base, lo que

incluye tanto los combustibles utilizados para la generación en la zona, como sus porcentajes de mezcla, los factores específicos de cada compuesto relevante y finalmente su eficiencia. También se solicita el mismo procedimiento, pero para el caso base de generación de calor. De esta forma se logra obtener el factor de emisión de la zona para el caso base, el cual será contrastado con el del caso propuesto, calculado de igual forma, solicitando los combustibles utilizados y su información relevante. En este punto cabe destacar que los factores de emisión de los elementos por separado varían dependiendo de para qué es utilizado cada combustible, por lo que se debe prestar atención al momento de comparar los casos, ya que el mismo combustible puede estar siendo utilizado para distintos fines.

Se inicio estableciendo el sistema eléctrico del caso base, el cual es generado principalmente por gas natural y petróleo Diesel, con una mezcla de combustibles del 79% y 21% respectivamente, información obtenida del Ministerio de energía en un informe sobre la matriz energética para Magallanes; Los factores de emisión de los tres compuestos principales para cada combustible se presentan a en el anexo 1. Los cuales son obtenidos de la guía IPCC 2006, para el proceso de combustión. De esta forma se obtiene un factor de emisión de GEI para Magallanes, en temas eléctricos, calculado por el propio RETScreen de 0,632 [tCO_2/MWh].

. Ya establecido la matriz de generación energética de la zona, se procede a completar un resumen del sistema de emisiones tanto para el caso base como para el propuesto. Ambas tablas se encuentran en el anexo 2 y 3 respectivamente. Para el caso base, el gas natural mantiene sus factores de emisión al seguir siendo utilizado en calderas,

pero en el caso propuesto, al ser utilizado en turbinas a gas su factor de emisión de N_2O específicamente se ve reducido.

Ingresado todos estos datos, el programa entrega la emisión de GEI en cada caso, donde se obtiene una emisión total de 2180,9 [tCO_2] para el caso base y de 2209,0 [tCO_2] para el caso propuesto. Esto es debido al alto consumo de gas natural que requiere el caso propuesto a pesar de la gran disminución de energía eléctrica consumida. Es así como el programa indica finalmente el efecto que estaría provocando anualmente el proyecto en la sociedad en otra terminología, en este caso se decidió por indicar cuantos autos y camiones livianos se dejaría de utilizar para equiparar la contaminación disminuida, pero como en este proyecto la contaminación aumentaría se entregó una cifra de -5,1 indicando que de llevarse a cabo el proyecto en ASMAR, se podría equiparar a que 5 autos mas estén circulando por la región durante el año.

4.5 Análisis Financiero

Ya llegado a este punto, se puede identificar la factibilidad financiera del proyecto gracias a los indicadores principales de las finanzas, como lo son la TIR, el VAN y el Payback, simulados por el programa.

Los parámetros financieros generales que solicita RETScreen para trabajar son:

- Tasa de Escalamiento de Combustibles: Para proyectar como ira modificándose los precios de los combustibles utilizados a través de los años del proyecto. El programa sugiere una tasa de escalamiento del 3% al no tener base de datos sobre Chile específicamente, por lo cual se utilizaría

esta y posteriormente se sensibilizaría para verificar como variarían los resultados en caso de que el valor real fuera mayor.

- Tasa de Inflación: Para representar el aumento sostenido de los precios de los bienes y servicios. Aquí esta tasa toma un valor de 1,97% obtenido directamente de la página “es.inflation.eu”, la cual registra los valores para los distintos meses y va progresivamente calculando un promedio anual, el cual es el que se utilizara aun sabiendo que este valor ira cambiando con el tiempo, pero como supuesto se considerara constante para el análisis actual.
- Tasa de Descuento: Utilizada para representar el costo de oportunidad que la empresa le entrega a su capital, al momento de destinarla para el proyecto y no a otra operación, y con esto obtener el valor presente de las ganancias futuras. Este parámetro fue entregado por la misma empresa tomando un valor de 12%, al haber sido utilizado en análisis anteriores, reflejando también la importancia que le están asignando a su capital al momento de destinarlo en este proyecto.
- Tiempo de Vida del Proyecto: Periodo de tiempo, solicitado en años, en el cual se quiere realizar el análisis. Este tramo de años puede estar determinado por varias razones, entre las cuales se puede señalar que es igual a la vida útil de la maquinaria nueva a utilizar, ya que, aun que se sepa de antemano que las maquinas deberán ser repuestas se busca analizar la implementación de una inicialmente; En otros casos, dentro de la vida del

proyecto se pueden incluir estas reposiciones e incluso ventas de los mismos activos. Para este proyecto, se decidió utilizar el primer escenario, ya que la vida útil de la turbina a utilizar es de 15 años, tiempo suficiente para realizar un análisis económico y verificar así su factibilidad inicial.

Pasando a otros parámetros, se encuentran los del área de finanzas, provenientes de la forma de financiamiento que poseerá el proyecto. Para esta sección, ASMAR Magallanes poseería dos opciones principales a considerar, la primera es optar por un financiamiento completamente por parte de la empresa, donde todos los gastos sean cubiertos por los fondos directos del astillero, dejando de lado cualquier posible deuda; Y en segundo lugar esta la posibilidad de solicitar un préstamo para financiar parte de los gastos, y pagar esta deuda a lo largo del tiempo analizado, mientras que lo faltante sería pagado con los fondos de ASMAR.

Posteriormente se explicaran las diferencias entre estos dos casos en el análisis de resultados, pero ahora se debe indicar que para el primer caso esta sección se dejara sin rellenar al no necesitar de un préstamo; Para el segundo caso, se consideró un préstamo del 25% de los gastos, ya que este monto equivaldría a aproximadamente 5.000 UF, que es el máximo monto que el banco Santander permite simular para poder obtener la tasa de interés a la cual se verá afecta, la que fue estipulada como un 5,0% al tratarse de una empresa de grandes dimensiones e ingresos, por lo que para solicitudes de montos altos, los bancos no consideran riesgoso estos préstamos en comparación al riesgo existente con empresas nuevas y pequeñas.

Ya para finalizar y pasar a obtener todos los resultados financieros sobre el proyecto, se debe rellenar la casilla de la “tasa de escalamiento de exportación de electricidad”, la cual al igual que la tasa de escalamiento de los combustibles, considerara el efecto del aumento en las tarifas, en este caso de la tarifa de exportación, punto importante a considerar para el proyecto ya que los excedentes producidos por la turbina generadora alcanzan valores casi de 50 millones de pesos al año, cifra relevante si se busca recuperar el capital invertido inicialmente; Es así que para la determinación de este parámetro, se decidió suponer que esta tasa sería igual a la de los combustibles, esto debido a que el precio de exportación se desprende del de compra, por lo que la suposición de que aumenten proporcionalmente sería acertada.

Quedando esta sección de la siguiente forma:

Ilustración 17

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	3,0%
Tasa de inflación	%	2,0%
Tasa de descuento	%	12,0%
Tiempo de vida del proyecto	año	15
Finanza		
Incentivos y donaciones	\$	
Relación de deuda	%	25,0%
Deuda	\$	166.912.522
Capital	\$	500.737.565
Tasa de interés de la deuda	%	5,00%
Duración de deuda	año	15
Pagos de la deuda	\$/año	16.080.734
Análisis de impuesto a la renta		☐

Renta anual		
Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	870
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	48.000,00
Renta por exportación de electricidad	\$	41.765.672
Tasa de escalamiento de exportación de	%	3,0%

Parámetros Financieros Caso Propuesto

Fuente: Simulación RETScreen

En la ilustración anterior se pueden ver otras secciones que no se mencionaron anteriormente, como son los impuestos a la renta, renta por producción de energías limpias y otros ingresos, pero como estos puntos no influían en este análisis se dejaron de lado.

Ya ingresados todos los parámetros como se muestra en la imagen anterior, se pueden conocer de antemano cierta información como es el capital que requerirá poseer la empresa en un principio en caso de solicitar un préstamo, pero dicho punto será

mencionado más adelante. Lo que sí se puede destacar en este momento es que efectivamente, la energía eléctrica sobrante que fue generada por medio de la turbina en los meses donde su consumo fue menor, termina entregando más de 40 millones de pesos al año como ganancias extras que apoyaran al proyecto.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

Una vez ingresados todos los parámetros y datos en sus respectivos modelos se pueden simular financieramente y medioambientalmente el proyecto y con esto poder concluir si es un proyecto efectivamente rentable o no, ya que se debe tener en cuenta que no siempre indicadores positivos garanticen que el trabajo deba llevarse a cabo de todas formas, a veces los cambios son imperceptibles y dichos fondos podrían ser utilizados en otros trabajos que retornen beneficios mayores.

Este análisis constara de dos partes, el proyecto sin financiamiento externo y con parte de financiamiento externo, señalando los resultados de ambos casos para luego poder ser comparados, y en base al mejor escenario realizar una sensibilización estática y dinámica de sus parámetros relevantes.

5.1 Proyecto financiado completamente por ASMAR

Este es el primer escenario que podría considerar ASMAR Magallanes para financiar la compra de la turbina y todos sus gastos asociados. Los costos totales serian financiados por medio del capital de la empresa en su totalidad, cabe señalar que los costos totales alcanzan un monto de \$667.650.086 pero esto es inicialmente, ya que también existen los gastos anuales en los que el astillero se verá en la obligación de pagar,

correspondientes a las mantenciones y compra de combustibles, dichos gastos anuales tienen un valor de \$142.692.403 más los \$14.000.000 invertidos cada 7 años para la verificación de las emisiones de GEI.

La razón por la que se mencionan estos costos anuales y se le pone énfasis al capital necesario que debe poseer la empresa para poder llevar a cabo dicho proyecto, es porque también existen ahorros, razón principal de implementar esta innovación; Estos ahorros provienen de dos fuentes principales, por un lado están los ahorros provenientes del consumo de combustibles, porque como se dijo antes, el consumo en masa de gas natural necesario para generar la energía suficiente resultó ser más económico que la compra de energía justa; mientras que por otro lado, existen ganancias anuales por la exportación de los kWh producidos y que no se utilizaron. Entre ambos se obtiene un ahorro o ganancia anual de \$220.046.336, cifra importante ya que es la que ayudará a ir recuperando el capital invertido y ver en cuanto tiempo esto ocurrirá.

En la siguiente ilustración obtenida de la simulación por RETScreen se puede observar lo antes mencionado de forma más ordenada, mostrando los costos desglosados al igual que los ahorros:

Ilustración 18

Costos iniciales			
Estudio de factibilidad	3,5%	\$	23.360.000
Desarrollo	5,1%	\$	34.280.000
Ingeniería	1,1%	\$	7.350.000
Sistema eléctrico de potencia	86,9%	\$	580.000.086
Sistema de calefacción	0,0%	\$	0
Balance del sistema y misc.	3,4%	\$	22.660.000
Costos iniciales totales	100,0%	\$	667.650.086
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		\$	18.207.000
Costo de combustible - caso propuesto		\$	124.485.403
Costos anuales totales		\$	142.692.403
Costos periódicos (créditos)			
Definido por el usuario - 7 años		\$	14.000.000
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		\$	178.280.665
Renta por exportación de electricidad		\$	41.765.672
Total renta y ahorros anuales		\$	220.046.336

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto sin deuda

Fuente: Simulación RETScreen

Continuando se presentan los flujos de caja a lo largo de los años que durará el proyecto, tanto el flujo antes de impuesto, como después de impuestos y el acumulado. Esto permite analizar en un principio el capital invertido se va recuperando a la tasa observada, para después poder apreciar como los flujos acumulados pasan a ser positivos y logran recuperar el capital efectivamente.

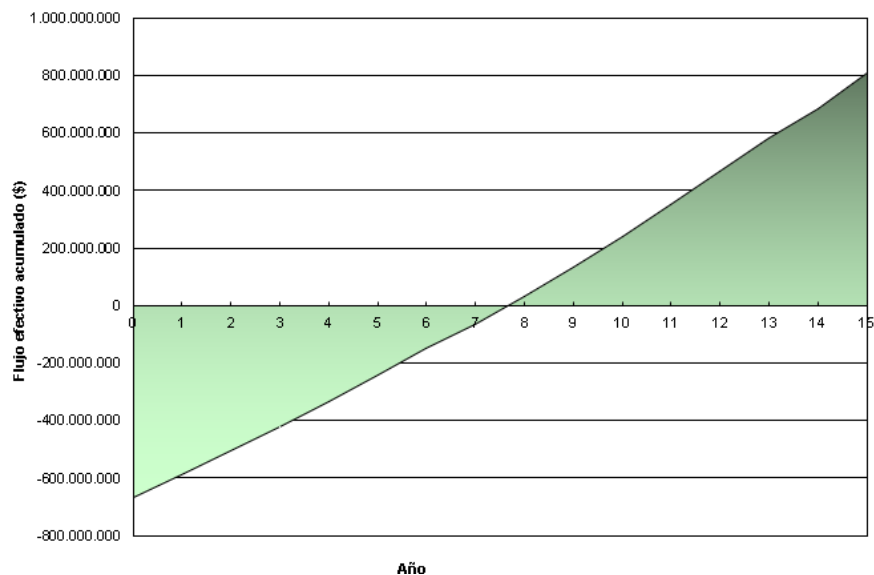
Tabla 5

Flujo de cajas anuales proyecto sin deuda

Año	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
#	M\$	M\$	M\$
0	-667.651	-667.651	-667.651
1	79.863	79.863	-587.788
2	82.450	82.450	-505.338
3	85.118	85.118	-420.220
4	87.871	87.871	-332.349
5	90.709	90.709	-241.640
6	93.637	93.637	-148.003
7	80.609	80.609	-67.394
8	99.772	99.772	32.378
9	102.984	102.984	135.362
10	106.297	106.297	241.659
11	109.714	109.714	351.373
12	113.238	113.238	464.611
13	116.872	116.872	581.483
14	102.223	102.223	683.706
15	124.485	124.485	808.191

Fuente: Simulación RETScreen

Ilustración 19



Flujo de cajas acumulado proyecto sin deuda

Fuente: Simulación RETScreen

Pero ahora surge la siguiente duda: ¿Los flujos anuales, llevados a valor presente generaran un retorno qué permita indicar que el proyecto es rentable?

Para responder esta pregunta se utilizan los indicadores financieros, presentados en la siguiente imagen:

Ilustración 20

TIR antes de impuestos - capital	%	11,1%
TIR antes - impuestos - activos	%	11,1%
TIR luego de impuestos - capital	%	11,1%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	11,1%
Pago simple de retorno del capital	año	8,6
Repago - capital	año	7,7
Valor Presente Neto (VPN)	\$	-36.108.871
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año	-5.301.658
Relación Beneficio-Costo		0,95
Costo de reducción de GEI	\$/tCO2	Sin reducción
Viabilidad Financiera del Proyecto sin deuda		
Fuente: Simulación RETScreen		

El primer indicador que se presenta es la TIR, tanto antes de impuestos como luego de impuestos, y a la vez subdividido por capital y activos. En este escenario el TIR posee el mismo valor para todas las divisiones, con un valor de 11,1% bastante cercano a pesar de ser inferior a la tasa de descuento exigida por la empresa. Este indicador señala que, si se utilizara esta tasa, el proyecto sería indiferente al momento de obtener beneficios, el

problema aquí presente es que, al estar solicitando mayor retorno, el valor del VAN se verá afectado posteriormente.

El segundo indicador mostrado es el repago, o conocido con otras palabras como Payback, herramienta que permite conocer en qué momento, dentro de la vida del proyecto, la empresa recuperara su capital invertido inicialmente, existen situaciones donde los ahorros o ganancias no permiten recuperar el capital de la empresa al ser analizados en periodos de tiempo cortos, es por esto que anteriormente se menciono que trabajar dentro de los 15 años, equivalentes a la vida útil de la turbina, era un plazo adecuado. La simulación indica una duración de 7,7 años para recuperar el capital invertido, es decir los casi 667 millones de pesos. Este plazo representa exactamente la mitad del tiempo del proyecto, lo cual para una empresa de grandes dimensiones como es ASMAR, es un buen indicador, ya que significaría que los otros años restantes serian puramente de ganancias, a pesar de que no se está considerando cuanto es la cantidad, esto se verá a continuación.

Ya en el tercer indicador, se encuentra el valor presente neto (VPN) o conocido también como VAN, uno de los indicadores más utilizados dentro de los estudios de factibilidad, al permitir actualizar los flujos de cajas futuros, que se esperarían fueran ganancias, e identificar si en el día que se realiza la inversión, estos flujos compensarían dichos gastos. Este VAN alcanza un valor de \$(-36.108.871) para este escenario, se puede observar cómo es un monto negativo, lo que estaría significando que este proyecto estaría generando perdidas en el momento de realizarse por debajo de la rentabilidad exigida del 12%, lo que a su vez puede interpretarse en base a la generación de valor para la empresa, en este caso, este proyecto estaría destruyendo valor para ASMAR. Esto puede ser visto por medio de otro indicador relacionado, el cual es “la relación beneficio-costos”, que busca

mostrar cuantas veces los beneficios superaran los costos exigidos para obtenerlos; En este escenario se tiene una relación beneficio-costos del 0,95; el cual al estar por debajo del 1 estaría señalando que los costos son mayores a los beneficios finales, recalcando el hecho de que el proyecto está mostrando indicios de no ser rentable económicamente.

Para finalizar, como extra, se muestran los costos asociados a la reducción de tCO_2 al implementar el proyecto, pero como se señaló anteriormente, la contaminación por implementar la turbina a gas natural sobrepasa a la contaminación con el suministro de electricidad base, por esto se observa un “sin reducción”.

Ya con todos estos indicadores explicados de manera independiente, se puede llegar a una conclusión en primera instancia, la cual es que, observando que la TIR es inferior a la exigencia por parte de la empresa se desprende que el proyecto no dará resultados positivos mientras esta tasa de descuento no sea inferior a 11,1%, pero al ser una compañía de gran tamaño, con altas ganancias por año no pueden permitirse disminuir sus exigencias mínimas, mientras que por el otro lado se tiene el VAN negativo, que apoya en gran medida a lo antes mencionado, al llegar a identificar que los ahorros o ganancias de los siguientes años no generaran ganancias para la empresa en el año actual cuando se está realizando este análisis. Es por estas razones que la opción más recomendable en este caso para ASMAR es mantener el consumo eléctrico proveniente de la red central como fuente principal y no cambiarlo por una turbina generadora a gas natural.

5.2 Proyecto financiado parcialmente con deuda

En este escenario, el astillero tiene la posibilidad de solicitar un préstamo para pagar una fracción de los costos totales, mientras que el resto sería financiado directamente con su capital. El hecho de que la inversión inicial sea menor apoyara al resultado de ciertos indicadores, y dependiendo de los pagos anuales para cumplir con la deuda, estos montos también pueden influir en los indicadores, por lo que la cantidad de pagos se dejara constante, distribuyendo la deuda a lo largo de los 15 años del proyecto.

El préstamo solicitado para este análisis se decidió que cubriría solo el 25% de la deuda total, a pesar de que en la realidad podría ser una proporción mayor. Este monto alcanza un valor de \$166.912.522, reduciendo así el capital que requiere la empresa hasta un monto de \$500.737.565. El programa también entrega los montos a pagar anualmente en la cantidad de años que se acordó en base a la tasa de interés a la que esta afecta dicho préstamo, los cuales tienen un valor de \$16.080.734, distribuidos en los 15 años con una tasa del 5%. Todo lo anterior puede ser apreciado claramente en la Ilustración 15.

Al igual que en el escenario anterior, se tiene inicialmente un resumen de todos los costos y ahorros que tendrá el proyecto, mostrado también en la ilustración 15, que se encuentra a continuación:

Ilustración 21

Costos iniciales

Estudio de factibilidad	3,5%	\$	23.360.000
Desarrollo	5,1%	\$	34.280.000
Ingeniería	1,1%	\$	7.350.000
Sistema eléctrico de potencia	86,9%	\$	580.000.086
Sistema de calefacción	0,0%	\$	0

Balance del sistema y misc.	3,4%	\$	22.660.000
Costos iniciales totales	100,0%	\$	667.650.086

Costos anuales/pagos de deuda

Operación y Mantenimiento	\$	18.207.000
Costo de combustible - caso propuesto	\$	124.485.403
Pagos de la deuda - 15 años	\$	16.080.734
Costos anuales totales	\$	158.773.137

Costos periódicos (créditos)

Definido por el usuario - 7 años	\$	14.000.000
----------------------------------	----	------------

Ahorros y renta anuales

Costo de combustible - caso base	\$	178.280.665
Renta por exportación de electricidad	\$	41.765.672

Total renta y ahorros anuales	\$	220.046.336
--------------------------------------	-----------	--------------------

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto con préstamo.

Fuente: Simulación RETScreen

Se puede apreciar en la imagen como los gastos totales se mantienen constantes al igual que los ahorros anuales, pero lo que se ve alterado son los costos anuales, ya que se agregan los pagos anuales de la deuda, aumentando estos gastos anuales a \$158.773.137 como se ve en la imagen.

El hecho de que los gastos anuales se hayan visto incrementados puede generar la duda y una idea precipitada de que el proyecto igualmente no sería rentable

económicamente, pero cabe mencionar que a pesar de que se señalan que los costos totales aumentaron, lo que realmente se invertirá será menor, al descontar el préstamo solicitado que se encuentra distribuido en los costos anuales.

A continuación, se presentan los flujos de caja tanto anuales antes y después de impuestos, como los acumulados gráficamente, al igual que en el caos anterior, y es aquí donde se puede apreciar lo antes mencionado, donde el primer flujo es negativo y representa la inversión inicial, la cual tiene descontado el préstamo.

Tabla 6

Flujo de cajas anuales para proyecto con deuda.

Año	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
#	M\$	M\$	M\$
0	-500.738	-500.738	-500.738
1	63.782	63.782	-436.956
2	66.369	66.369	-370.587
3	69.037	69.037	-301.550
4	71.790	71.790	-229.760
5	74.629	74.629	-155.131
6	77.557	77.557	-77.574
7	64.528	64.528	-13.046
8	83.691	83.691	70.645
9	86.904	86.904	157.549
10	90.217	90.217	247.766
11	93.633	93.633	341.399
12	97.157	97.157	438.556
13	100.791	100.791	539.347
14	86.142	86.142	625.489
15	108.404	108.404	733.893

Fuente: Simulación RETScreen

Ilustración 22

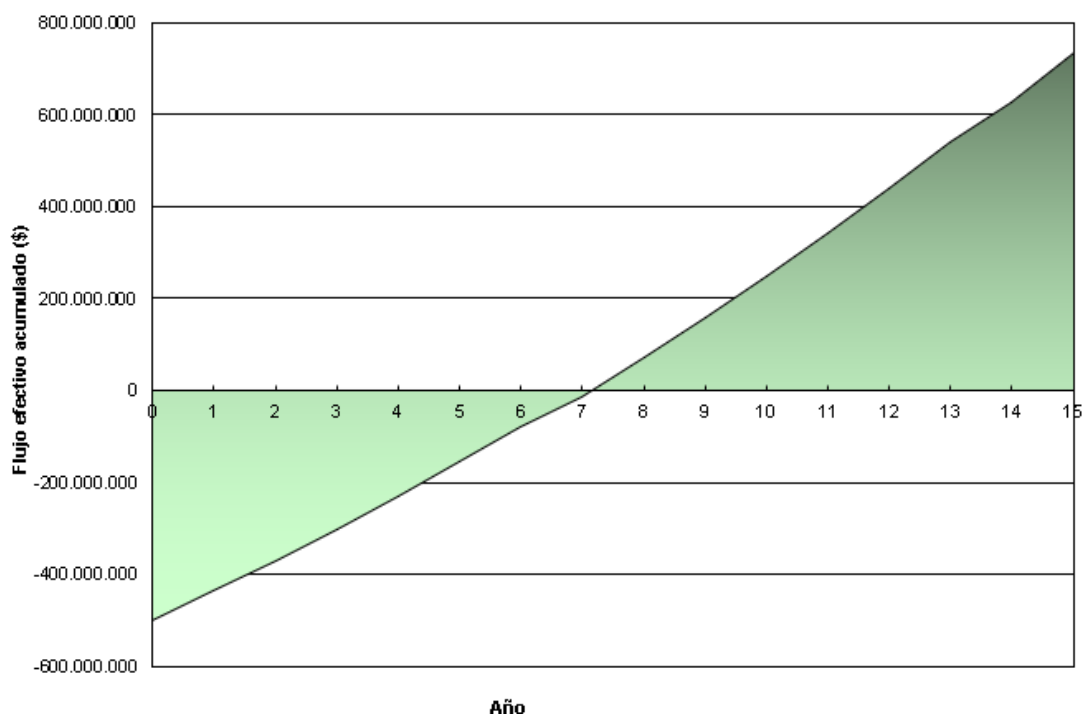


Gráfico de flujo de caja acumulado para proyecto con deuda.

Fuente: Simulación RETScreen

En la tabla 12 se puede notar un cambio comparado con tabla 11 del escenario anterior, el cual es que los flujos posteriores a la inversión se vieron reducidos gracias a los pagos de las cuotas, pero a la vez se puede apreciar, en el ilustración 16, como el acumulado cambia de negativo a positivo en un plazo menor que en el caso anterior, lo cual tiene su explicación en que el capital que debe recuperarse es menor, y las cuotas al estar distribuidas por todos los años, no afectan a los flujos de manera considerable permitiéndoles recuperar el capital rápidamente. A primera vista se puede indicar que el payback estará alrededor de los 7 años, más de medio año antes que el primer caso.

Sobre los indicadores financieros, estos al igual que en el primer caso, se encuentran señalados en el cuadro de viabilidad financiera presentado en la ilustración 17 a continuación:

Ilustración 23

TIR antes de impuestos - capital	%	12,7%
TIR antes - impuestos - activos	%	8,1%
TIR luego de impuestos - capital	%	12,7%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	8,1%
Pago simple de retorno del capital	año	8,6
Repago - capital	año	7,2
Valor Presente Neto (VPN)	\$	21.279.949
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año	3.124.412
Relación Beneficio-Costo		1,04
Cobertura - servicio de deuda		4,97
Costo de reducción de GEI	\$/tCO ₂	Sin reducción

Viabilidad financiera del proyecto con deuda.

Fuente: Simulación RETScreen

Desglosando este cuadro se puede explicar independientemente cada indicador para posterior, entregar una conclusión gracias a su análisis conjunto.

Para partir, este escenario posee un TIR con un valor de 12,7%; cifra que supera la tasa de descuento exigida por ASMAR, lo que se interpreta como que la empresa sería capaz de exigirle mas al proyecto y seguiría obteniendo beneficios, por lo que existe una holgura que se traduce en mayores beneficios. Se debe mencionar que este proyecto al no estar afecto a impuestos, la TIR antes y después de impuestos posee el mismo valor.

Continuando se tiene el repago o payback nuevamente, el cual señala que el capital invertido inicialmente estaría siendo recuperado a los 7,2 años, aproximadamente los 7 que se podían ver en el gráfico anteriormente mostrado. Esto permite a la empresa obtener beneficios los siguientes 7,8 años, independientes de la cantidad.

Se llega al VAN, o valor actual neto, indicador relevante para este análisis, el cual en esta ocasión entrega un valor positivo de \$21.279.949, monto que puede desprenderse de los ahorros anuales calculados por el mismo programa, los cuales son de \$3.124.412, pero que se ven afectados por la tasa de inflación entre otros. Que el VAN en este escenario sea positivo representa que el proyecto por un lado está generando valor para la empresa, al realizar un trabajo que disminuye sus costos, mientras que a la vez significa que las ganancias que entrega la implementación de la turbina están por sobre la tasa exigida por ASMAR, corroborado gracias al TIR.

Como extra igualmente se tiene la relación beneficio-costos, que muestra un índice de 1,04 lo que se traduce en un 4% más de beneficios con respecto a los costos; Este porcentaje podría ser catalogado de inferior, pero al tratarse de un proyecto que involucra más de 500 millones de pesos, un 4% no es despreciable.

Para finalizar se presenta el costo de reducción de los gases de efecto invernadero (GEI), los cuales siguen sin presentar una reducción ya que no se han cambiado las características de la maquinaria utilizada.

Es así como la interpretación individual de todos los indicadores presentados en la ilustración 17 dan la posibilidad de obtener una conclusión sobre este escenario para ser entregada a ASMAR Magallanes, la cual señalaría que el proyecto como primer punto

relevante entrega beneficios por sobre la exigencia de la compañía, obteniendo una tasa de retorno superior que les permitiría ser aún más exigentes, pero no sería recomendable al poseer ya una tasa de descuento superior al 10%, que podría ser considerado su límite inferior al ser una empresa de gran tamaño; también cabe resaltar que el capital se recuperara antes de la mitad del ciclo de vida del proyecto. Por estas razones, la implementación de esta turbina generadora sería recomendable para la empresa, al ser factible económicamente, entregando beneficios por sobre lo esperado, con una proporción del 4%, pero se debe destacar un punto negativo con respecto a la implementación, el cual está asociado a la contaminación generada por la turbina, la cual supera el caso base y podría presentar problemas si se llega a conocer por parte de las instituciones de contaminación.

5.3 Comparación de los posibles escenarios

Posterior a las conclusiones individuales de cada posible decisión que tienen a su disposición en ASMAR Magallanes, se entregara un resumen mostrando los principales resultados de ambos estudios.

Efectivamente existe un escenario que muestra un futuro prometedor respecto al otro, el cual es financiar el proyecto solicitando un préstamo del 25% el cual será pagado a lo largo de los 15 años. Esto gracias a los siguientes indicadores:

Tabla 7

Comparación Resultados por Escenario

	Escenario Proyecto	
	Sin Préstamo	Con Préstamo
VAN	\$-36.108.871	\$21.279.949
TIR	11,10%	12,70%
Beneficio-Costo	0,95	1,04

Fuente: Elaboración Propia

Con estos cuadros anteriormente mostrados, se puede apreciar de mejor manera la diferencia de escenarios. En la tabla 13 se observa como en el segundo escenario se obtiene un VAN positivo en comparación al primero, generando ganancias y valor para la empresa efectivamente. De igual manera se tienen comparados los TIR, donde la diferencia es de un 1,4% pero se debe destacar que para el escenario sin préstamo el valor esta por debajo de la tasa de descuento exigida por la empresa, mientras que en el escenario con préstamo este sobrepasa lo exigido. Y, para terminar, el escenario financiado con préstamo obtiene un 4% mas de beneficios con respecto de los costos, mientras que en el caso 100% financiado por parte de ASMAR se tienen perdidas por un 4%. Es así como es innegable que la segunda opción para la empresa es la mas adecuada para realizar un análisis de sensibilidad y considerar su implementación, a pesar de que no disminuya la contaminación, gracias a que los indicadores están por sobre los límites exigidos para el caso con préstamo y a su vez la contaminación extra se puede considerar reducida respecto a otros proyectos de empresas de igual envergadura.

6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con los escenarios analizados, cada uno con sus indicadores financieros correspondientes, se procede a realizar un análisis de sensibilidad estático, donde se buscará ver el efecto que tienen las variaciones de ciertos parámetros considerados relevantes para el proyecto, como lo son el precio del combustible, la tasa de descuento, tasa de interés, la relación de la deuda, entre otras.

El programa RETScreen entrega un análisis de este tipo, donde se señalan un conjunto de parámetros a modificar, los cuales pueden ser combinados para ver su efecto conjunto. Por otro lado, la variación de estos parámetros viene dado en porcentaje, tomando como referencia el valor entregado originalmente al programa, y a partir de este realizar cuatro variaciones iguales al porcentaje entregado, dos hacia arriba y dos hacia abajo; Esto es un punto relevante ya que, si se deseara conocer los puntos exactos donde el VAN es cero, por ejemplo, se debe interpolar en base a las tablas obtenidas.

El programa de simulación entrega la variación tanto del VAN, TIR y payback, pudiendo ver posibles combinaciones que mantengan al proyecto como rentable, esto se verá representado en los siguientes cuadros.

6.1 Variaciones Valor Presente Neto

Para los análisis de sensibilidad de los tres indicadores principales, se decidió combinar en dos grupos, cuatro parámetros que el programa permitía variar, ellos son la “relación de deuda”, “tasa de interés de la deuda”, “costo de combustible del caso propuesto” y “tarifa de exportación de electricidad”.

En el primer grupo se comparan los dos parámetros primeramente mencionados, al estar relacionados con el préstamo. La relación de la deuda indicaría cuanto porcentaje del costo inicial sería solicitado como préstamo, pudiendo existir escenarios donde no se acepte el préstamo del 25% originalmente considerado y otros donde permitan un mayor monto. Por otro lado, la tasa de interés de la deuda varía dependiendo del monto solicitado y al ente con el que se está llevando el acuerdo, en este caso se podría considerar un banco.

El rango de sensibilidad se estipuló en un 25% a pesar de que ciertos parámetros podrían tener límites mayores a los que se estarán mostrando, pero se está considerando que las posibles variaciones no serán tan drásticas para esta empresa al tratarse de un proyecto no realizado anteriormente.

En total se obtienen 25 combinaciones, las cuales se muestran en la siguiente imagen.

Tabla 8

Análisis de sensibilidad VPN 1

Relación de deuda		Tasa de interés de la deuda				%
		3,75%	4,38%	5,00%	5,63%	6,25%
		-25%	-13%	0%	13%	25%
19%	-25%	13.724.958	10.366.153	6.932.744	3.426.291	-151.577
22%	-13%	22.030.597	18.111.990	14.106.346	10.015.485	5.841.306
25%	0%	30.336.235	25.867.828	21.279.949	16.604.679	11.834.188
28%	13%	38.641.873	33.603.665	28.453.552	23.193.873	17.827.071
31%	25%	46.947.511	41.349.502	35.627.154	29.783.066	23.819.953

Fuente: Simulación RETScreen

Como se puede observar en el cuadro anterior, la relación de deuda está siendo analizada entre el 19% y el 31%, mientras que la tasa de interés entre el 3,75% y el 6,25%. Cabe destacar que algunos parámetros no lograron presentar ciertos valores señalados en este análisis de forma simultánea, por temas de relación. Un ejemplo de esto es que la

relación de la deuda aumente significativamente, lo que provendría de una oportunidad de solicitar un préstamo mayor, pero que se combine con la menor tasa de interés mostrada, ya que se estaría hablando de montos superiores a los 100 millones de pesos, a lo cual normalmente se le asocia una tasa que refleje la importancia de dicho monto, aunque existan instituciones que logran obtener tasas menores al ser confiables, no es un escenario que sea realista en un principio.

Ya observando los resultados de las distintas combinaciones, se puede apreciar como en solo una el VPN pasa a ser negativo, que es un caso en donde el monto solicitado sería inferior a lo presupuestado mientras que a la vez la tasa de interés aumentaría, en dicho escenario sería recomendable no llevar a cabo el proyecto. En todo otro caso el VPN resulta ser positivo y se puede apreciar como existe una tendencia al aumento a medida que estos dos parámetros comparados aumentas proporcionalmente.

Por otro lado, se tiene el segundo grupo de parámetros que afectan al VPN, que se encuentran directamente relacionados con el tema de combustibles utilizados. El precio del combustible del caso propuesto, en este caso corresponde al gas natural, el cual fue obtenido de la empresa distribuidora, pero este valor se puede ver afectado en periodos específicos aumentando o disminuyendo su valor inesperadamente, mientras que la tarifa de exportación de electricidad influirá en cuanta ganancia extra obtendrá la empresa por la energía generada y no utilizada, es un punto importante para el análisis, ya que anualmente lo recuperado no es insignificante para recuperar el capital invertido.

Tabla 9

Análisis de sensibilidad VPN 2

Costo de combustible - caso propuesto		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
\$		36.000,00	42.000,00	48.000,00	54.000,00	60.000,00
		-25%	-13%	0%	13%	25%
93.364.052	-25%	190.585.670	233.327.390	276.069.110	318.810.830	361.552.550
108.924.728	-13%	63.191.089	105.932.810	148.674.530	191.416.250	234.157.970
124.485.403	0%	-64.203.491	-21.461.771	21.279.949	64.021.669	106.763.389
140.046.078	13%	-191.598.072	-148.856.352	-106.114.632	-63.372.912	-20.631.192
155.606.754	25%	-318.992.652	-276.250.932	-233.509.212	-190.767.492	-148.025.772

Fuente: Simulación RETScreen

En la tabla se observa que el precio del gas natural se encuentra expresado en el total requerido en el año, por lo que no se aprecia directamente el precio por metro cubico como se indicó en otras secciones.

Se puede apreciar como en 13 de las 25 combinaciones el valor presente neto logra obtener valores positivos, y que, a su vez, el escenario base considerado para este proyecto es el que obtiene menores beneficios entre todos. Una disminución del precio del combustible aumenta significativamente el VPN, por lo que se podría considerar como un parámetro clave y que generaría riesgos; Cabe destacar que ambos parámetros a pesar de estar relacionados en el tema de combustibles, sus variaciones no necesariamente se ven correlacionadas, ya que la tarifa de exportación proviene del precio de compra del kWh de energía eléctrica, por lo que escenarios donde la tarifa aumente mientras se mantiene el precio del combustible o por otro lado, que el precio del gas natural disminuya manteniéndose la tarifa, son factibles de considerar.

6.2 Variaciones TIR

Al igual que con el VPN, el rango de sensibilidad se dejó en 25% para ver los efectos que producían en este caso en la TIR, y poder sacar conclusiones al comparar con los resultados de los escenarios del VPN.

Tabla 10

Análisis de sensibilidad TIR 1

Relación de deuda		Tasa de interés de la deuda				%
		3,75%	4,38%	5,00%	5,63%	6,25%
		-25%	-13%	0%	13%	25%
19%	-25%	12,4%	12,3%	12,2%	12,1%	12,0%
22%	-13%	12,7%	12,6%	12,5%	12,3%	12,2%
25%	0%	13,0%	12,9%	12,7%	12,6%	12,4%
28%	13%	13,3%	13,2%	13,0%	12,8%	12,6%
31%	25%	13,7%	13,5%	13,3%	13,1%	12,9%

Fuente: Simulación RETScreen

En la tabla 16 se presenta un cuadro similar a los anteriormente mostrados, con 25 escenarios posibles en base a las combinaciones de los parámetros analizados, pero en este caso los resultados representan la TIR. Inicialmente, este indicador poseía un valor de 12,7% superior al 12% exigido por la empresa, por lo que se estaría esperando no llegar a un escenario con una tasa interna de retorno inferior, pero se puede observar como no existe una combinación, dentro del rango de sensibilización, que entrega un TIR inferior al 12%, llegando a encontrar solo uno donde este indicador obtiene el valor limite justo, cuando la relación de deuda es la menor posible y la tasa de interés lo mayor posible; Dicha combinación resulta ser la única que obtenía un VPN negativo en el análisis anterior, por lo que este indicador a pesar de tener un valor de 12% no es suficiente para tomar una decisión.

Tabla 11

Análisis de sensibilidad TIR 2

Costo de combustible - caso propuesto		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
\$		36.000,00	42.000,00	48.000,00	54.000,00	60.000,00
		-25%	-13%	0%	13%	25%
93.364.052	-25%	18,1%	19,4%	20,6%	21,9%	23,1%
108.924.728	-13%	14,1%	15,5%	16,8%	18,1%	19,4%
124.485.403	0%	9,8%	11,3%	12,7%	14,1%	15,5%
140.046.078	13%	4,8%	6,5%	8,2%	9,8%	11,3%
155.606.754	25%	-1,5%	0,8%	2,9%	4,8%	6,6%

Fuente: Simulación RETScreen

El segundo análisis del indicador TIR es el presentado en la tabla 17, donde se repite lo mismo que con el indicador VPN, obteniendo 13 combinaciones superiores a lo deseado, en este caso un TIR de 12%, apreciándose nuevamente como un cambio en el precio del combustible del caso propuesto, es decir el gas natural, lleva consigo una mayor variación en los indicadores que un cambio en la tarifa de exportación, sin pasar a ser esta última insignificante, ya que en casos de lograr aumentar puramente la tarifa sin involucrar el combustible, los beneficios se verán incrementados significativamente.

6.3 Variaciones Payback

Para finalizar el análisis de sensibilidad, se propuso verificar como se ve afectado el Payback o repago de capital, es decir, los años necesarios para que el proyecto permita en base a sus ganancias recuperar el capital invertido.

Tabla 12

Análisis de sensibilidad Repago 1

Relación de deuda		Tasa de interés de la deuda				%
		3,75%	4,38%	5,00%	5,63%	6,25%
%		-25%	-13%	0%	13%	25%
19%	-25%	7,2	7,3	7,3	7,3	7,4
22%	-13%	7,1	7,2	7,2	7,3	7,3
25%	0%	7,0	7,1	7,2	7,2	7,3
28%	13%	6,9	7,0	7,1	7,1	7,2
31%	25%	6,8	6,9	7,0	7,1	7,1

Fuente: Simulación RETScreen

En estos recuadros, tanto en la tabla 18 como la 19, a pesar de mostrar los resultados en color rojo, no quiere decir que sean valores negativos para el proyecto, ya que su interpretación viene dada por la empresa que llevara a cabo el proyecto y su esperanza para recuperar su capital.

Primeramente, en la tabla 18 se puede apreciar como el repago ronda los 7 años, por lo que ASMAR tendrá que tener en consideración este punto, donde casi la mitad del proyecto se basara en recuperar su inversión y el resto del tiempo observaran los beneficios. Es de esperarse que mientras más financiado se encuentre el proyecto, si la tasa de interés va acorde con el monto, el repago se mantendrá constante, pero en caso de lograrse acuerdos para obtener mayores prestamos con menores tasas, los años se verán disminuidos entregando más tiempo de beneficios, por el contrario, si los prestamos solo se logran con tasas elevadas, el tiempo se verá incrementado pero no en gran medida, como se puede desprender de la imagen, donde el incremento estaría visto en meses.

Tabla 13

Análisis de sensibilidad Repago 2

Costo de combustible - caso propuesto		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
\$		36.000,00	42.000,00	48.000,00	54.000,00	60.000,00
		-25%	-13%	0%	13%	25%
93.364.052	-25%	5,4	5,1	4,9	4,6	4,4
108.924.728	-13%	6,6	6,1	5,7	5,4	5,1
124.485.403	0%	8,3	7,7	7,2	6,6	6,1
140.046.078	13%	11,0	10,0	9,1	8,3	7,7
155.606.754	25%	> proyecto	14,3	12,3	11,0	9,9

Fuente: Simulación RETScreen

En la última imagen del análisis de sensibilidad del proyecto, se puede ver nuevamente el gran efecto que tienen tanto el combustible del caso propuesto como la tarifa de exportación. A diferencia de la tabla 18, en la 19 el repago si varia significativamente llegando hasta el punto de superar la vida del proyecto.

Si se considera los resultados anteriores en base al VPN y TIR, y se observa el repago para los 13 escenarios factibles económicamente, se tiene que el caso estándar analizado en un inicio tiene el mayor tiempo de 7,2 años y el resto de las 12 combinaciones disminuyen su cantidad llegando a alcanza los 4,4 años para recuperar su capital, entregando así 10,6 años de beneficios, esto en el mejor escenario posible. Por el otro lado, y como ya se ha mencionado, un aumento en el combustible generaría complicaciones para el proyecto, obteniéndose un VPN negativo lo que se vería reflejado en los repagos que casi alcanzan la vida del proyecto, por lo que los beneficios no destacarían.

7. ANALISIS DE RIESGO

Ya para terminar todo el análisis que se ha llevado a cabo en torno al proyecto de implementar una turbina a gas natural para suministrar energía eléctrica a ASMAR Magallanes y verificar si es realmente factible económicamente, se tiene el análisis de riesgo entregado por el propio programa RETScreen, que permite observar como sería el posible comportamiento del proyecto, suponiendo que ciertos parámetros sean inciertos y al momento de llevarse a cabo, los valores que tomarían no sean exactamente los que se consideraron en un primer análisis.

Este análisis toma 8 parámetros de entrada clave, los cuales pueden o no ser considerados dentro de este análisis, dependiendo de su incertidumbre. El efecto que tiene cada uno de estos parámetros sobre los indicadores financieros es calculado por medio de una regresión lineal múltiple estandarizada en el indicador en cuestión.

El análisis de riesgo consta de una simulación de Monte Carlo, el cual toma alrededor de 500 posibles combinaciones de las variables de entrada, dentro del rango especificado por el usuario, de esta manera se obtienen 500 resultados para todos los indicadores financieros, pudiendo notarse cuales son los escenarios mas posibles, o cuanto sería el esfuerzo que se necesitaría para reducir la incertidumbre de ciertas variables y obtener mejores resultados.

El programa entrega ocho parámetros, con sus unidades correspondientes, el valor dado por nosotros y el rango en que es posible que varíe. Algunos de estos se pueden considerar constantes, ya que es información solicitada por la propia empresa, mientras que otros fueron calculados en base a promedios o estimaciones.

Ilustración 24

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	\$	667.650.086		667.650.086	667.650.086
Operación y Mantenimiento	\$	18.207.000		18.207.000	18.207.000
Costo de combustible - caso propuesto	\$	124.485.403	20%	99.588.322	149.382.483
Costo de combustible - caso base	\$	178.280.665	10%	160.452.598	196.108.731
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	48.000,00	20%	38.400,00	57.600,00
Relación de deuda	%	25%	30%	18%	33%
Tasa de interés de la deuda	%	5,00%	30%	3,50%	6,50%
Duración de deuda	año	15		15	15

Parámetros para análisis de riesgo

Fuente: Simulación RETScreen

Como se puede observar en la imagen anterior, solo los parámetros relacionados con los combustibles y la deuda fueron considerados como variables, ya que los costos iniciales, los costos de operación y mantenimiento y la duración de la deuda se están considerando constantes, al haber sido calculados en base al trabajo necesario y que el tiempo del proyecto no se modificara.

Los parámetros de electricidad, tanto el costo como la tarifa de exportación, se le propuso un rango del 20%, ya que el costo indicado en un principio era una estimación en base a la tendencia de los precios a lo largo de los años, en donde era capaz de notarse precios que rondaban entre los mas y menos 20% del precio original, en este caso 80 [\$/KWh], y a su vez como la tarifa vienen dada en base al costo del KWh, este también considero una posible variación del 20% para estar acorde. Para el costo del gas natural, al observar que sus variaciones no son de gran medida, pero queriendo tener en consideración posibles fluctuaciones no esperadas, se considero un rango del 10%, valor no despreciable al tener en cuenta la gran cantidad de combustible que requiere el proyecto. Terminando la imagen con los parámetros de la deuda, los cuales son capaces de tener un rango más difícil de estimar, ya que dependen de la entidad a la que se le solicite el préstamo; Se pensó que la deuda podría llegar a cubrir un 30% de la deuda en un escenario mas optimista, por lo

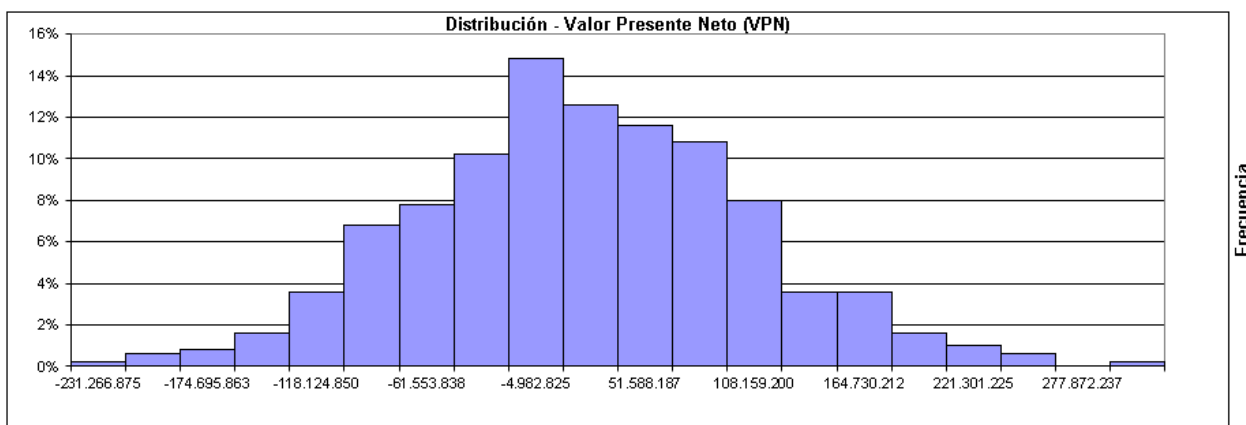
que el rango estipulado fue del 30% a pesar de que no se considere muy posible que el préstamo alcance el valor mas bajo, y de esta forma se llego a decidir el rango para la tasa de interés, que resulta ser de un 30% igualmente para que aumentes proporcionalmente, a pesar de que no siempre ocurre esto.

Ya con todos los rangos decididos, el programa entrega la distribución con la que se comporta el valor presente neto en sus posibles combinaciones, señalando a su vez la mediana y el intervalo de confianza en el que se ve envuelto en base al nivel de riesgo decidido. Aquí este nivel de riesgo se dejo en 10% como recomendación del programa mismo.

Ilustración 25

Mediana
Nivel de riesgo
Mínimo en intervalo de confianza
Máximo en intervalo de confianza

\$	18.962.265
%	10,0%
\$	-116.754.042
\$	161.738.109



Distribución VPN

Fuente: Simulación RETScreen

En base a la ultima imagen, se puede indicar gracias al grafico de barras, que el valor presente neto del proyecto se comporta como una distribución normal, lo que permitiría controlarla y predecir ciertos posibles sucesos. También se puede señalar que el

proyecto en las condiciones base indicadas, obtiene un VPN mayor a la mediana. Y finalmente que el rango de confianza alcanza tanto valores positivos y negativos, que llegan a ser hasta 7 veces el valor del VPN obtenido con las condiciones base.

8. ANEXOS

1. Caso base del sistema eléctrico (Línea base)

Ilustración 26

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Factor emisión de CO ₂ kg/GJ	Factor emisión de CH ₄ kg/GJ	Factor emisión de H ₂ O kg/GJ	Eficiencia en la Generac. de electricidad %	Pérdidas T y D %	Factor emisión de GEI tCO ₂ /MWh
Petróleo Diesel (#2)	21,0%	74,1	0,0030	0,0006	28,4%	5,0%	0,993
Gas natural	79,0%	56,1	0,0010	0,0010	40,8%	7,0%	0,536
Balance de la electricidad	100,0%	174,6	0,0044	0,0026		6,6%	0,632

Fuente: Simulación RETScreen

2. Resumen del sistema GEI en caso base (Línea base)

Ilustración 27

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Factor emisión de CO2 kg/GJ	Factor emisión de CH4 kg/GJ	Factor emisión de N2O de GJ	Consumo de combustible		Factor emisión de GEI		Emisiones GEI tCO2
					MWh	tCO2/MWh	tCO2/MWh	tCO2	
Gas natural	39,0%	56,1	0,0010	0,0010	1.833	0,203	0,203	372,3	
Electricidad	61,0%	174,6	0,0044	0,0026	2.863	0,632	0,632	1.808,6	
Total	100,0%	128,3	0,0031	0,0019	4.696	0,464	0,464	2.180,9	

Fuente: Simulación RETScreen

3. Resumen del sistema GEI caso propuesto

Ilustración 28

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Factor emisión de CO2 kg/GJ	Factor emisión de CH4 kg/GJ	Factor emisión de N2O kg/GJ	Consumo de combustible MWh	Factor emisión de GEI tCO2/MWh	Emisiones GEI tCO2
Gas natural	97,2%	56,1	0,0010	0,0001	9,904	0,202	2,002,2
Electricidad	2,8%	174,6	0,0044	0,0026	284	0,632	179,4
Total	100,0%	59,4	0,0011	0,0002	10,188	0,214	2,181,6
Electricidad exportada a la red	MWh	870		Pérdidas T y D 5,0%	44	0,632	27,5
					Total		2,209,0

Fuente: Simulación RETScreen

4. Resumen reducción de emisiones GEI

Ilustración 29

	Caso base emisiones de GEI tCO2	Caso propuesto emisiones GEI tCO2	Reducción anual bruta de emisiones GEI tCO2	Derechos de transacción por créditos GEI %	Reducción de emisiones GEI anual neta tCO2
Proyecto de calentam. y electricidad combinados	2.180,9	2.209,0	-28,1		-28,1
Reducción de emisiones GEI anual neta	-28,1	tCO2	es equivalente a	-5,1	Autos y camiones livianos no utilizados

Fuente: Simulación RETScreen

9. REFERENCIAS

- SEPÚLVEDA GONZÁLEZ, S. (2012). *Cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción de la cerveza Ámbar Lager en la cervecería Bespoke*. Puerto Montt.
- TAIVO RODRÍGUEZ, M. (2015). *EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO EN UNA VIVIENDA SOCIAL TIPO PARA LA INCORPORACIÓN DEL IMPACTO DE CAMBIO CLIMÁTICO A LA REGLAMENTACIÓN TÉRMICA NACIONAL*. Santiago.
- Agostini, C. A., Plottier, M. C., & Saavedra, E. H. (2009). *La Demanda Residencial por Energía Eléctrica en Chile*. Chile.
- Aldana Urrca, A., & Grueso Castillo, J. (2016). *Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica*. Colombia.
- Asenjo, S. (2001). *Control de Turbinas de Gas y Vapor*. España: ISA.
- Campodónico, H. (1998). *LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y LAS MODALIDADES DE REGULACIÓN EN AMÉRICA LATINA*. Santiago de Chile: CEPAL.
- Capella Castro, M., & Vásquez Santos, D. (2000). Alternativas para incrementar la eficiencia y capacidad de las turbinas de gas. En U. d. Norte, *Ingeniería y Desarrollo* (págs. 89-98). Barranquilla, Colombia.
- CERE-UMAG. (2015). *ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE MATRIZ ENERGÉTICA*. Punta Arenas.
- Chile, M. d. (2 de Septiembre de 2008). *huelladecarbono.minenergia.cl*. Recuperado el 26 de Octubre de 2018, de Factores de emisiones para combustibles utilizados en Chile: <http://huelladecarbono.minenergia.cl/combustible-chile>
- Electricidad. (9 de Diciembre de 2014). *Energía consumida e inyectada tendrán el mismo valor con ley de generación distribuida*. Recuperado el 27 de Octubre de 2018, de revistaei.cl: <http://www.revistaei.cl/2014/12/09/energia-consumida-e-inyectada-tendran-el-mismo-valor-con-ley-de-generacion-distribuida/#>
- Electricidad. (3 de Diciembre de 2014). *Radiografía a la ley de generación distribuida*. Recuperado el 28 de Octubre de 2018, de Revistaei.cl: <http://www.revistaei.cl/reportajes/radiografia-la-ley-de-generacion-distribuida/>
- Espejo Marín, C., & Capel Molina, J. (2007). *EL GAS EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA*. Murcia.

- Flores, M., Torres, J., Rodríguez, J., & Alcaraz, A. (2010). Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros. *Información tecnológica*, 21(3), 13-25.
- Fosco, C., & Saavedra, E. (2003b). *Sustituibilidad de Energéticos y La Política (Des)Regulatoria del Gas Natural en Chile*.
- Gershenson, A. (2003). El problema del gas natural y las alternativas. *El Cotidiano*, vol. 19(117), 68-74.
- Heres Del Valle, D. R. (2015). *El cambio climático y la energía en América Latina*. Santiago de Chile: CEPAL.
- IDAE. (2014). *FACTORES DE EMISIÓN DE CO2 Y COEFICIENTES DE PASO DE ENERGÍA PRIMARIA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDAS EN EL SECTOR DE EDIFICIOS DE ESPAÑA*. España.
- Kozuji, R. (2004). *La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados*. Santiago de Chile: CEPAL.
- Lugo, R., Zamora, J. M., Salazar, M., & Toledo, M. (2009). Relaciones de Presiones Óptimas de los Ciclos Complejos de las Turbinas de Gas. *Información Tecnológica*, 20(6), 137-151.
- Mantilla, J., Acevedo, H., Duque, C., Galeano, C., & Carrion, S. (Marzo de 2009). Proyección de costos de un bus articulado con motor deidcado a gas natural para ser utilizado en los sistemas de transporte masivo de colombia. *Dyna*, 76(157), 61-70.
- Opex Energy. (16 de Diciembre de 2009). *Ciclos Combinados*. Recuperado el 26 de Octubre de 2018, de opex-energy.com: http://opex-energy.com/ciclos/principios_de_Gas_CTCC.html#2._CLASIFICACION_DE_LAS_TURBINAS_DE
- O'Ryan, R., de Miguel, C., Pereira, M., & Lagos, C. (2008). *Impactos económicos y sociales se shocks energéticos en Chile: un análisis de equilibrio general*. Santiago de Chile: CEPAL.
- PNDU SDP. (2013). *ESCENARIO LÍNEA BASE DE EMISIONES GEI DEL SECTOR GENERACION ELÉCTRICA Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD*.
- Saavedra, E., & Fosco, C. (2003a). *Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado*.
- Saavedra, E., & Fosco, C. (2003a). *Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado Liberalizado*.
- Serrano, J. C., & Carranza, Y. A. (Diciembre de 2005). Analisis Teórico de la Combustión en Quemadores de Gas Natural. *Scientia Et Technica*, 11(29), 139-143.

- Silva Abarca, N. (2017). *IMPACTO ECONOMICO EN PARQUES EOLICOS PROVOCADOS POR LAS VARIACIONES DE PRECIOS DE LA ENERGIA LUEGO DE LA UNIÓN SIC-SING*. Valparaíso.
- Sosa, M. I., & Fushimi, A. (2000). La cogeneración en el contexto de las tecnologías de conversión energética del futuro. *Averma, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 4, 01-07.
- Taivo Rodríguez, M. (2015). *EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN UNA VIVIENDA SOCIAL TIPO PARA LA INCORPORACIÓN DEL IMPACTO DE CAMBIO CLIMÁTICO A LA REGLAMENTACIÓN TÉRMICA NACIONAL*. Santiago.
- VIDA, E. M. (02 de Julio de 2017). *AGENDA Vida*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2017, de Sitio Web El Mostrador: <http://www.elmostrador.cl/agenda-pais/vida-en-linea/2017/07/02/chile-mas-renovable-la-transicion-a-las-energias-limpias/>