



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE COGENERACIÓN PARA LA EMPRESA
MINERA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

FELIPE IGNACIO DÍAZ CÉLÈRY

**PROFESOR GUÍA:
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
ALFREDO BERNAL ROJAS**

**SANTIAGO DE CHILE
SEPTIEMBRE 2009**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: FELIPE DÍAZ CÉLERY
FECHA: 07/10/2009
PROF.GUÍA: Sr. CRISTIAN HERMANSEN R.

“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE COGENERACIÓN PARA LA EMPRESA MINERA”

El objetivo general del presente trabajo de título es llevar a cabo un análisis técnico económico y regulatorio sobre la operación de una central de cogeneración a partir de calor residual de procesos de fundición de concentrado de cobre realizados en las faenas de la División Chagres de la Compañía Minera Anglo American Chile, con el fin de aumentar la eficiencia de sus procesos y asegurar un suministro a sus consumos. Este esquema de cogeneración corresponde a producir vapor a partir del calor emanado por los hornos de fundición y recuperar su energía mediante una turbina bajo un ciclo de Rankine regenerativo, la cual es capaz de generar en sus bornes una potencia eléctrica bruta de 12,4MW eléctricos y una potencia térmica de 4,4MW para aplicaciones mineras que requieran calor. La futura expansión de la División dará la oportunidad de implementar este sistema.

En el trabajo se realizó un análisis de las principales tecnologías de cogeneración y sus diferentes aplicaciones, ventajas y desventajas. Posteriormente, se incluye un análisis de la legislación internacional referente a la operación, conexión y planes de negocio de estas unidades.

El trabajo incluye un análisis regulatorio de los principales aspectos que involucra la operación de una unidad de este tipo como generador conectado a la red en Chile, con el fin de determinar las bases para la evaluación económica que compare los beneficios de operar en este esquema como Anglo Power (Empresa de Generación de Energía de Anglo American Chile) y el modelo de negocio como isla parcial. El análisis incluye los derechos y obligaciones, remuneración por energía y potencia, uso del sistema de transmisión, obligaciones técnicas de calidad y seguridad de servicio además de obligaciones ambientales, destacando principalmente la aplicación de la normativa especial para proyectos que clasifican como energía no convencional en el pago de peajes, realizándose simulaciones para estimar su futura participación.

Finalmente se realiza una evaluación económica de los principales escenarios (Generador e Isla Parcial) con diferentes consideraciones de operación e inversión y un análisis de sensibilidad, bajo supuestos contractuales, para determinar los parámetros que más afectan la rentabilidad de ambos modelos.

Ambos modelos de negocios resultaron rentables bajo los supuestos hechos, pese a la alta inversión que significa su implementación, utilizados donde el caso de Isla Parcial fue el que entregaba un VAN mayor y un plazo de recuperación de la inversión menor. Se concluye que los proyectos de este tipo resultan rentables tanto para comercializar la energía a la red y para autoconsumo, siempre y cuando se disponga de una energía residual de procesos, abundante, confiable y con métodos baratos que sirvan para su utilización. Cabe destacar que los resultados podrían ser más favorables si la legislación nacional considerara las externalidades positivas que los proyectos de cogeneración aportan al desarrollo sustentable de la industria, como es en caso de otros países, donde el precio de venta de la energía cogenerada recibe primas y adicionalmente se entregan subsidios para la inversión.

Agradecimientos

Pocas son las veces en la vida en que uno agradece de corazón. Más allá de agradecer por ayudar a lograr un objetivo específico, sino agradecer por conformar los pilares en que se basa la existencia. Sin duda mi familia y mis amigos son quienes sostienen mí sonreír al mirar hacia pasado, con alegría y conformidad extrema.

Dedico el fin de esta etapa en primer lugar a mis padres, quienes les debo todo lo que soy, por todo el apoyo y amor incondicional presente en todos los pasos que he dado en mi vida, sobre todo por creer en mí y alentarme a realizar todo lo que me he proyectado desde pequeño. En especial por el sacrificio, abnegación, humildad, honestidad y compromiso con el resto que me inculcó mi madre y por el espíritu de superación, convicción propia, la capacidad de concretar sueños y la responsabilidad que me entrego mi padre. Creo que no hay nada suficiente que pueda hacer en esta vida para retribuirles todo lo que me han entregado, siendo mi mayor orgullo el hecho que la vida me los haya entregado como Padres.

A mi hermana y hermano, por estar siempre junto a mí en las buenas y en las malas, a ambos les deseo la mayor de las suertes en las etapas que están viviendo y que les resten por concretar. Gracias por conformar una familia hermosa y unida.

Agradezco en gran parte al diverso grupo de amigos que me acompañó durante mi vida universitaria. A mis compañeros que mantengo del Instituto Nacional, a los que seguimos siendo compañeros en la Universidad y a los que logre conocer ahí. Gracias por hacer de estos años un océano de excelentes recuerdos, basados en el sin fin de celebraciones, brindis, estupideces, tonteras, viajes, tallas y carcajadas. En especial a aquellos que siempre se preocuparon de mi progreso, preguntaron con sinceridad como me iba, me ayudaron y me entregaron un consejo. Por nombrar a algunos: Cristian, José, Daniel, Sergio, Gonzalo, Miguel, Gabriel, Juan, Chico, Javier, Correa, Ricardo, Diego, Ña, Wilson, Fabián, Daniela, Carrillo, Pineda, Emerson. Todos son personas brillantes y les deseo lo mejor en todos los ámbitos de la vida.

Al finalizar este largo camino académico quiero agradecer a distancia a todos los profesores que han dado vida al Instituto Nacional y su valiosa labor de engrandecer la educación chilena, entregando todo el coraje para creer en nosotros mismos y así vencer cualquier obstáculo (“Labor Omnia Vincit”). Sin duda me siento muy afortunado de poder haber sido parte de sus aulas y recibir una excelente educación a costo cero.

Doy un inmenso agradecimiento a Anglo American Chile, por patrocinar este trabajo y en especial al Sr. Alfredo Bernal, por su simpatía, disposición, confianza y por los sabios consejos que me entregó durante mi estadía en la empresa.

Gracias a la Universidad de Chile y a mi Profesor Guía, el Sr. Cristian Hermansen por su orientación y tiempo entregado para poder realizar esta memoria.

Finalmente agradezco a todas aquellas personas que me alentaron a llegar hasta acá y que me dieron una palabra de fuerza, cariño o afecto cuando la necesité, aunque ya no estén cerca mío en la actualidad.

....A mis padres.

Índice

1.	Introducción.....	5
1.1	Motivación.....	5
1.2	Alcance.....	6
1.3	Metodología.....	6
1.4	Objetivos	7
1.4.1	Objetivos Generales.....	7
1.4.2	Objetivos Específicos	8
1.5	Estructura de la Memoria	8
2.	Conceptos y Aspectos Técnicos de la Cogeneración.....	9
2.1	Introducción.....	9
2.2	Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Cogeneración.....	10
2.3	Esquemas de Cogeneración.....	11
2.4	Mínimos básicos para sistemas de Cogeneración.....	12
2.5	Tecnologías de Cogeneración.....	12
2.5.1	Turbina a Vapor.....	12
2.5.2	Turbina a Gas	14
2.5.3	Otras Tecnologías Aplicadas a la Cogeneración	15
3.	Estudio del Mercado y Legislación Internacional y Nacional de la Cogeneración.	19
3.1	Situación Global	19
3.2	Cogeneración en el Mercado Eléctrico de España.....	20
3.3	Cogeneración en el Mercado Eléctrico de Alemania.....	23
3.4	Cogeneración en el Mercado Eléctrico del Estado de California de los EEUU.	27
3.5	Conclusiones del Análisis Regulatorio Internacional	30
3.6	Cogeneración en el Mercado Eléctrico de Chile	31
3.6.1	Marco Regulatorio de la Cogeneración en Chile.....	32
3.6.2	Modelos de Pequeños medios Generadores y no Convencionales	33
3.6.3	Grado de Participación de la Cogeneración en Chile	36
3.6.4	Conclusiones del Marco para la Cogeneración en Chile	37
4.	Sistema de Cogeneración Propuesto.....	38
4.1	Introducción.....	38
4.1.2	Motivación de la Compañía para Invertir en una Planta Cogeneradora.	38
4.2	División Chagres	38
4.2.1	Descripción General y Ubicación Geográfica	38
4.2.2	Proceso de Producción.....	39
4.2.3	Situación de Producción y Consumos, Actual y Proyectada.	39
4.2.4	Estructura Eléctrica de la División Proyectada.....	41
4.3	Fuentes de Energía Térmica	42

4.3.1 Fusión.....	43
4.3.2 Conversión.....	44
4.3.2 Planta de Ácidos.....	45
4.3.3 Vapor Disponible.....	46
4.4 Sistemas de Recuperación de Calor.....	47
4.4.1 Balance Energético.....	47
4.4.2 Ciclos Termodinámicos.....	47
4.4.3 Ciclo a Implementar.....	49
4.5 Otras Aplicaciones de Cogeneración.....	50
4.7 Grupo Turbina Generador a Utilizar.....	51
4.8 Modelación del Sistema Eléctrico.....	52
4.9 Estructuras y Emplazamiento.....	53
4.10 Operación del Sistema.....	54
4.10.1 Niveles de Producción de Vapor de la Caldera.....	54
4.10.2 Niveles de Producción de Potencia.....	54
4.10.3 Parámetros Operacionales.....	56
4.11 Resumen.....	57
5. Análisis Regulatorio de la Conexión y Operación de la Unidad.....	58
5.1 Clasificación de la Unidad.....	58
5.2 Derechos y Obligaciones Generales.....	59
5.3 Remuneración por Energía y Potencia.....	60
5.4 Determinación de Potencia de Suficiencia.....	61
5.5 Pago de Peajes.....	65
5.6 Exigencias y Obligaciones Técnicas.....	73
5.7 Exigencias Medioambientales.....	79
5.7.1 Ley Medioambiental.....	79
5.7.2 Mecanismos de Desarrollo Limpio.....	81
6. Análisis Económico de la Unidad.....	82
6.1 Alternativas de Negocio a Eléctrico a Implementar.....	82
6.2 Supuestos Generales Análisis de Costos, Ahorros e Ingresos.....	83
6.2.1 Costos.....	85
6.2.2 Ingresos o Ahorro Según cada Esquema.....	88
6.3 Resultados Generales.....	94
6.4 Análisis de Sensibilidad.....	97
6.4.1 Sensibilidad por Inversión.....	97
6.4.2 Sensibilidad por Precios de Energía, Potencia y Vapor.....	98
6.5 Evaluación Bajo un Escenario Ficticio de una Legislación Extranjera.....	104
6.6 Cumplimientos de Metas de Eficiencia de Anglo American.....	104
7. Conclusiones.....	106

1. Introducción

1.1 Motivación

La demanda energética de la Industria minera en Chile alcanza un porcentaje importante del total consumido por el país, debido a ser un sector clave en la economía nacional.

Cabe señalar que la participación de la minería del cobre en el consumo de electricidad ha ido creciendo desde el 27,1% de la generación eléctrica bruta nacional del año 1995, a un 29,6% en el año 2006. Por cierto que la mayor importancia de la minería del cobre radica en el Norte de Chile donde explica más del 82% de las ventas netas del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) [1].

La incorporación del gas natural a la matriz energética nacional a mediados de los '90, tuvo un positivo impacto en el desarrollo minero, lo cual significó un abastecimiento de electricidad a costo menor. Sin embargo, las crisis actuales de suministro de este combustible han impactado negativamente en los sistemas de generación tanto en el Norte Grande como en la Zona Central, donde para asegurar el suministro otros combustibles como el carbón retomaron su factor relevante en la matriz energética nacional, además del Diesel, para la operación dual de las centrales de GN.

Estos combustibles alternativos presentan precios en alza, desarrollando un aumento en el precio de la energía eléctrica, sumado a la incertidumbre de disponibilidad de la matriz hidroeléctrica debido a sequías que ponen en riesgo la confiabilidad de suministro en la industria minera conectada al SIC, con un respectivo impacto económico negativo.

Es importante destacar que actualmente la opinión pública nacional, así como organizaciones internacionales, cada vez ejercen mayor presión sobre los sectores productivos en torno a problemáticas ambientales, sobre todo en los procesos de generación de energía eléctrica, donde los proyectos más cuestionados son los termoeléctricos en base a carbón, dadas sus emisiones y así también los grandes proyectos hidroeléctricos de embalse por la alteración que sufren sus ecosistemas adyacentes. Adicionalmente alternativas en energías renovables no convencionales son bien recibidas por estos agentes y cualquier otra alternativa que conlleve a una mayor eficiencia de los recursos.

Estas problemáticas inciden en que algunas compañías mineras comiencen a cuestionar su futura seguridad de suministro y, al mismo tiempo, buscar una optimización de costos, basada en planes de eficiencia energética de consumos, como una estrategia crucial, dando origen a que las grandes representantes del rubro emprendan un alejamiento de la costumbre de dejar en manos de terceros el abastecimiento eléctrico de su industria, tomando un actitud activa en la generación de su propia energía eléctrica.

En el presente caso la Compañía Minera Anglo American ha adoptado una política de eficiencia energética, con objetivos fijos a un cierto número de años, donde se ha pensado como solución a estas demandas directivas, alternativas que reúnan tanto el concepto de eficiencia energética, energía renovable no convencional y el rol de asumir parte del suministro energético por gestión propia de la empresa.

Una alternativa que se ajusta a estos conceptos es la generación simultánea de electricidad y calor útil, proceso conocido como cogeneración. Esta tecnología posee un alto potencial en la minería debido a la disponibilidad de calor residual de los procesos, proyectándose como una solución que podría contribuir a los objetivos de eficiencia de la empresa y al mismo tiempo ser una alternativa de negocio en el rubro de la generación de energía eléctrica.

Siguiendo el marco de antecedentes que se ha planteado con anterioridad, la compañía ha manifestado la inquietud de poder implementar una unidad de cogeneración en las instalaciones de su división “Fundición Chagres”, asegurando el suministro de sus consumos propios y comercializando sus excedentes de energía al sistema, siendo necesario un estudio y análisis de esta técnica de generación, además de un modelo de negocio acorde a la normativa vigente nacional, a las pretensiones de la compañía y simultáneamente al cumplimiento de sus objetivos de eficiencia energética, temas en que se centrará el trabajo de título a desarrollar.

1.2 Alcance

El presente análisis técnico económico se centra principalmente en focalizar los principales aspectos a considerar en la evaluación de un proyecto de generación por parte de un consumidor que pretende establecer una estrategia de negocio a partir de la energía residual de sus procesos, que no es capaz de aprovechar directamente y que adicionalmente dicha estrategia, no interfiera en el giro principal de su negocio.

El trabajo reúne la información relevante del consumidor para poder esquematizar la alternativa más rentable de negocio dadas las limitantes técnicas y legales que restringen modelos que a primera vista pueden considerarse válidos pero que no son viables. Principalmente se estudian las estadísticas de demanda, el comportamiento de las instalaciones, proyecciones de expansión y comportamiento de las fuentes de energía residual para cogenerar.

La presente memoria no enfatiza cálculos detallados de balances energéticos, ni el diseño óptimo de la unidad a implementar, sino que se basa en información disponible para evaluar esas condiciones bajo el mercado energético chileno.

Finalmente se evalúan los modelos de Generador e Isla Parcial, bajo las hipótesis construidas a partir de la información disponible y bajo las reglas del mercado eléctrico chileno, proponiendo alternativas contractuales. Los resultados son obtenidos gracias simulaciones en hojas de datos Microsoft Excel.

1.3 Metodología

El análisis técnico económico de un proyecto sobre la implementación de una unidad de cogeneración en una planta minera constará de los siguientes pasos:

En una primera instancia se deberá identificar los beneficios que la compañía espera a priori sobre la implementación de este sistema, tanto económicos como de políticas internas.

Se incurrirá en el estudio de la teoría de la termodinámica para explicar y comprender el funcionamiento de las técnicas existentes de cogeneración eléctrica por vapor y así poder determinar el balance energético potencial de una unidad de este tipo en la Fundición Chagres, principalmente el ciclo de Rankine y otros ciclos. Para esto son necesarios una serie de datos

específicos de las condiciones reales de la cual se obtendrá el vapor y sus características termodinámicas. Se excluye el desarrollo del diseño de una máquina específica, solo el estudio general referencial de operación.

Se abordará un estudio de la planta y sus instalaciones, analizando los diagramas unilineales, y los niveles de demanda, para así poder desarrollar modelos validados a partir de simulaciones técnicas y económicas de la operación de la unidad, estudiando el comportamiento que presentaría su puesta en marcha. En esta etapa se podrán evaluar los beneficios en torno al objetivo de cubrir consumos críticos en caso de contingencias y otras situaciones particulares.

Simultáneamente se analizará la legislación existente en Chile sobre ERNC y Cogeneración, realizando un estudio de la legislación y experiencia en otros países pioneros en esta tecnología de generación eléctrica, como lo son los países pertenecientes a la Unión Europea (Alemania, España) y un estado de los EEUU (California) dadas sus políticas energéticas a favor de la cogeneración y las ERNC. El estudio internacional tiene el fin de ser utilizado como referencia y contraste al modelo de negocio energético de la unidad de cogeneración, adaptado al mercado eléctrico chileno que se quiere obtener, tanto como autosuministro y su interconexión al sistema, contemplando aspectos relevantes como lo son la evaluación de costos de inversión y operación, además de las diferentes alternativas más convenientes a seguir para lograr la conexión de la unidad al sistema y la comercialización de sus productos de potencia y energía. En esta etapa será primordial analizar profundamente las normas técnicas que ayuden a definir los principales parámetros en que se proyectarán la entrada al sistema. (Peajes, Potencia de Suficiencia, barra de conexión, aéreas de concesión, propietarios de las instalaciones, ampliaciones necesarias etc...).

Para evaluar económicamente las opciones de modelo a implementar será necesario hacer una serie de simulaciones, variando diferentes parámetros como costos de inversión, precios de contrato, costos marginales de las barras donde se pretenderá inyectar, y valorización del uso alternativo del vapor residual.

Obteniéndose una serie de combinaciones de escenarios se determinará la opción más conveniente.

Finalmente se procederá a entregar las conclusiones del modelo desarrollado, presentando las ventajas y desventajas que la alternativa de generación de energía eléctrica mediante cogeneración entregaría como beneficio económico a Anglo American y sobre todo del aporte que significaría para sus objetivos de eficiencia energética.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Generales

- Determinar el potencial energético producto del vapor disponible, balances, etc.
- Determinar la mejor ubicación y tipo de unidad de cogeneración a instalar, considerando ventajas económicas, técnicas, tecnología probada, etc.
- Determinar un modelo económico para evaluar beneficios futuros y esperados, tanto como autosuministro e interconexión al sistema.
- Determinar los impactos con la normativa eléctrica, según la ley ERNC.
- Evaluar el impacto en el ahorro de emisiones de CO_2 .

- Impacto en contrato de suministro de energía.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Estudiar diagramas unilineales, niveles de demanda, generación de vapor, etc., de la Fundición Chagres, esperándose obtener modelos representativos con el objeto de permitir realizar simulaciones técnicas y económicas.
- Estudiar que otras experiencias existen al respecto, estado del arte.
- Estudiar costos marginales y proyecciones, para la barra considerada como punto de inyección.
- Evaluación de estimación de costos de inversión y operación.
- Considerar las distintas formas en que es posible conectar la unidad de Cogeneración con el sistema eléctrico.
- Considerar aspectos legales involucrados en este proceso, analizando la legislación chilena y en adición la presente en otros países pioneros en el fomento de la cogeneración.
- Seguridad Energética para la división, según el modelo de negocios que se adopte al comercializar la energía de la unidad.

1.5 Estructura de la Memoria

El presente trabajo de título posee la siguiente estructura a detallar:

Capítulo 1: Introduce a las motivaciones y objetivos del estudio, principalmente las aspiraciones del consumidor que pretende realizar el proyecto

Capítulo 2: Se contextualiza el trabajo, describiendo y desarrollando conceptualmente el tema de la cogeneración como estrategia de eficiencia energética, presentando las principales tecnologías aplicadas a su desarrollo.

Capítulo 3: Presenta un completo análisis internacional del desarrollo de la cogeneración centrándose en tres países líderes en este modelo de generación energética, dando énfasis en la estructura legal que ampara por su promoción y desarrollo. Finalmente el capítulo incluye la situación chilena con respecto a la cogeneración.

Capítulo 4: Se estudian los aspectos relevantes de la división y se presentan las características técnicas de las instalaciones que componen el futuro proyecto.

Capítulo 5: Se establece un análisis regulatorio nacional con respecto a la operación de un generador, presentado derechos y obligaciones, remuneración por energía y potencia, uso del sistema de transmisión, norma técnica de calidad y servicio y aspectos medioambientales.

Capítulo 6: Se presentan los modelos de negocios propuestos, sus ventajas y desventajas. Se definen estructuras de costos e ingresos y finalmente se evalúan diferentes combinaciones de escenarios para definir el modelo más óptimo.

Capítulo 7: Se presentan las conclusiones finales del trabajo.

2. Conceptos y Aspectos Técnicos de la Cogeneración

2.1 Introducción

Habitualmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando electricidad y combustible a compañías suministradoras, llegando a ser en algunos casos una modalidad demasiado cara, y desde el punto de vista de uso racional de la energía, bastante ineficiente.

La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que sin alterar el proceso productivo reduce los costos energéticos, definiéndose como la producción conjunta, por el propio usuario, de electricidad o energía mecánica y energía térmica útil (*Figura 2.1*).



Figura 2.1: Diagramas de Bloques de cogeneración.

Este aprovechamiento simultáneo del calor, que conlleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración, en la cual no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario.

La industria que utiliza la cogeneración permanece demandando la misma cantidad de energía (electricidad y calor) que en la situación primitiva, cuando compraba la electricidad y el combustible a la empresa suministradora. Su ventaja es económica, ya que obtiene la misma cantidad de energía a menor coste. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable. Producir energía eléctrica es difícil pero transportarla es relativamente fácil y de forma casi instantánea sin mayores pérdidas. Por el contrario generar energía térmica es sencillo (olvidándose de la contaminación) pero transportarla es complicado, sufriendo pérdidas considerables en su camino. Generar ambas en forma cercana resalta las ventajas y disminuye las dificultades.

Las ventajas económicas de la industria, a nivel nacional pasa a ser una ventaja energética debido al ahorro de energía primaria, por el aprovechamiento simultáneo del calor y a la mejora de rendimientos de la instalación frente a una solución convencional.

2.2 Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Cogeneración

Ventajas a Nivel Nacional

- **Ahorros de energía primaria:** Incrementar la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia. Los sistemas de cogeneración requieren un consumo adicional de calor por cada kWh producido en el alternador, que oscila entre 1.000 y 1.500 Kcal, frente a unas 2.500 - 3.000 kcal/kWh de una central térmica convencional. Por tanto, el ahorro de energía primaria variará entre 1.000 y 2.000 kcal/kWh generado. Este ahorro representa obviamente la totalidad (2.500 - 3.000 kcal/kWh) en los sistemas que aprovechan energías residuales.
- **Reducción de las emisiones globales:** El disminuir globalmente el uso de energía primaria produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuyan, con el consiguiente beneficio. En particular, se reducen en un rango de 30% a 50% las emisiones de CO_2 .
- **Incremento de la eficiencia de distribución:** Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen notablemente o en algunos casos se anulan al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo.
- **Disminución de inversiones para aumentar la potencia instalada a nivel nacional:** Con la iniciativa de las industrias de instalar sus sistemas de generación, en este caso unidades cogeneratoras, se reduce el crecimiento de la demanda de los sistemas interconectados, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.

Ventajas a Nivel Industrial

- **Reducción de los costos de energía:** Al aprovechar el calor residual para la generación de electricidad, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.
- **Suministro de energía más confiable:** Una industria con sistemas de autogeneración, le entrega confiabilidad y autosuficiencia mayor a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad de suministro.
- **Mejora en la calidad de la energía suministrada:** Sistemas adecuados pueden corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.

Desventajas de los Sistemas de Cogeneración

Existiendo una diversa gama de beneficios asociados a los sistemas de cogeneración, es importante considerar ciertos inconvenientes adjuntos a esta tecnología, los cuales pueden significar una variable de decisión importante antes de llevar a cabo un proyecto de este tipo.

- **Alta Inversión:** Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de efectuar por tratarse de un proyecto que no

incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable, por no estar en su línea de negocio.

- **Complejidad:** Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación lo cual dependerá de las características de la industria, como los son el espacio disponible, la ubicación y sus requerimientos térmicos y eléctricos, por lo que requiere del soporte necesario basado en el empleo de empresas externas contratistas o en su defecto personal especializado dependiente de la empresa que puede escapar al rubro de la industria.

- **Sensibilidad a Precios de Insumos:** En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto. Adicionalmente, realizar estudios serios de planificación del negocio [5], [7].

2.3 Esquemas de Cogeneración

Existen dos tipos de esquemas, desde el punto de vista de las instalaciones: sistemas de cabecera ("topping system") o de cola ("bottoming system").

- **Sistema de Cogeneración de Ciclo de Cabecera:** Primariamente se genera electricidad donde el calor residual de la conversión es utilizado en procesos industriales de carácter térmico como calefacción. Los requerimientos de temperaturas por parte de estos procesos son moderados o bajos, dando más versatilidad y amplitud en su uso, siendo el más adoptado por la industria (Figura 2.2).

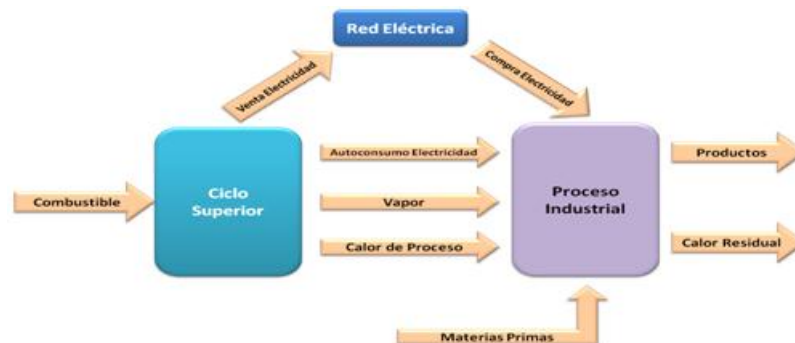


Figura 2.2: Sistema de Cogeneración de Ciclo de Cabecera

- **Sistema de Cogeneración de Ciclo de Cola:** El proceso genera calor, focalizando la tecnología en recuperar el calor del proceso y mediante intercambiadores de calor producir vapor en calderas para la generación de energía eléctrica en turbinas. Este vapor debe tener temperatura y presión adecuadas para generar electricidad, entrando en juego temperaturas de gama alta y media.

Este esquema se aplica típicamente en hornos y prensas de vapor de alta presión, en el caso de la minería en reacciones químicas exotérmicas. La ventaja de este esquema es que no es necesario combustible adicional. La energía eléctrica puede ser utilizada en autoconsumo o vertida directamente a la red o una combinación mixta de ambos modelos donde se vendan excedentes, dependiendo del marco regulatorio local (Figura 2.3).

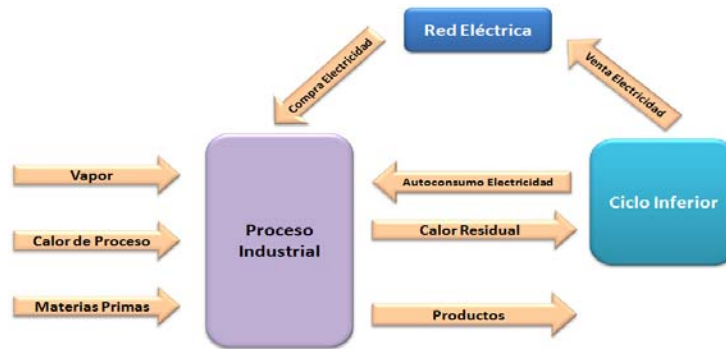


Figura 2.3: Sistema de Cogeneración de Ciclo de Cola

2.4 Mínimos básicos para sistemas de Cogeneración

Potencialmente cualquier sistema (planta, proceso o servicio) que tenga una importante demanda de calor puede adaptarse a ser un cogenerador, sin embargo hay algunos mínimos básicos que deben cumplirse.

- Consumos elevados de calor; gases calientes o en forma de vapor a baja o media presión a temperaturas del orden de 500 °C (o menores) existiendo mejores condiciones de cogeneración dado que la temperatura de los gases de escape de las turbinas varía entre 370 °C y 500 °C
- Disponibilidad, continuidad y calidad de suministro de un combustible barato con una diferencia de precios con la electricidad lo mas alta posible para así tener más beneficios en la implementación de las unidades de cogeneración.
- Continuidad en el proceso, es decir, las demandas por electricidad y calor deben estar presentes en por lo menos 4.500 horas al año (factor de carga cercano al 50%).

Las altas inversiones que pueden significar la implementación de sistemas de cogeneración ameritan que sea diseñado para cubrir la demanda base de los procesos que se requiera cubrir y no solo como un respaldo de emergencia o recorte de las horas punta, para así tener un plazo de recuperación de inversión coherente, salvo algunos casos particulares dependiendo de la evaluación económica. En algunas aplicaciones se exigen factores de carga sobre el 90%.

2.5 Tecnologías de Cogeneración

Se presentan en esta sección las principales tecnologías utilizadas para en cogeneración., donde la elección óptima de una de estas depende de factores como la cantidad de potencia requerida, el ciclo de trabajo, el espacio disponible, las necesidades térmicas, la regulación técnica y ambiental del país, los precios de los combustibles y su disponibilidad y las condiciones de conexión a sistemas externos. Los costos de instalación de todas las tecnologías están en un rango promedio de 500 a 1.000 US\$/kWh, excepto para las celdas de combustible [6].

2.5.1 Turbina a Vapor

Es una de las tecnologías más versátiles y antiguas para la generación de energía y operación de maquinaria mecánica, ampliamente utilizada en EEUU y Europa en las instalaciones de cogeneración, desarrollando diseños especiales para maximizar la eficiencia en el uso del vapor. Requieren una fuente de vapor de alta presión producido en calderas o en intercambiadores de

calor. Los combustibles pueden ser fósiles como carbón, petróleo y gas natural así también renovables a partir de biomasa o residuos urbanos, ya que el combustible no acciona directamente la turbina.

Operan bajo el ciclo termodinámico de Rankine¹, ciclo básico en centrales convencionales consistentes en una fuente de calor (calderas) que convierte agua en vapor de alta presión. El vapor fluye a través de la turbina produciendo potencia mecánica y posteriormente, si se requiere, en eléctrica. El vapor utilizado en excitar la turbina es condensado y devuelto a la caldera para repetir el proceso, distinguiéndose en esta tecnología dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina. La presión del vapor sobre estos alabes genera que la turbina adquiera una velocidad rotatoria. Se presentan distintos niveles de abertura de los alabes para así aprovechar diferentes niveles de expansión de vapor, ya debido a la pérdida de presión por su paso, aumentando la eficiencia del proceso, dado el caso que el trabajo mecánico se realiza en un solo nivel de expansión (*Figura 2.4*).

Se clasifican en dos tipos: **Turbina de Contrapresión** y **Turbina de Condensación**. En la primera la presión del vapor a la salida de la turbina es mayor que la atmosférica, no siendo necesario condensar el vapor para cerrar el ciclo, siendo el rendimiento menor. La segunda corresponde a la mayoría de las turbinas de vapor utilizadas, presentando una presión de vapor de salida menor a la atmosférica. En determinados procesos industriales, donde interesa obtener vapor, se utilizan las primeras. Si interesa solo obtener agua caliente, se emplean las segundas.

Respecto al diseño, son capaces de adaptarse al proceso de cogeneración según los requerimientos de presión y temperatura, pudiendo ser diseñadas para maximizar la eficiencia eléctrica, ofreciendo simultáneamente la energía térmica de salida deseada. Pueden operar en un amplio rango de presión de vapor, desde valores menores a los atmosféricos a supercríticos mayores, ajustables a los requerimientos térmicos de las aplicaciones.

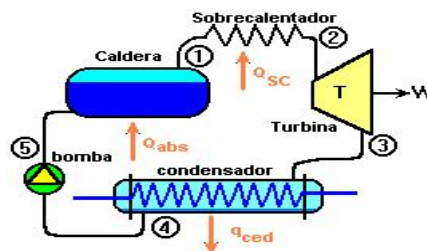


Figura 2.4: Esquema de funcionamiento de una turbina de vapor.

Grandes plantas con turbinas de condensación tienen una eficiencia cercana al 40% y 45%. Las de contrapresión en industrias pequeñas tienen valores de en un rango de 15% a 30%.

Los costos de instalación del sistema de Caldera/Turbina están entre 800 a 1.000 US\$/kW o mayor dependiendo de exigencias medioambientales. El costo incremental de agregar una turbina de vapor a una caldera existente o a un sistema de ciclo combinado es aproximadamente en un rango de 400 a 800 US\$/kW [6].

Poseen en general un 99% de disponibilidad anual entre desconexiones para mantenimiento e inspecciones. Este alto nivel se aplica solo a turbinas excluyendo a los sistemas de recuperación.

¹ Para mayor detalle del ciclo de Rankine y otros ciclos termodinámicos, revisar el ANEXO 1.

El mantenimiento se basa en retirar material sólido llevado de la caldera y depositado en los álabes lo cual degrada el nivel de potencia de salida. El sistema de lubricación de aceite debe estar limpio operando a una temperatura correcta para mantener el rendimiento adecuado. Otras acciones incluyen inspeccionar bombas de lubricación, enfriadores y contenedores de aceite, verificando el correcto funcionamiento de los sistemas de control para prevenir sobre velocidades. El costo de mantenimiento es generalmente menos que 0,004 US\$/kWh [6].

2.5.2 Turbina a Gas

En las últimas dos décadas esta turbina ha sido desarrollada y expandida fuertemente en el mercado. En algunas naciones donde 20 años atrás significaba solo un 20% de la matriz actualmente alcanza el 40%. Era generalmente utilizada para generar en las horas punta, pero con los cambios en su tecnología principalmente en su eficiencia, actualmente es utilizada para las horas de demanda base. Este crecimiento es acreditado al desarrollo de grandes plantas de ciclo combinado (>50 MW) presentando bajos costos de inversión (menos de 550 US\$/kW) y alta eficiencia térmica. Algunos expertos aseguran que la turbina a gas representará el 80% de las nuevas instalaciones de generación de energía durante las próximas décadas en los EEUU [6].

Operan bajo el ciclo termodinámico de Brayton, haciendo pasar el aire de la atmósfera y el fluido de trabajo por la turbina una sola vez. Los pasos termodinámicos del ciclo incluyen la compresión del aire atmosférico, la introducción y combustión del combustible y la posterior expansión de los gases de combustión calientes a través de la turbina, produciendo energía mecánica y gases de escape de alta temperatura (sobre los 500°C), capaces de ser usados para sistemas de cogeneración. La potencia generada es utilizada para accionar el generador eléctrico y el compresor de aire atmosférico.

La eficiencia térmica del ciclo de Brayton está en función de la razón de presión, temperatura del aire atmosférico, eficiencia del compresor y la turbina. El rendimiento global es incrementado con mejoras como la recuperación del calor de los gases de escape en un ciclo combinado, siendo mayor en niveles altos de potencia y donde en un ciclo simple puede variar entre un 25% a 40% (LHV) y con ciclo combinado cerca del 60%.

El costo de inversión variará significativamente con el tamaño de la planta. En el rango típico se estiman valores entre 300 y 900 US\$/kW [5].

Operando con gases combustibles limpios como el gas natural la disponibilidad es a lo más un 95%. En caso de combustibles con contaminantes se requieren mayores desconexiones para mantenimiento preventivo, que reducen la disponibilidad.

Funcionando en todo momento los costos de mantenimiento pueden triplicar a una que se utiliza en rangos de 1000 horas. Así también operando sobre su capacidad nominal por periodos prolongados incrementa el número de inspecciones. El costo de mantenimiento de una turbina que utilice fuel oil puede ser el triple a la de una de gas natural. Típicamente el costo de mantenimiento de una turbina a gas natural esta en el rango de 0,003 a 0,005 US\$/kWh [6].

En ciclo simple es menos eficiente si no se recupera el calor de los gases de escape capaces de ser utilizados en un proceso térmico directo o en su defecto ser utilizados en un proceso de

intercambiadores de calor produciendo vapor utilizado en una turbina o simplemente para producir agua caliente, llamándose este proceso ciclo combinado. En las grandes plantas los ciclos combinados son económicos y logran una eficiencia de 60% en generación eléctrica. Los gases de escape, si logran ser ricos en oxígeno, pueden soportar una combustión adicional y servir como fuego suplementario para otros procesos (*Figura 2.5*).

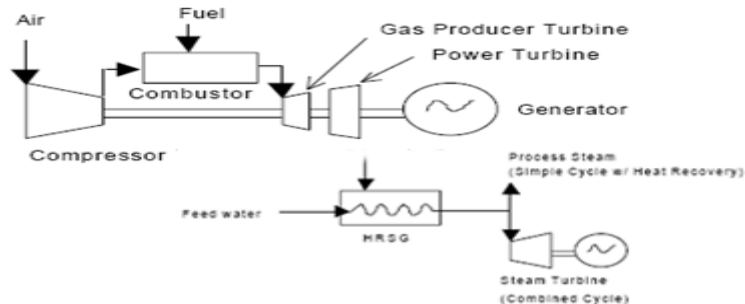


Figura 2.5: Componentes y recuperación de calor de la turbina a gas para un ciclo combinado

2.5.3. Otras Tecnologías Aplicadas a la Cogeneración

Motor de Combustión Interna Alternativo

Tienen un amplio uso en la industria y en el transporte, operando con diferentes combustibles como diesel o gas natural. Su eficiencia eléctrica que va de un 25% a un 50%, lo convierte en una económica opción para muchas aplicaciones de cogeneración. Existen muchos tipos de motores alternativos en el comercio, sin embargo los más significativos para el uso estacionario de generación son los que operan bajo el ciclo de Otto y el ciclo Diesel. Esencialmente las partes mecánicas de un motor son las mismas para los dos ciclos. Ambos usan una cámara de combustión cilíndrica donde unos pistones se mueven a través de ella. Los pistones están conectados a un cigüeñal que transforma el movimiento lineal en uno rotatorio. La mayoría de los motores dispone de múltiples cilindros que alimentan un solo cigüeñal.

Los costos de instalación van entre 800 a 1.500 US\$/kW y de mantenimiento entre 0,01 a 0,015 US\$/kWh. La disponibilidad con un mantenimiento preventivo apropiado es de un 95% [6].

Sobre la Recuperación de Calor, la energía del combustible se libera durante la combustión y se convierte en trabajo mecánico sobre el eje acoplado al generador y otra parte se convierte en calor el cual es liberado a través del refrigerante del motor (camisa húmeda), los gases de escape y radiación de la superficie de la estructura. Aproximadamente entre el 60% y 70% del total de energía de entrada se convierte en calor que puede ser recuperado para generar vapor o agua caliente para calefacción, uso domestico y refrigeración por absorción.

Microturbinas

Son pequeñas turbinas a gas emergentes en el desarrollo del mercado de la generación distribuida, disponibles en módulos de rangos de 25 a 250 kW, donde múltiples unidades pueden ser integradas para producir mayores potencias simultáneamente entregando una mayor fiabilidad. Los fabricantes han llevado a cabo un único diseño donde el compresor, turbina y el

generador de imán permanente, se montan en un solo eje de apoyo con un sistema de cojinetes de aire. Operan a velocidades en torno a las 120.000 rpm y utilizan como combustible gas natural, gasolina, diesel y alcohol. El diseño de eje dual incluye la turbina para generación y un engranaje para aplicaciones mecánicas de 40.000 rpm [6].

Su operación es similar a las turbinas de gas, excepto que la mayoría de los diseños incorporan un recuperador de calor utilizado para producción de agua caliente y uso en aplicaciones de vapor baja presión. El aire atmosférico es presionado en una sección de compresión, luego mezclado con combustible y quemado e inyectado a la turbina para la producción de energía. La alta frecuencia de generación es convertida mediante un sistema de electrónica de potencia para ser apta a la frecuencia de la red. En caso de máquinas de eje único, un generador de inducción o sincrónico puede ser usado sin un sistema electrónico. Su tamaño compacto y bajo peso hacen que su diseño sea atractivo para muchas pequeñas instalaciones comerciales, industriales e institucionales. Poseen un nivel de ruido de sus procesos bajos lo cual las hace adecuadas para instalar sin mayores problemas cerca de áreas habitadas. El recuperador de calor mantiene una alta eficiencia de un 20% a 30% (LHV) mientras la temperatura de combustión no supera los niveles de formación de NOx. Cuando estos sistemas se instalan masivamente tiene costos de instalación en un rango de 500 a 1.000 US\$/kW. Sobre el mantenimiento el costo está entre 0,006 a 0,01 US\$/kW, valores bajos ya que tienen menos partes móviles que un motor y al ser los cojinetes de aire requieren menos lubricantes, contando con una disponibilidad en un rango de 90% a 95%.

Celdas de Combustible

Las celdas de combustible funcionan de forma similar a una batería. Su funcionamiento está basado en las reacciones electroquímicas entre un combustible, en este caso un gas rico en hidrógeno obtenido a partir de carbón o petróleo, y un oxidante, en este caso el oxígeno atmosférico, sin ningún ciclo de combustión de por medio. La energía es producida en forma de electricidad y calor mientras se le suministre combustible. Como subproducto genera agua 100% pura, sin emitir contaminante alguno.

Estas celdas funcionan al contrario que la electrólisis. El cátodo y el ánodo están separados por una membrana, dispuestos con una conexión eléctrica el uno con el otro, situada fuera del baño electrolítico. Como combustible se utiliza oxígeno e hidrógeno. El oxígeno se hace pasar por el cátodo y el hidrógeno por el ánodo. El hidrógeno reacciona a un catalizador en el ánodo que convierte las moléculas de gas hidrógeno (H_2) en electrones con carga negativa (e^-) e iones con carga positiva (H^+)

Si el electrolito es ácido los iones de hidrógeno se mueven a través de la membrana dentro del baño electrolítico hacia el cátodo. En el cátodo, las moléculas de oxígeno se rompen en átomos de oxígeno, y se combinan con los iones de hidrógeno y los electrones para producir agua (H_2O) y calor. El tipo de ión que circula depende del electrolito.

Los electrones salen de la celda mediante un conductor conectado al cátodo para ser utilizados como energía eléctrica. La electricidad se toma del circuito formado por el ánodo y el cátodo. El agua y el calor se expulsan del baño electrolítico como vapor, que puede ser separado o reciclado mediante sistemas de cogeneración.

La energía generada por una sección energética de celdas de combustible es corriente continua, que debe convertirse mediante un transformador de energía en corriente alterna para su distribución. Para aumentar la tensión de salida se combinan varias celdas de modo que se forma un conjunto multicelular cuya tensión de salida equivale al producto de la tensión de una celda por el número de las mismas.

Un sistema de celda de combustible típico consta de tres secciones: procesador de combustible o reformador, pila de la celda de combustible e inversor DC/AC. El procesador de combustible reforma el combustible y convierte el carburante basado en hidrocarburos en un gas rico en hidrógeno que se suministra a la celda de combustible. La reforma del combustible es necesaria dado que pequeñas cantidades de componentes sulfúricos pueden causar una caída drástica en la producción de energía eléctrica. La pila de combustible es el corazón del sistema. En esta sección tienen lugar las reacciones químicas responsables de la producción de energía. La celda de combustible convierte la mezcla de carburante (gas hidrógeno) y aire en corriente eléctrica. Más tarde el inversor convierte la corriente continua de salida de la celda en corriente alterna. En la celda se produce una cantidad significativa de calor que puede utilizarse para producir vapor o convertirlo en electricidad mediante el uso de una turbina. Este proceso se denomina Heat Recovery.

Hay diferentes tipos de celdas de combustible: Alcalinas, Ácido fosfórico (PAFC), Polímero Sólido ó Membrana de Intercambio Protónico (PEM), Carbonato Fundido (MCFC) Óxido Sólido (SOFC), Metanol directo (DMFC) y Regenerativas. La utilización más adecuada depende de cada aplicación concreta, ya que en el mercado para estas celdas es muy variado, yendo desde estaciones generadoras de gran tamaño hasta automóviles.

La eficiencia común de las celdas PAFC es 40% (LHV). Con el sistema de recuperación se obtienen valores de un 85% (LHV). Los costos de inversión son mayores que otros recursos de generación distribuida. Las celdas PAFC tienen un costo estimado cercano a 3.000 US\$/kW. Se espera que este costo disminuya a un rango entre 500 a 1.500 US\$/kW en la próxima década, debido a avances tecnológicos y a volúmenes mayores de manufacturación. Teóricamente, las celdas de combustibles tienen una disponibilidad y confiabilidad mayor que las turbinas de gas y los motores alternativos y confiabilidad mayor al no tener partes móviles. Las celdas PAFC tienen una disponibilidad demostrada de un 96% entre 2.500 horas entre desconexiones forzadas. Los electrodos de una celda de combustible que conforman la pila se degradan con el tiempo reduciendo su eficiencia. Las celdas están diseñadas de tal manera que la pila se pueda quitar y remplazar por una nueva, considerándose que este recambio es necesario cada 4 o 6 años en un régimen de operación continua. El costo de mantenimiento de una celda PAFC de 200 kW incluyendo cambios periódicos de pilas esta en el rango de 0,02 a 5 US\$/kWh. Las mejoras en la tecnología podrían reducir este costo a 0,015 US\$/kWh con una vida útil de 20 años.

En la generación de electricidad se produce una significativa cantidad de calor, sin embargos algunas tecnologías como las PAFC y las PEMFC operan a bajas temperaturas producen poco calor residual el cual es solo aprovechado para aplicaciones comerciales y de pequeña industria. Las celdas del tipo MCFC y SODC operan a mucha mayor temperatura y el calor residual es suficiente para generar electricidad adicional mediante turbinas a vapor.

Finalmente analizadas globalmente las tecnologías aplicadas a cogeneración se adjuntan la *Tabla 2.1* y la *Tabla 2.2* resumen que compara sus principales características.

Parámetro	Motor Diesel	Motor Gas Natural	Turbina a Vapor	Turbina a Gas	Microturbina	Celda de Combustible
Eficiencia Eléctrica [%]	30-50	25-45	30-42	25-40 (Simple) / 60 (Ciclo Combinado)	20-30	40-70
Rango de Potencia [MW]	0,05-50	0,005-5	Cualquiera	3-200	0,025-,0,25	0,2-2
Costo Instalación [US\$/kWh]	800-1500	800-15.000	800-1.000	700-900	500-1.300	>3.000
Costo Operación y Mantenimiento [US\$/kWh]	0,005-0,008	0,007-0,015	0,004	0,002-0,008	0,002-0,01	0,003-0,015
Disponibilidad [%]	90-95	92-97	cerca de 100	90-98	90-98	>95
Combustibles	Diesel	Gas Natural, Biogás, Propano	Todos	Gas Natural, Biogás, Propano, Destilados.	Gas Natural, Biogás, Propano, Destilados.	Hidrogeno, Gas Natural, Propano.
Ruido	Moderado a Alto (con estructura envolvente)	Moderado a Alto (con estructura envolvente)	Moderado a Alto (con estructura envolvente)	Moderado (con estructura envolvente)	Moderado (con estructura envolvente)	Bajo (con estructura envolvente)
Emisiones de Nox [kg/MWh]	1,36-13,60	0,99-12,70	0,81	0,13-1,81	0,18-0,99	<0,009
Uso Calor Residual	Agua Caliente, Vapor BP, Calor Distribuido	Agua Caliente, Vapor BP, Calor Distribuido	Vapor BP-AP, Calor Distribuido.	Calor Directo, Distribuido, Agua Caliente	Calor Directo, Agua Caliente, Vapor BP.	Agua Caliente, Vapor AP-BP.
Temperatura para CHP [C°]	68-468	135-245	n/a	135-580	190-330	45-357
Tiempos de Partida	10 s	10 s	1 hr - 1 día	10 min - 1 hr	60 s	3 hr - 2 días

Tabla 2.1: Cuadro resumen de comparación de las tecnologías aplicadas a la cogeneración.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Turbina a Vapor	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad en todo rango - Eficiencia global del sistema alta - Alta seguridad de operación. - Vida útil larga (25 años). - Variabilidad de combustibles 	<ul style="list-style-type: none"> - Altos costos de inversión. - Tiempo de arranque muy lento. - Baja relación de energía
Turbina a Gas	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia gama de capacidades. - Altas eficiencias de conversión de energía térmica. - Eficiencias de conversión a energía eléctrica hasta un 40%. - Alcanza eficiencias globales arriba del 80% en CHP - Alta seguridad de operación. - Bajo costo relativo de inversión. - Tiempo corto relativo de arranque. - Requiere de poco espacio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja eficiencia en carga parcial. - Vida útil relativamente baja. - Limitantes en cuanto al combustible usado.
Motor Reciprocante	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia eléctrica, hasta 50% - Alta eficiencia global en CHP hasta 80% - Bajo costo inversión - Rango diverso de potencias - Vida útil larga - Alta eficiencia a baja carga. - Consumo medio de agua de enfriamiento. - Requiere de poco espacio para su instalación. - Rápido tiempo de partida 	<ul style="list-style-type: none"> - Altos costos de mantenimiento. - Baja temperatura de la energía térmica producida. - Dispersada de la energía térmica recuperable (gases, agua, aceite).
Microturbinas	<ul style="list-style-type: none"> - Tamaño Compacto - Son agrupables para producir mas potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Rangos limitados de potencia - Aplicaciones menores térmicas
Celdas de Combustible	<ul style="list-style-type: none"> - Sin emisión contaminante - Sin contaminación acústica - Son agrupables para producir mas potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo de inversión - Poca expertes en la industria - Rangos limitados de potencia

Tabla 2.2: Ventajas y desventajas de las tecnologías de Cogeneración.

3. Estudio del Mercado y Legislación Internacional y Nacional de la Cogeneración.

Este capítulo tiene como finalidad resumir la participación de la tecnología de cogeneración a nivel mundial y particularmente su situación legislativa en tres países líderes en el desarrollo de políticas a favor de las ERNC, la eficiencia energética y la cogeneración. Los países son España, Alemania y el estado de California de los EEUU.

3.1 Situación Global

Desde más de una década que existe un intenso desarrollo de la cogeneración en diferentes países del mundo, se aprecia su relación porcentual entre generación eléctrica directa v/s generación eléctrica por cogeneración al año 2008, alcanzándose un promedio mundial de un 9% (Figura 3.1). Dinamarca y Finlandia encabezan el desarrollo cercano al 50% y 40% debido a su menor mercado, otros países de la Unión Europea alcanzan un desarrollo aceptable y algunos con menor grado como México, Brasil y Japón, menores al 5%. Los altos porcentajes de algunas naciones se deben a políticas especiales para promover la cogeneración y su incentivo de inversión, con normativas claras de compra y venta de energía, y una regulación consistente a la prioridad de interconexión de las unidades a los sistemas de suministro, asegurando respaldo de las distribuidoras a las plantas en caso de fallas mantenimiento o cese de producción. En particular la Unión Europa promueve estas políticas a sus países miembros mediante el acta de la Directiva de Cogeneración de la Unión Europea (2004/8/EC), donde adicionalmente se definen conceptos como la garantía de origen de la cogeneración y la alta eficiencia.

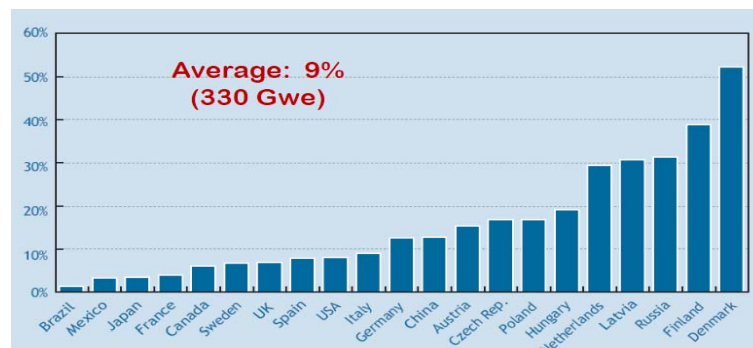


Figura 3.1: % de Cogeneración a Nivel Mundial [15].

En el caso de los EEUU, leyes federales como la “Public Utilities Regulatory Policies Act” (PURPA) de 1978, que regula la política de las centrales generadoras, dice que las centrales generadoras tienen que adquirir energía de cogeneradores a una tasa que refleje el "costo evitado", es decir, los costos marginales que las centrales evitan comprando electricidad de un cogenerador más bien que generándola. El "costo evitado " comprende dos componentes: un costo de "energía" (combustible) y un costo de "capacidad" (inversión de capital).

Según los términos de PURPA, la central generadora tiene que comprar la energía cogenerada. La ley PURPA requiere también que las centrales generadoras suministren energía de reserva y provean interconexiones. Esta ley pionera en el mundo permitió un alto desarrollo de la cogeneración en los EEUU durante los años 80 en gran parte de sus estados, donde Sumado a

políticas y programas de incentivo de parte las agencias regulatorias estatales, han incrementado aun más el crecimiento de la cogeneración.

En la *Tabla 3.1* se da el % de crecimiento en cinco años en los países líderes en desarrollo de la cogeneración. Se aprecia que el porcentaje de crecimiento de esta tecnología ha fue muy alto con políticas adecuadas, tomando en cuenta que estas naciones tienen una tasa de crecimiento de la demanda menores al 7% anual, proyectándose un incremento considerable sostenido en el tiempo en la matriz de generación de cada país.

Pais	1995[MW]	2000[MW]	% crecimiento
España	2112	3000	42.05
Holanda	5050	8000	58.42
Francia	675	1300	92.59
Reino Unido	3500	5000	42.86
USA	45000	54000	20.00

Tabla 3.1 Desarrollo de la cogeneración en cinco años [15].

3.2 Cogeneración en el Mercado Eléctrico de España

Antecedentes Generales del Mercado Eléctrico Español

El sistema eléctrico español proviene de un modelo estatal centralizado. Posteriores reformas apuntaron a una liberalización del mercado eléctrico y a un grado mayor competencia. Así es como después de varios intentos legislativos la aprobación de la ley 54/1997, del Sector Eléctrico, transformaría drásticamente el mercado y su organización, prevaleciendo que la participación del estado se limite a regular la garantía de la calidad y costo del suministro eléctrico. Los sectores de distribución y transmisión por ser monopolio natural, son regulados, mientras que el rubro de generación y comercialización son libres. Estas directrices han permitido que en enero del 2003 el mercado eléctrico español se haya liberalizado totalmente [21], [22].

Los Entes Relevantes del Mercado Eléctrico Español son la “*Comisión Nacional de la Energía (CNE)*” (Regula tanto como el mercado eléctrico, el de hidrocarburos líquidos y gaseosos), “*El Operador del sistema - Red Eléctrica de España (REE)*” (Garantiza la continuidad, coordinación y seguridad del suministro eléctrico y transporte), “*El Operador del Mercado Eléctrico (OMEL)*” (Gestiona el mercado de electricidad tanto diario como intradiario), “*Agentes de Mercado*” (Productores, autoproductores, distribuidores, comercializadores, consumidores y toda persona física o jurídica que interviene en las transacciones económicas del mercado eléctrico de producción), “*Sujetos del Sistema que carecen de la Naturaleza de Agentes del Mercado*” (Personas físicas o jurídicas que intervienen en el suministro de electricidad, pero sin intervenir en el mercado eléctrico de producción como transportistas y clientes regulados) [12],[13],[14].

El mercado español posee dos modalidades, el diario y el intradiario. Al primero le corresponden la mayoría de las transacciones, las cuales se realizan para el día siguiente, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía por parte de los agentes del mercado ante el operador del mercado (OMEL), admitiendo progresivamente las ofertas más ventajosas según criterios económicos, hasta satisfacer la demanda prevista. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos, considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales. En la modalidad intradiaria corresponde a ajustes de oferta y demanda estipulada en el programa diario viable.

Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos que tienen como fin que la producción posea la calidad, fiabilidad y seguridad establecidas permitiendo verificar un equilibrio entre oferta y demanda.

Marco Regulatorio de la Cogeneración en España

El concepto de cogeneración es tratado en la regulación española principalmente en el “*Real Decreto 661/2007*”, estableciendo un régimen jurídico y económico de la generación eléctrica en régimen especial, sustituyendo al antiguo Real Decreto 436/2004. Sus principales objetivos son establecer un marco económico en base a primas por producción y por eficiencia a aquellas instalaciones que cumplan con ciertos requisitos técnicos. Entró en vigor el 1 de Junio de 2007.

Son acogidos como Régimen Especial aquellas instalaciones con una potencia menor a 100[MW], agrupados según su tecnología en: a) Cogeneración y energías residuales, b) Energías Renovables no consumibles (solar, eólica, etc..) Biomasa y Biocarburantes y c) Energía primaria proveniente de Residuos. La Cogeneración está incluida en el grupo a) donde hay sub grupos de clasificación, según el porcentaje de combustible utilizado como energía primaria, como lo son: gas natural, diesel, fuel-oil, gases licuados del petróleo, biomasa, biogás y otros gases residuales de refinería, coquería etc...Se destaca que este régimen reconoce a los productores cogeneradores como tal y no como autoprodutores gracias a modificaciones en el RDL7/2006. Cogeneradores con potencia instalada superior a 100 MW son tratados bajo el modelo de autoprodutor o Generador según el rubro que adopten bajo la legislación específica a esas modalidades de negocio [20].

Adicionalmente existe el “*Rea Decreto 616/2007*” con medidas directrices gubernamentales para fomentar la cogeneración, conteniendo especificaciones y definiciones asociadas. Finalmente en el documento “*Orden ITC/1522/2007*”, se entrega la normativa de cómo supervisar por parte de las autoridades, las garantías de origen de fuentes renovables y en el caso de cogeneración las garantías de alta eficiencia [16],[17].

Respecto a las obligaciones técnicas, estas instalaciones deben contar con un alto rendimiento energético para estar incluidos en este grupo, para lo cual se utiliza el parámetro REE (Rendimiento eléctrico Equivalente), determinado por la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{\left[Q - \left(\frac{V}{R_{ef-H}}\right)\right]} \quad (3.1)$$

Donde:

- Ref H: Es el valor de referencia de rendimiento para la producción separada de calor de electricidad según valores armonizados dispuestos por la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo.
- V: Producción de calor útil o energía térmica útil.
- Q: Consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.
- E: Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

En la *Tabla 3.2*, se resumen los valores de REE mínimos en un promedio anual según el tipo de fuente primaria. Instalaciones es menores o igual a 1 MW este parámetro será un 10% menos a los valores especificados en la tabla para cada categoría de tecnología.

Tipo de Combustible	Rendimiento eléctrico equivalente [%]
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas a gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Tabla 3.2: Valores de REE mínimos [18].

Las instalaciones deben contar con los equipos de medida adecuados para medir los parámetros relevantes para el cálculo del REE, acreditando a la autoridad los valores mínimos y así certificar su ingreso y permanencia en el régimen especial, no incurriendo en sanciones.

Las instalaciones que logren cumplir los requisitos anteriores y entrar en el régimen serán capaces de vender total o parcialmente su producción neta de energía eléctrica, acogándose por períodos no inferiores a un año a las siguientes opciones:

- a) Entregar energía al sistema mediante una distribuidora local o al sistema de transporte, vendiendo su energía a una tarifa regulada única para todos los periodos de programación.
- b) Ceder electricidad al mercado de producción de energía eléctrica, donde el precio de venta es el precio resultante del mercado organizado o el precio libremente negociado entre las partes, complementado, en una prima adicional. Las instalaciones comprendidas entre 50 MW y 100 MW están obligadas a entrar en esta modalidad.
- c) Vender parte de su energía directamente a través de una línea propia, donde en este caso el régimen económico descrito no es aplicado. Los precios de venta estarán sujetos a contratos bilaterales.
-

Para el caso a) y b) el valor en euro por kWh de la tarifa regulada y la prima complementaria esta diferenciado por: El tipo de combustible, fuente de energía primaria (Gas Natural, Combustibles líquidos, Carbón y otros) y seis segmentos de potencia (0-0,5, 0,5-1, 1-10, 10-25, 25-50, 50-100 en MW). Según las distintas combinaciones afectas a combustibles y tramo de potencia hay un valor diferente.

Los precios fijos y primas complementarias son actualizados de forma trimestral, anual y después del año 2010 cada 4 años, en función del IPC, previsión de precios de mercado, coste de tecnología, precio del gas natural en caso que se utilice ese combustible, etc...

Así también hay complementos al precio de venta independiente de la modalidad de venta que seleccione el titular de la instalación cogeneradora., como el “Complemento por energía reactiva”, basado pro el mantenimiento de valores de factor de potencia con que la energía es entregada a la red, revisado anualmente. También existe un “Complemento por eficiencia” basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía es determinada de la siguiente forma:

$$CE(c€/kWh) = 1,1 \cdot \left(\frac{1}{REE_{min}} - \frac{1}{REE_{medio}} \right) \cdot Cmp \quad (3.2)$$

Donde:

- REE_{min} : Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido.
- REE_{medio} : Rendimiento eléctrico equivalente medido en la instalación y acreditado.
- Cmp : Coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWh) publicado periódicamente por el ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Finalmente un “*Complemento por antigüedad*” que se aplica a cogeneraciones que utilicen gas natural y gases licuados del petróleo siempre que hayan cumplido 10 años de explotación, consistiendo en un factor que se le aplica a la tarifa regulada o a la prima [17].

Las instalaciones cogeneradoras sujetas al régimen especial tienen algunas obligaciones como lo es entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema. Conjuntamente las cogeneraciones acogidas a la opción a) deben hacer previsiones diarias de vertido a la red (24 períodos cada día, al menos con 30 horas de antelación) y ofertas de venta, a precio cero, en el mercado diario y/o intradiario. Las plantas de menos de 1 MW están exentas de estos pagos. Instalaciones con potencia superior a 10 MW deben estar adscritas a un centro de control de generación, que actúa como interlocutor con el operador del sistema, con el fin de asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico. Finalmente los costos de instalación, mantenimiento de los centros de control y las líneas de comunicación con el operador del sistema asociadas, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a dichos centros de control [17].

Grado de Participación de la Cogeneración en España

La capacidad de generación total instalada en España a fines del año 2007 asciende a 88.318 MW y una producción anual de 312.138 GWh, con una diversificada matriz consistente en un 20,2 % de ERNC en la generación bruta total y una potencia instalada de un 27%. La base de su producción está en centrales térmicas que alcanzan un 64% entre Gas Natural, Carbón, Fuel oil. También posee una importante participación no menor de la energía nuclear la cual alcanza un 9%.

España cuenta con más de 6.000 MW de potencia instalada en diversas tecnologías de cogeneración, con cerca de 900 plantas (generación distribuida). Vierte a la red cerca de 19.700 GWh con un total de 29.700 GWh producidos (estimados) lo cual le permite cubrir casi el 10% de la demanda de electricidad del país, significando un ahorro de energía primaria de 850.000 tep/año, que supone casi el 3% de las importaciones de gas natural (más de 5 millones de barriles de petróleo), además de un ahorro anual de 40 millones de m³ de agua y la evasión de 7 millones de toneladas de CO₂ al año [23].

3.3 Cogeneración en el Mercado Eléctrico de Alemania

Antecedentes Generales del Mercado Eléctrico Alemán

El mercado energético alemán, siendo el más grande en Europa, adoptó su plena liberalización y desregularización en 1998 bajo un modelo de bolsas. En el año 2000, dos bolsas de energía comienzan sus operaciones: LPX (Leipzig Power Exchange) y EEX (European Electricity Exchange), luego de un proceso de transición se unen en el año 2001 en nombre de EEX con locación en Leipzig. La Bolsa de Energía es establecida como una institución pública bajo la

supervisión del Ministerio de Economía. Alemania presenta un importante nivel de importación y exportación de energía con otros países europeos.

El mercado energético alemán es dominado principalmente por cuatro compañías verticalmente integradas (E.ON, RWE, Vattenfall y EnBW) que suministran el 50% del mercado. Adicionalmente existen aproximadamente 60 proveedores regionales y 725 municipales a cargo de la distribución y la venta al por menor. También existen cerca de 150 compañías dedicadas netamente a la comercialización al por menor, las cuales son dueñas de pequeños medios de generación. En Alemania no existe un operador independiente del sistema, si no que cada una de estas grandes empresas que contiene la transmisión opera sus propias redes según su área de acción, manteniendo la calidad y seguridad del sistema. En un principio no se estableció un ente regulador, solo existiendo negociaciones y acuerdos entre los actores del mercado. Los distribuidores y comercializadores locales dueños de pequeña generación son regulados por los gobiernos estatales. Dado algunas complicaciones del modelo en el año 2005 creó una autoridad regulatoria llamada “*Federal Network Agency*” o “*Bundesnetzagentur (BNA)*”, con el fin de asegurar condiciones de costo-eficiencia, ambientales y de seguridad relacionadas con el suministro eléctrico al público general y adicionalmente velar por el desarrollo de una legislación adecuada para el sector energético. Su campo de acción se extiende al mercado de las telecomunicaciones y el gas.

En el mercado existe un acceso reglamentado y negociado a las redes de suministro, procurando asegurar confiabilidad y seguridad del sistema. El sistema se basa en contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo con la posibilidad de hacer ajustes de corto plazo en la Bolsa de Energía mediante la modalidad de “Día Previo” (Day Ahead) e Intradiario (Intraday). En el mercado del “Día Previo” hay un proceso de negociación de subastas (Auction Trading) donde se realizan contratos entre los actores por 10 bloques de energía, horarios estandarizados y adicionalmente una negociación continua donde se realizan contratos en periodos de demanda base y contratos en hora de punta, además de contratos para demanda base del fin de semana [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37].

Marco Regulatorio de la Cogeneración en Alemania

La legislación vigente en Alemania sobre cogeneración recae principalmente en la ley de Cogeneración del año 2002 (“*Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*”). El objetivo final de esta ley es reducir en 23 millones de toneladas de CO_2 al año 2010 (en comparación a las del 1998) mediante la proliferación de nuevas unidades cogeneradoras y la modernización de las ya existentes, además de promover la operación y comercialización de celdas de combustible. Estos objetivos pretenden cumplirse con el pago de primas adicionales aplicadas al precio de venta de energía proveniente de la cogeneración. El presupuesto destinado a esta ley hasta el año 2010 asciende a €4,5 billones, con €358 millones destinados a la tecnología de micro turbinas.

Según esta ley cogeneración es la conversión simultánea a partir de una fuente de energía de entrada en electricidad y energía térmica útil en una instalación permanente. Incluye las siguientes tecnologías: Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor, Turbina de contrapresión sin condensado, Turbina con extracción de vapor de condensación, Turbina de gas con recuperación del calor, Motor de combustión interna, Microturbinas, Motores Stirling, Pilas de combustible, Motores de vapor, Ciclos Rankine con fluido orgánico

Bajo esta ley de cogeneración, los operadores de red están obligados a conectar las plantas de cogeneración a su sistema y comprar sus excedentes de energía a precio “normal”, a menos que de lo contrario exista un contrato bilateral con el operador de la planta cogeneradora. El precio “normal” es definido como el promedio del precio de la demanda base de la EEX en el trimestre anterior. Adicionalmente las plantas de cogeneración reciben una prima a la electricidad que inyectan a las redes públicas. Desde el año 2002 las únicas plantas nuevas que pueden optar al soporte de primas son aquellas menores a 2 MWe hasta 2010, donde aquellas menores a 50 KWe entre 2002 y 2008 tienen soporte por 10 años desde su inicio de operación, al igual que aquellas basadas en celdas de combustibles. Según esta ley plantas anteriores a 1990 solo tienen soporte hasta 2006, las plantas posteriores a 1990 y anteriores a 2002 solo hasta 2010, plantas modernizadas entre 2002 y 2005 hasta 2010. Complementariamente las plantas cogeneradoras son compensadas con bonos por el costo evitado en la red según la energía consumida al interior de las instalaciones. El valor de estas compensaciones va en el rango de 0,4 €/kWh a 1,5 €/kWh, dependiendo de la localización de la planta. El cálculo y la metodología para establecer el pago de estas compensaciones están descritas en un decreto especial llamado “*Stromnetzentgelt-verordnung 2005*” (Regulación de tarifas de la red eléctrica). Las plantas están obligadas a informar al operador de red cada mes sobre la energía entregada a la red.

Bajo los principios de esta ley el Ministerio de Economía y Tecnología (BMW) propuso al parlamento una nueva ley de cogeneración el año 2008. El objetivo de duplicar la contribución de energía suministrada por cogeneración al año 2020 a un 25%. Esta nueva ley continúa con el soporte para la cogeneración con primas adicionales en sus tarifas, pero incluye principios en la línea del acta de la “*Directiva de Cogeneración de la Unión Europea (2004/8/EC)*” que incluye conceptos como la “*Garantía de Origen de la Electricidad Generada por Cogeneración*” y la definición de “*Cogeneración de Alta Eficiencia*”.

En las modificaciones está la obligación del operador de red de conectar la planta de cogeneración y comprar su electricidad, traspasando estos costos a los usuarios finales de la red, la tarifa es complementada por la prioridad de despacho, equivalente a las energías renovables. Las primas se extienden a unidades nuevas y modernizadas que entran en operación entre 2007 y 2016, sin límite de capacidad. Las plantas con capacidad mayor a 50 kW tienen un bono de 1,5 €/kWh por 5 años con un máximo de 30.000 horas de operación y las menores a 50 kW entre 4 y 5 €/kWh por 8 años, siendo el límite en bonos de M€ 750 anuales del cuales M€ 150 son destinados a redes de calor. Adicionalmente ahora se puede elegir obtener electricidad de la red para consumo propio a cambio de las primas, esto en marco de los contratos de exportación de energía a la red pública.

Para que la planta de cogeneración pueda acceder a los beneficios antes planteados deben obtener una licencia, la cual demanda diversos requisitos técnicos bajo un extenso reglamento dictado por la “*Asociación de Calefacción Urbana*” (*Arbeitsgemeinschaft Fernwärme*)” llamado “*Certificación de Plantas Cogeneradoras – Determinación de Electricidad por Cogeneración (Worksheet FW 308)*” y simultáneamente cumplir con el estándar de “*Cogeneración de Alta Eficiencia*” concepto definido en la “*Directiva de Cogeneración de la Unión Europea (2004/8/EC)*”. Los valores utilizados para calcular la eficiencia de la cogeneración y el ahorro de energía primaria se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización. Se tienen las siguientes consideraciones:

- **a) *Cogeneración de alta eficiencia:*** La producción de cogeneración procedente de unidades de cogeneración deberá aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10 %, calculado con

arreglo a la letra b), en relación con los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad. Unidades de pequeña escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrá considerarse cogeneración de alta eficiencia.

- **b) Cálculo del ahorro de energía primaria:** El ahorro de energía primaria aportado por la producción mediante cogeneración se calculará mediante la fórmula (3.3):

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \cdot 100\% \quad (3.3)$$

Donde:

- *PES*: Es el ahorro de energía primaria.
- *CHP Hη*: Es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración definida como la producción anual de calor útil dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración.
- *Ref Hη*: es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.
- *CHP Eη*: es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual producida por cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración. Si una unidad de cogeneración generare energía mecánica, la electricidad anual producida por cogeneración podrá incrementarse mediante un elemento adicional que represente la cantidad de electricidad equivalente a la de dicha energía mecánica
- *Ref Eη*: Es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

Existen diversas políticas a nivel de gobierno y locales que promueven el desarrollo de la cogeneración, entre ellas las más importantes son:

- **Exención al ECOTAX:** El gas natural y el petróleo utilizado para las plantas de cogeneración están exentos del impuesto por el uso de los combustibles (ECOTAX), creando un incentivo a la industria para remplazar los sistemas térmicos convencionales por sistemas de cogeneración.
- **EEG 2008:** La nueva ley de Energías Renovables de Alemania de 2008 (EEG 2008) entrega un bono de 3 €/kWh por 20 años a plantas cogeneradoras a base de biomasa.
- **Tratado de Emisiones:** Por otra parte el Tratado de Emisiones de Gases Invernadero de Alemania, permite que las unidades cogeneradoras reduzcan sus emisiones solo en un 1,25% en comparación con la generación convencional que debe hacerlo en un 15% [39], [40], [41], [42], [43], [44].

Grado de Participación de la Cogeneración en Alemania

La producción de bruta de energía eléctrica en Alemania durante el año 2007 ascendió a 636,5 TWh, donde la fuente predominante es el carbón (en su variedad de tipos) con un 47,3% y un alto desarrollo en energías renovables que alcanzan un 14,1%, donde Alemania es el productor más grande a nivel mundial en energía eólica con un 20.662 MW instalados en 2007, caso similar a la energía solar fotovoltaica con 363 MW instalados. La capacidad instalada asociada a la EEX al 2009 asciende a 80.140MW.

En el año 2005 se encontraba una capacidad instalada de 21GW a base de cogeneración de alta eficiencia, con una generación anual neta de 77,85 TWh significando un 12,6% del total del país [36], [37].

3.4 Cogeneración en el Mercado Eléctrico del Estado de California de los EEUU.

Antecedentes Generales del Mercado Eléctrico de California

El mercado de Energía Norteamericano es descrito como un conjunto de de empresas llamadas utilities y nonutilities, las cuales se interconectan entre sí por medio de una gran red de transmisión llamada Bulk Power System, compuesta por Power Grids (redes principales) y los Power Pools (Agrupaciones más pequeñas). Los utilities se definen en general como compañías privadas o como agencias públicas comprometidas en generación, transmisión, y/o distribución de energía eléctrica de uso público. Se dividen en cuatro categorías según el tipo de propiedad, cada uno con su propio conjunto de características: de inversionistas, federal, público (pudiendo ser estatal, municipal, o de otras entidades gubernamentales), y cooperativo.

El mercado Eléctrico de California proviene de un sistema no competitivo, con una oferta de monopolios integrados verticalmente y una demanda operada por concesiones de monopolio. Regulados por un ente a nivel estatal llamado PUC (Public Utilities Comisión) que regula propiamente el sector eléctrico en base a los costos y condiciones de servicio de la utilities locales. A partir de 1992, California empezó un proceso de desintegración vertical y desregularización. Este proceso se consolidó con la promulgación de la Ley AB 1890 en 1996. Después de 4 años de debates legislativos y administrativos, en abril de 1998 el mercado de California comenzó a operar basado en la experiencia del caso de Inglaterra y Gales [45], [46].

Los clientes son libres de contratar su propia energía y los generadores tienen entrada libre a competir de cualquier generador certificado incluso de otro estado. El transporte tiene acceso libre a la transmisión considerándose un monopolio natural regulado, administrado por un ente independiente y no sujeto a presiones de generadores. Los distribuidores son monopolios naturales libres de firmar contratos de mediano y largo plazo con generadores o participar del spot, de esta forma protegiéndose los pequeños generadores de los más grandes.

Los entes relevantes del mercado son: “*La FERC (Comisión Nacional de Regulación de Energía)*” (A nivel del gobierno federal regula las ventas mayoristas y entre subsidiarias de empresas interestatales, supervisa la regulación de cada estado), “*CPUC (Comisión de Utilities Publicas de California)*” (Regulador a nivel estatal) “*CalPX (California Power Exchange)*” (Bolsa o mercado mayorista de energía de ofertas diarias y horarias), “*CalISO (Operador del Sistema Independiente)*” (Opera las redes de alta tensión bajo el principio de libre y no discriminatorio, manteniendo la estabilidad y confiabilidad del sistema administrando bajo un mercado de servicios auxiliares), “*SC (Scheduling Coordinators)*” (Intermediario entre el ISO y clientes de la transmisión, administrando los contratos bilaterales, contratando portafolios de oferta y demanda y entregando programas balanceados al ISO) [47], [48], [49], [50].

Existen tres modalidades de mercados: “*Day-Ahead (Día Previo)*” (Donde se realizan la mayoría de las transacciones, siendo la energía transada en el CalPX al próximo día, a partir de la mayor información posible), “*Hour-Ahead (Hora Previa)*” (Es transado en el CalPX, corrigiéndose anomalías inesperadas de última hora como son los cambios de demanda, y el estado atmosférico), “*Real-Time (Tiempo Real)*” (Mercado spot que se transa en el CalISO a costo marginal) [51].

Marco Regulatorio de la Cogeneración en California

En California y al igual que el resto de los estados de los EEUU, los Cogeneradores caen en la clasificación de non-utilities, es decir entidades de propiedad privada que generan energía para su propio uso o para la venta a las utilities u otras entidades. Dentro de las categorías de non-utilities según la FERC, se encuentran las “*Qualifying Facilities (QFs)*” que reciben un tratamiento especial a generadores comunes, donde entran cogeneradores y pequeños productores de energía (productores de ERNC) cumpliendo ciertas condiciones descritas en la ley del gobierno federal “*PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act of 1978)*” y otros requisitos determinados por la misma FERC. En la parte 292 del Código de Regulaciones Federales (18 C.F.R. Part 292), se especifica cómo obtener el certificación del estatus de QFs. Según estas especificaciones una instalación cogeneradora cae en este estatus si produce secuencialmente electricidad y adicionalmente un tipo de energía calórica útil (como calor o vapor) usadas para propósitos industriales, instalaciones comerciales, residenciales o institucionales y que simultáneamente cumpla con los requisitos de operación, eficiencia y uso de su energía de salida del proceso, definidos en el código antes mencionado, sin importar su tamaño.

Las QFs disfrutan de ciertos beneficios bajo las leyes federales, estatales y locales. Entre estos se encuentran el derecho a libre interconexión a la red local, donde la autoridad estatal determina como son enfrentados los costos de interconexión por parte de las QFs. Otro derecho es la facultad de vender sus excedentes de energía a la utility local a “costo evitado”, sea el costo marginal que evita la utility local en generar esa energía u obtenerla de otra fuente, además la QFs puede comprarle energía suplementaria de respaldo en caso de ser necesario a la utility local a un precio justo, no discriminatorio, razonable a los consumidores y a los intereses públicos, el cual no puede exceder el costo evitado. Las QFs deben dar respaldo obligatorio al sistema en caso de emergencia, salvo que tenga un contrato especial con la utility local.

La FERC delegó algunas facultades de la implementación de la ley PURPA a algunas comisiones estatales de utilities públicas, así es como en California los precios de compra y venta de energía de las QFs deben ser aprobadas y regulados por la CPUC. Así es como las utilities privadas de California compran energía de las QFs acorde a términos y condiciones específicas de un contrato de ofertas de compra estandarizado donde el precio tiene un componente del precio de energía actual de mercado asociado a las utilities privadas (basado en precio de combustibles) y un componente de precio de potencia que refleje el costo evitado de potencia instalada (inversión), bajo una formula de precios llamada SRAC (costos evitados de energía y potencia de corto plazo), donde su metodología de cálculo incluye una serie de indexaciones que han variado frecuentemente en sus historia, actualmente descrita en detalle en la “*Decisión de la CPUC (D)96-12-028*”.

Dentro de los requisitos técnicos de operación y eficiencia para ser calificado como QFs según PURPA destaca la obligación de entregar y demostrar ante la CPUC la información técnica necesaria para poder determinar los siguientes parámetros de interés: P_t (Energía térmica útil de salida horaria promedio anual), P_e (Energía eléctrica de salida horaria promedio anual), P_m (Energía mecánica de salida horaria promedio anual), P_i (Energía, proveniente de gas natural o petróleo, de entrada horario promedio anual), P_s (Energía, suplementaria proveniente de gas natural o petróleo, horaria promedio anual). Con lo cual se definen las siguientes variables:

$$\text{Factor de Operación} = \frac{P_t}{(P_t + P_e + P_m)} \quad (3.4), \quad \text{Factor de Eficiencia} = \frac{(P_e + P_m + 0.5 \cdot P_t)}{(P_i + P_s)} \quad (3.5)$$

En instalaciones de ciclo de cabecera (Topping-Cycle) el Factor de Operación definido anteriormente debe ser mayor o igual al 5%, para todas las unidades cogeneradoras. Toda instalación que funcione en este esquema de cogeneración después de 1980 y que donde la energía de entrada sea a partir de gas natural o petróleo, el factor de eficiencia debe ser mayor o igual a un 42,5%. En este caso particular que si el factor de operación es menor a un 15% el factor de eficiencia debe ser mayor que 45%. La acreditación de los factores y las mediciones de los parámetros involucrados son anuales.

Instalaciones de Ciclo de Cola (Bottoming Cycle) operando después de 1980 el factor de eficiencia debe ser mayor o igual a un 45%. En este esquema de cogeneración no hay requisito de factor de operación.

Adicionalmente instalaciones que no hayan conseguido el certificado de QFs, antes del 2005 se exige que la energía eléctrica, térmica y mecánica útil de salida deba ser utilizada en forma productiva y beneficiosa, siendo fundamentalmente usada para propósitos industriales, instalaciones comerciales o institucionales y no absolutamente para venta de energía a una utility. Se considera que cumple con este requisito si la suma de las energías anteriores utilizada para los propósitos mencionados, es mayor que un 50% de la energía de salida en un periodo anual. Instalaciones de cogeneración posteriores al año 2005 con una capacidad menor o igual a 5 MW se consideran que cumplen los requisitos de uso de la energía de salida para los propósitos especificados anteriormente. Toda instalación de cogeneración que no cumpla con las condiciones anteriores no recibe el estatus de eficiencia y no es avalada como QFs [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59].

Grado de Participación de la Cogeneración en California

En el año 2007 California produjo el 69,5% de su electricidad consumida, el resto fue importado en un 8,2% de la zona del Pacífico Noroeste y un 23,3% del Sudoeste del Desierto. Al año 2007 la capacidad instalada de generación eléctrica en California asciende a 65.545,51 MW con una producción anual de 209.856 GWh, siendo una matriz muy diversificada donde el gas natural es la principal fuente de generación con 45,2% del total del sistema y la generación con fuentes renovables alcanza a un 11.8 %.

Luego de las garantías otorgadas a la cogeneración bajo la ley PURPA, el crecimiento de la cogeneración en California se incrementó frenéticamente. Antes de esta ley existían solo 9 unidades de cogeneración operando en este estado, 10 años después de la promulgación de la ley, se construyeron más de 380 unidades de cogeneración en la década desde 1988 a 1997 otras 270 unidades fueron agregadas al sistema. El crecimiento anual de la capacidad instalada de cogeneración aumentó de un menos de 1% en los años 70 a un 27% en los años 80. En los 90 esta tasa decreció a un valor cercano a un 4%. Actualmente es el estado de EEUU que genera más energía a partir de la cogeneración, con una capacidad instalada de casi 9 GW representando el 10,5% del país (En EEUU existen 85 GW instalados en cogeneración) con un número cercano de 550 unidades, casi un 17% de la capacidad instalada de generación del estado, donde la mayor parte, unos 8 GW, corresponde a sistemas grandes de generación (más de 20 MW). Las unidades pequeñas de cogeneración alcanzan cerca de 1GW de capacidad instalada. Las instalaciones de cogeneración en California son en mayoría a base de gas natural, cerca de un 85%. En la *Tabla 3.3* se observa la participación de los principales combustibles.

Combustible	Numero de Sitios	Capacidad Instalada [MW]	Porcentaje del Total [%]
Gas Natural	609	5.479,7	84,9
Carbón	7	313,0	4,8
Desechos de Combustibles	10	276,1	4,3
Madera	15	194,1	3
Calor Residual	4	83,0	1,3
Desechos de la Madera	2	32,5	0,5
Desechos Fósiles	1	27,0	0,4
Desechos Agrarios	2	25,0	0,4
Biometano	4	11,7	0,2
Petróleo	4	11,6	0,2
Biomasa	3	2,8	0
Propano	7	0,3	0
Desechos Municipales Sólidos	0	0,0	0
Total	668	6.456,8	100

Tabla 3.3: Distribución de la cogeneración en California según combustible [57].

El éxito de California a diferencia de otros estados en esta tecnología se explica por una serie de programas de incentivos adicionales impulsados por la CPUC (independiente de las políticas a nivel del gobierno federal), que regulan emisiones de efecto invernadero, conexión segura a la red etc., uno de los más importantes el llamado programa “SGIP (*Self Generation Incentive Program*)” que provee de ayuda para la inversión en algunos sistemas de cogeneración [57], [58].

3.5 Conclusiones del Análisis Regulatorio Internacional

Se observa que en estos países existe un alto grado de desarrollo de la legislación orientada a las energías renovables, la generación distribuida y la cogeneración, debido a objetivos de los gobiernos en aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases invernadero, existiendo reglamentos específicos hacia el concepto de cogeneración, además de una gran cantidad de programas locales a niveles regionales u estatales que permitían un mayor incentivo a su proliferación.

- **Con respecto a la conexión:** En los 3 países analizados, se garantizaba la conexión de las unidades cogeneradoras a las redes de distribución siempre y cuando se cumplieran los requisitos técnicos garantizados por la normativa específica donde las plantas cogeneradoras entraban a un régimen especial. En estos casos las compañías distribuidoras o comercializadoras locales están obligadas a comprar sus excedentes de energía y al mismo tiempo vender energía a la planta en caso que esta la necesite para sus consumos internos.

- **Con respecto a los requisitos técnicos:** En los 3 países existen especificaciones claras de cómo definir las instalaciones cogeneradoras que recibirán apoyo. Principalmente se definen los tipos de tecnologías de generación y los tipos de combustibles primarios con que se pretende operar la planta. Posteriormente son definidos los tramos de capacidad instalada o tamaño de la planta para poder categorizarla en distintos subgrupos y en algunos casos de dejarlas fuera de los regímenes especiales, en este caso California y Alemania luego de su nueva ley de 2008, no tienen límites de tamaño y en el caso de España restringe a las instalaciones a solo 100 MW. Finalmente se definen estándares de eficiencia, donde España y Alemania se ajustan a las definiciones de “Cogeneración de Alta Eficiencia” del parlamento de la Unión Europea, aunque Alemania adicionalmente posee reglamentos más extensos con procedimientos de cálculo más complejos y exigentes para poder calificar a las unidades cogeneradoras. California posee sus propios estándares según la ley del gobierno Federal PURPA. Según la combinación de estas características se crean distintas categorías donde clasificar a las plantas y así imponerles distintas condiciones de venta y compra de energía.

- **Con respecto a las tarifas:** En los 3 países existe una metodología de precios especiales para la venta de energía de los excedentes de las plantas calificadas en régimen especial a la red. En California son basados en el “costo evitado” o el costo marginal que la compañía que compra y ahorra en generar esa energía o comprarla por otro medio. En el caso de Alemania y España las plantas venden su energía a costo marginal y además bonificado con una prima que dependerá de la categoría en que se encuentre la planta según su tamaño o tecnología. Particularmente España posee un sistema más complejo, donde además se entregan primas por eficiencia energética, control de reactivos y servicios complementarios.

En los 3 países las plantas pueden tener contratos bilaterales con cualquier consumidor, independiente, renunciando a algunas primas ajustadas a la tarifa regulada, pero en otros casos mantenerlos.

- **Con respecto a las obligaciones:** Como obligaciones comunes en los países analizados, se exige que las plantas aseguren la calidad de servicio según la normativa específica y que posean todos los equipos de medida necesarios y entreguen la información relevante a la autoridad regulatoria para verificar si cumplen con los estándares de eficiencia y emisiones según la normativa. En el caso particular de España se exige que las instalaciones pertenecientes al régimen especial deben adscribirse a un centro de control local financiado por los representantes de aquellas unidades, para asegurar la confiabilidad del sistema.

La regulación de estos países busca lograr aumentar considerablemente el grado de participación de la cogeneración a un horizonte de años, entregando subsidios, tarifas especiales y otros beneficios, pero de forma retroactiva hasta que esta tecnología se vuelva competitiva con los métodos de generación eléctrica convencionales.

- **Con respecto a la participación en el mercado:** Los países analizados tienen un grado de participación importante en su mercado, donde el que posee más capacidad instalada es Alemania, seguido de California y luego España. Sin embargo California tiene el porcentaje mayor de potencia instalada con respecto al total del mercado, seguido por Alemania y luego España. La *Tabla 3.4* compara la capacidad instalada de cogeneración presente en cada país estudiado junto con el porcentaje de participación en el mercado correspondiente.

País	Potencia Instalada [GW]	Porcentaje de Participación [%]
España	6	10
Alemania	21	12,6
California	9	17

Tabla 3.4: Potencia instalada y porcentaje con respecto al mercado de cada país.

3.6 Cogeneración en el Mercado Eléctrico de Chile

El objetivo de este capítulo es identificar la legislación vigente a una unidad cogeneradora, especialmente a una de un potencia no mayor a 20 MW, estableciendo las principales barreras que existen en el mercado nacional al desarrollo de la cogeneración en comparación con las legislaciones internacionales analizadas en el capítulo anterior.

3.6.1 Marco Regulatorio de la Cogeneración en Chile

Definiciones y menciones en la ley

La Cogeneración está considerada en la legislación chilena en la Ley 20.257 que introduce modificaciones a la Ley General De Servicios Eléctricos respecto de la generación de ERNC, donde se tiene la definición para calificar en este grupo de “*Cogeneración Eficiente*” la cual corresponde a: “*Instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento*”. Adicionalmente según el DS 244 artículo 5 i) una descripción más detallada de cogeneración: *Generación en un solo proceso de energía eléctrica o mecánica, combinada con la producción de calor. La energía eléctrica o mecánica y el calor producido en el proceso de cogeneración deben satisfacer demandas reales de modo que de no existir la generación éstas debieran satisfacerse desde otras fuentes energéticas*. Se destaca la diferencia de la legislación existente en otras naciones, no están claros los tipos de tecnologías consideradas, ni los niveles de eficiencia contemplados y otros requisitos técnicos debido a la ausencia del reglamento al cual se hace referencia. Solo se tiene un límite de capacidad para entrar en el grupo de ERNC a 20 MW, por lo tanto instalaciones menores a este nivel y que clasifiquen como ERNC participarán del siguiente análisis, ya que aquellas mayores a esta capacidad no tienen tratamiento especial y se comportan como generadores convencionales.

Barreras actuales en Chile al desarrollo de la Cogeneración

Pese a las ventajas de la cogeneración, ésta enfrenta aún ciertas barreras que dificultan su implementación en Chile. La Ley 19.940 introdujo a la Ley General de Servicios Eléctricos, algunas modificaciones que otorgan incentivos a las energías renovables de pequeña escala, mencionándose a la cogeneración, sin embargo, en la práctica resultan poco efectivas.

Según el Art. 79 del D.F.L N°4, se libera a centrales de pequeña escala (<9MW) del pago del peaje en el troncal y parte de este para centrales entre 9 MW y 20 MW, pero en estas centrales pequeñas lo relevante es el peaje en los ramales o la necesidad de invertir en los mismos. Por otro lado la excepción de algún pago por peaje es solamente si la capacidad total exceptuada en todo el sistema del tipo ERNC y cogeneración sea menor al 5% de la capacidad instalada del sistema en su totalidad, lo cual con las obligaciones impuestas en la ley 20.257, donde los grandes generadores con capacidad instalada mayor a 200 MW, al año 2024 deberán basar un 10% de su matriz de generación en ERNC, significaría que en caso que ese 5% se alcance a base de PMGD, PMD y MGNC se deba incluir alguna obligación por peaje. Algunas otras barreras son:

- ***Coordinación con el sistema interconectado correspondiente:*** Las exigencias técnicas de los sistemas interconectados son en algunos aspectos muy restrictivos y pueden afectar procesos productivos (Ej. Desconexión por variaciones de frecuencia).
- ***Relación con las empresas distribuidoras / transmisoras aguas abajo:*** Para centrales que exportan a la red, si éstas se encuentran en zonas rurales, es posible que el sistema eléctrico local no sea lo suficientemente robusto para resistir la generación local de energía eléctrica. Esto puede significar inversiones adicionales no despreciables.

- **Falta de Regulación:** Existe incertidumbre al enfrentarse una falla o una mantención junto con la falta de un reglamento que defina estándares de alta eficiencia, obligaciones según tramos y combustibles primarios, tecnologías de cogeneración aceptadas etc...Adicionalmente la ausencia de un sistema de tarifas y subsidios de inversiones preferencia para los cogeneradores.

Los actuales incentivos no internalizan todas las externalidades positivas de esta tecnología de generación. Se requiere un mayor incentivo regional y nacional.

Desde el punto de vista de la coordinación, según el artículo 169 del del DS N°327, para poder formar parte del CDEC se debe ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW y que opte por incorporarse al CDEC o en otro caso ser un autoprodutor con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Esto restringe la entrada de estos actores al sistema independiente de si optan por la modalidad de autoprodutor o generador ya que la gran mayoría de los potenciales cogeneradores se ubican en el rango de 0,1 a 5 MW. En caso de tener el modelo autogenerador puro, persiste el problema de pagar por los respaldos, dada la incertidumbre de qué es lo que ocurre con el proceso productivo si la unidad generadora sale fuera de servicio, por no haber un contrato con un suministro externo.

3.6.2 Modelos de Pequeños medios Generadores y no Convencionales

Sin embargo a lo descrito anteriormente, cogeneradores de un rango menor están contemplados en el Decreto Supremo 244, para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación. Según el artículo 1 tendrán un tratamiento especial aquellos generadores con las siguientes características:

- **a) PMGD:** *Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".*
- **b) PMG:** *Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".*
- **c) MGNC:** *Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes*

Según el artículo 60 del DS 244, para efectos de clasificar a un MGNC se consideran como fuentes no convencionales a las siguientes energías: *Hidráulica (de cursos de agua, centrales hidroeléctricas de potencias inferiores a 20.000 kilowatts), Geotérmica, Solar, Eólica, Mareomotriz y Energía Obtenida de la biomasa, donde según el artículo 61 la biomasa será considerada no convencional si es clasificada como Productos o residuos forestales, de la industria de la madera y la celulosa, Residuos agrícolas, Residuos de la industria agroalimentaria, Residuos de la industria ganadera, Residuos de tratamientos de las aguas servidas, Residuos urbanos y Cualquier tipo de biomasa cultivada para fines energéticos.*

Adicionalmente según el artículo 62 y 63 se incluye la categoría de Cogeneración la cual es interés de esta memoria que dice: *Instalaciones de cogeneración, cuyos excedentes de potencia*

suministrables al sistema sean inferiores a 20 MW, que utilicen fuentes de energía primaria diferentes a las señaladas anteriormente, siempre y cuando acrediten un rendimiento energético superior al que la normativa fije para ello. En el caso que las instalaciones de cogeneración utilicen calor residual de un proceso térmico independiente de la actividad de cogeneración, no será necesario que acrediten un cierto nivel del rendimiento energético para ser clasificadas como MGNC. Por lo tanto un cogenerador menor a 20 MW que cumpla con las condiciones técnicas de un futuro reglamento será considerado un MGNC y deberá cumplir con las condiciones de un PMG o un PMGD salvo con algunas garantías de peaje que serán detalladas en el capítulo 5 de la presente memoria, en caso de no cumplir con las condiciones del reglamento se ajustará a un PMG o PMGD si su capacidad es menor a 9 MW.

Sobre los PGMD

- **Conexión:** Las distribuidoras deben permitir la conexión de los PMGD a sus instalaciones, sin discriminaciones de ningún tipo, cumpliendo las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio vigentes. El desarrollo de proyectos nuevos o modificaciones a los existentes, deben ser informados a la SEC por el PMGD, cumpliendo con los plazos en los flujos de información indicados en el reglamento y complementados en la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO). El PMGD debe informar a la SEC, antes de la entrada en operación, el cumplimiento de los requisitos de la NTCO. Un PMGD conectado a las instalaciones de una empresa distribuidora, adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el reglamento 244 y la normativa aplicable.

- **Requisitos Técnicos:** Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD están establecidos en la NTCO en Instalaciones de Media Tensión, de Marzo de 2007, publicada por la CNE, la cual contempla los siguientes tópicos: La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación, procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación, exigencias técnicas para la conexión, exigencias técnicas para la operación en estado normal y alerta del sistema de distribución, finalmente exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.

- **Coordinación y Operación:** La operación en línea de los PMGD deberá ser coordinada con la Distribuidora respectiva. El procedimiento de operación será implementado por la Distribuidora, en 60 días desde la presentación de la Solicitud de Conexión a la Red, bajo los criterios del presente reglamento y la NTCO, debiendo acatar las instrucciones de operación de la Distribuidora, en tiempo y condiciones señalados por ésta, con el objeto de resguardar las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio. El PMGD puede presentar discrepancias con las instrucciones impartidas por la Distribuidora, pero en la operación en línea deben ser acatadas. Posteriormente presentar un reclamo o controversia, según corresponda. El PMGD operará con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Se considerará que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes. El PMGD informará programa de generación a la Distribuidora y CDEC.

- **Costos:** Los costos de conexión serán de cargo del PMGD (Ampliaciones, nuevas instalaciones de los sistemas de distribución), siendo determinados vía balance entre los costos adicionales y los ahorros por operación del PMGD. Si los costos adicionales son menores a los ahorros por operación, el costo de conexión es nulo. La distribuidora podrá emitir un informe de costos de conexión que justifique que los costos adicionales son mayores a los ahorros, con los respaldos

respectivos. Copias de los informes serán enviados al PMGD y la SEC. Si los costos adicionales son mayores a los ahorros, la distribuidora deberá proponer alternativas de pago de los costos de conexión. En el caso de requerir inversiones adicionales a los costos de conexión, la distribuidora podrá pedir al PMGD aportes financieros reembolsables para cubrir dichas inversiones.

- **Pagos:** Los PMGD participarán en los balances de inyecciones y retiros de las empresas coordinadas por los CDEC, para lo cual deberán contar con equipos de medida adecuados para el registro de las variables eléctricas facturables. Las inyecciones de energía y potencia de, deberán ser referidas por el CDEC a la barra de tensión más alta de la S/E primaria de distribución. Los PMGD podrán vender su energía a CMg o a Precio Estabilizado, opción válida por cuatro años y que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado, corresponderá al costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria que corresponda. La potencia será valorizada a precio de nudo. Los PMGD deberán concurrir al pago de los sistemas de transmisión, pagando peajes en sistemas de distribución cuando abastezcan a clientes libres. En caso que suministren al sistema, no pagan peajes de distribución.

- **Controversias:** Los PMGD podrán presentar sus controversias a la SEC, respecto de las materias señaladas en el presente reglamento. La SEC, previa recomendación de la CNE, resolverá la controversia, pudiendo dictar medidas provisorias a objeto de dar solución a la problemática planteada.

Sobre los PMG

- **Conexión, Operación y Coordinación:** Los PMG se conectan al sistema de transmisión y por ende, tienen el carácter de coordinado por el CDEC y sujeto a sus normas y procedimientos de operación. Los PMG podrán optar a la modalidad de autodespacho, siendo el CDEC el que lo autorice. Independiente de la modalidad de operación del PMG, es el CDEC el responsable de la coordinación y planificación de la operación del sistema.

- **Pagos:** Los PMG participarán en los balances de inyecciones y retiros de las empresas coordinadas por los CDEC, debiendo contar con equipos de medida adecuados para el registro de las variables eléctricas facturables. Los PMG podrán optar entre vender su energía a CMg o precio estabilizado, opción válida por cuatro años y que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMG. El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión del PMG. La potencia será valorizada a Precio de Nudo.

- **Controversias:** Las controversias que se susciten al interior del CDEC, serán sometidas a dictamen del Panel de Expertos.

Sobre el MGNC

- **Conexión:** Igual a la de los PMGD y PMG si clasifican como tales.

- **Pagos:** Los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una fracción de los peajes asociados a los sistemas de transmisión troncal. Para sistemas menores a 9 MW la excepción es total, en sistemas mayores a 9 MW y menores a 20 MW la excepción es parcial de forma proporcional a su tamaño hasta pagar el 100% del pago nominal. Por otro lado la excepción de algún pago por peaje es solamente si la capacidad total instalada en todo el sistema del tipo MGNC es 5% de la capacidad instalada del sistema en su totalidad. La excepción del pago por peajes de los MGNC es solventado por las demás empresas generadoras del sistema interconectado a prorrata de sus inyecciones al sistema. Deberán concurrir al pago de peajes por los sistemas de subtransmisión y adicional, según corresponda. Las inyecciones de energía y potencia serán valorizadas en los balances CDEC de inyecciones y retiros, según la modalidad de precios correspondiente (*Figura 3.2*).



Figura 3.2: Porcentaje a pagar del pago por uso del Sistema Troncal v/s Potencia del MGNC.

- **Controversias:** Las controversias que se susciten al interior del CDEC, serán sometidas a dictamen del Panel de Expertos. Las principales controversias podrían generarse en la solicitud de poder hacer valer a la unidad de generación como MGNC. Según el reglamento para que la unidad sea clasificada se deberá presentar un informe a la CNE que contenga una descripción general de la fuente de energía primaria, su origen y disponibilidad, la tecnología utilizada para su conversión a energía eléctrica, los impactos ambientales asociados y rendimientos en caso de cogeneración. Por el momento el decreto o NTCO que fije las principales características a cumplir por los MGNC está en desarrollo.

	PMGD	PMG	9[MW]< MGNC/MGC <20[MW]
MGNC	1 - Extento de peaje troncal.	1 - Extento de peaje troncal.	1 - Parcialmente extento de peaje troncal.
	2 - Conectado a Dx.	2 - Conectado a Tx.	2 - Conectado a Tx.
	3 - Autodespacho.	3 - Puede optar a autodespacho.	3 - Despacho coordinado por el CDEC.
	4 - Conflictos a SEC.	4 - Conflictos al Panel de Expertos.	4 - Conflictos al Panel de Expertos.
MGC	1 - Paga peaje troncal, Extento de peaje de Dx si vende al sistema.	1 - Paga peaje troncal.	1 - Paga peaje troncal.
	2 - Conectado a Dx.	2 - Conectado a Tx.	2 - Conectado a Tx.
	3 - Autodespacho.	3 - Puede optar a autodespacho.	3 - Despacho coordinado por el CDEC.
	4 - Conflictos a SEC.	4 - Conflictos al Panel de Expertos..	4 - Conflictos al Panel de Expertos.

Tabla 3.5: Cuadro Resumen de PMGD, PMG y MGNC según diferentes combinaciones.

3.6.3 Grado de Participación de la Cogeneración en Chile

Debido a la poca y clara legislación sobre cogeneración en Chile, su desarrollo ha sido muy pobre en comparación con otros países. Según el balance energético de la CNE solo se cuenta con un 2,9% del total de la capacidad instalada al 2007 y corresponden en su mayoría a sistemas mayores a 20 MW que no gozan de ninguna garantía [66]. Se observa en la *Tabla 3.6* la potencia instalada en Chile según tecnología, junto con la cogeneración.

Actualmente la empresa con mayor experiencia en esta tecnología en Chile es Celulosa Arauco, que posee 6 plantas cogeneradoras que utiliza la biomasa excedente de sus procesos industriales (ver *Tabla 3.7*). La energía eléctrica generada se utiliza para alimentar directamente a los procesos productivos de las plantas respectivas; el resto es exportado a la red, por otra parte el vapor generado es usado íntegramente en los procesos productivos de las plantas [67].

Tipo	Potencia[MW]	Porcentaje [%]
Termoeléctrica	8898	63.96
Autoprodutores	574	4.13
Cogeneración	403	2.90
Servicios Públicos	7920	56.93
Hidroeléctrica	5014	36.04
Autoprodutores	86	0.62
Servicios Públicos	4927	35.42
Total	13,912	100

Tabla 3.6: Potencia instalada en Chile [67].

Planta	Potencia Instalada [MW]	Potencia al SIC [MW]
Arauco	101	15
Constitución	40	15
Licancel	30	6
Trupan	30	13
Valdivia	140	61
Nueva Aldea Fase 1	29	14
Nueva Aldea Fase 2	140	37
Total	510	161

Tabla 3.7: Producción de Cogeneradoras de Arauco [66].

3.6.4 Conclusiones del Marco para la Cogeneración en Chile

Según lo expresado en las secciones anteriores el pequeño medio generador aplicado a Cogeneración tiene regulada la forma en vender su energía excedentaria bajo los modelos de PMGD y PMG, sujeto a la dirección del CDEC, pero de una forma distinta que un generador convencional, el cual tiene influencia directa. Principalmente tiene solucionado el problema de abastecimiento si hay una falla en la unidad cogeneradora, como no lo es en el caso de un cogenerador mayor a 9 MW que podría declararse un autoprodutor puro. La venta de excedentes podrá ser a un CMg o un precio normalizado La norma técnica respectiva establecerá las condiciones que deberán cumplir la actividad de cogeneración y el uso del calor residual del proceso térmico señalado, para ser clasificado como MGNC en caso de tener una capacidad menor a 20 MW y tener los beneficios al pago de peaje troncal parcial o total analizado en párrafos anteriores.

Con respecto a la participación de la cogeneración en Chile dado la escasa legislación ha sido muy reducida comparada con los países analizados en las secciones anteriores y se ha basado en sistemas no menores a 20 MW principalmente con fuente primaria energética de biomasa forestal.

Hay puntos pendientes como la norma técnica que defina los estándares de eficiencia de las centrales cogeneradoras y así poder definirlos como MGNC. Adicionalmente como la cogeneración en algunos casos la operación es muy variable y dependiente de la producción de los procesos previos, necesita una flexibilización mayor para su operación y permitir el autodespacho para sistemas mayores a 9 MW.

4. Sistema de Cogeneración Propuesto

El objetivo del presente capítulo es describir un sistema de cogeneración adecuado para las condiciones de recursos térmicos y demandas eléctricas de la División Chagres de la Compañía Minera Anglo American, motivado bajo las condiciones de disponibilidad de calor residual de los nuevos procesos provenientes de una futura expansión. Para esto es necesario conocer las proyecciones y motivaciones de la compañía sobre la División, además de las características técnicas de la fundición para poder realizar un moldeamiento y ajuste del sistema de cogeneración y posteriormente su negocio de operación.

4.1 Introducción

Anglo American Chile, pertenece al grupo internacional Anglo American, con base en el Reino Unido en la ciudad de Londres y presencia operacional en 25 países, agrupando un universo de 90 mil trabajadores. Su negocio se centra en la explotación de diversos minerales como Platino, Diamantes, Metales básicos, Metales ferrosos, Carbón y Minerales industriales.

Su presencia operativa en Chile se basa en la exploración, explotación, procesamiento y comercialización de Cobre en forma de cátodos, ánodos, blister, concentrado con contenido de molibdeno y ácido sulfúrico. Cuenta con un número cercano de 5.854 trabajadores repartidos en sus dependencias centrales ubicadas en Santiago y cuatro divisiones productivas presentes en diferentes regiones del país, las cuales son: Mantos Blancos, Mantos Verdes, El Soldado, Chagres y Los Bronces (II, III, V Región y R.M respectivamente). Adicionalmente la compañía cuenta con un 44% de propiedad de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi.

4.1.2 Motivación de la Compañía para Invertir en una Planta Cogeneradora.

La empresa ha tomado responsabilidad ante la preocupación global sobre producción industrial amigable con el medio ambiente, uso eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases nocivos y de efecto invernadero. Se ha comenzado con una serie de iniciativas para responder a estas problemáticas y desafíos, entre ellas se encuentran principalmente mejorar en 15% la eficiencia en el uso de energía y reducir en 10% emisiones de CO_2 para 2014. Conforme a estas iniciativas y dada la condición de que se contará con calor residual en la futura expansión de la División Chagres, es imperante para la compañía evaluar un sistema de aprovechamiento de esta energía, el cual contribuya al objetivo anterior, además de significar un potencial negocio de venta de energía al sistema externo. Así una estación cogeneradora de ciclo de cola integrado al proceso productivo de la División Chagres resulta una opción de inversión a estudiar.

4.2 División Chagres

A continuación se describirán los principales aspectos de funcionamiento, emplazamiento e infraestructura de la División Chagres, donde se pretende poner en funcionamiento la central de cogeneración.

4.2.1 Descripción General y Ubicación Geográfica

La ubicación de la División Chagres es en la comuna de Catemu, de la V Región, a 100 kilómetros al norte de Santiago y a 400 metros sobre el nivel del mar.

Su proceso productivo consiste en la fusión de concentrados de cobre proveniente principalmente de las Divisiones Los Bronces y el Soldado, realizándose mediante hornos flash, tecnología que destaca por bajas emisiones. Finalmente se obtienen ánodos de Cobre, los cuales son comercializados. Actualmente cuenta con un número de 518 trabajadores.

4.2.2 Proceso de Producción

Para incrementar progresivamente la ley o contenido de cobre del material sometido a fundición, el proceso pirometalúrgico considera fases consecutivas de Fusión, Conversión y Refinación. Así se logra que la pureza inicial de 30% a 40% contenida inicialmente en el concentrado, se incremente progresivamente hasta 99,5% en el ánodo. De las fases consecutivas, la fusión y la conversión son las más importantes por lo determinantes que resultan en el proceso general. El proceso completo incluye los procesos de: a) Recepción, b) Almacenamiento y Secado de Concentrados, c) Fusión de Concentrados, d) Producción de Ácidos, e) Limpieza de Escorias, f) Escorial, g) Conversión, h) Refinación y Moldeo, los cuales son dispuestos en la *Figura 4.1*.

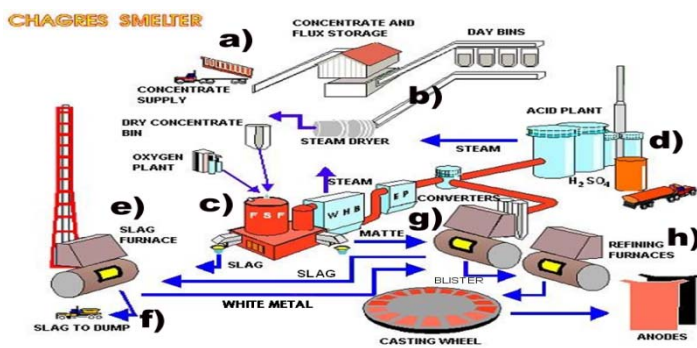


Figura 4.1: Diagrama de procesos de la Fundición Chagres².

4.2.3 Situación de Producción y Consumos, Actual y Proyectada.

La producción de ánodos de cobre de la División asciende nominalmente a 170.000 ton/año. El balance las actualizaciones de capacidad de 2008 fue de 184.000 ton/año, lo que no se ha alcanzado porque los concentrados considerados en las bases de diseño no son los que han llegado a ser procesados. La producción actual es cercana a 158.000 ton/año. La producción anual promedio proyectada de la fundición hasta 2017 asciende a 188.322 Ton de ánodos de cobre, sin expansión.

Para poder estimar los ahorros por el concepto de cogenerar energía eléctrica en la División Chagres es necesario conocer sus actuales niveles de demanda y consumo. La División Chagres posee una capacidad instalada de 26 MW. Los consumos anuales desde 1997 a 2008 han sido crecientes hasta el 2008, desde 116,6 GWh/año a 128,6 GWh/año. La demanda de potencia máxima en este periodo fue de 20.004 kW. Considerando que la potencia instalada es de 26 MW se obtiene un factor de carga de la fundición es de 0,76.

El comportamiento diario del consumo es prácticamente uniforme durante las 24 horas, debido a que la industria minera se caracteriza por su producción constante independiente del día y de la noche. En la *Figura 4.2* se observa una curva diaria de un día típico (10 de Junio de 2009, con mediciones cada 15 minutos), de carácter plano donde que oscila entre los 16,7 MW y los 18

² Para mayor detalle de los procesos, revisar el ANEXO 2.

MW. La potencia Reactiva también tiene un comportamiento plano manteniendo un factor de potencia de 0,79.

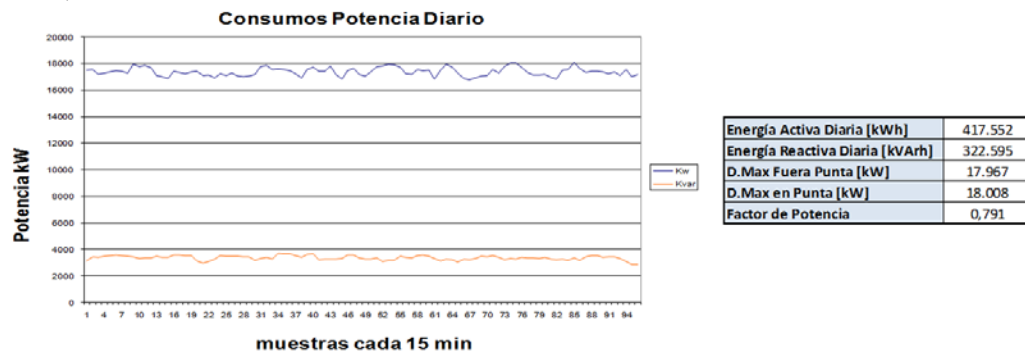


Figura 4.2: Curva diaria típica de la División Chagres.

El factor de potencia promedio anual de las instalaciones desde 1997 a 2006 es de 0,95. La fundición opera en promedio 329 días anuales, cual lo cual se obtiene un factor de operación de 0.9. La Tabla 4.1 resume lo descrito previamente.

Consumo Anual Promedio [GWh]	128,6
Potencia Instalada [MW]	26
Demanda Máxima [MW]	20
Facotr de Carga	0,76
Factor de Potencia	0,95
Factor de Operación	0,9

Tabla 4.1: Resumen de parámetros de interés sobre consumo y demanda de Chagres.

Bajo expansión para los próximos años se espera una producción nominal de 160.000 ton/año, debido al empobrecimiento del mineral.

Según Anglo American Chile, se proyecta que bajo el proyecto de expansión de la División Chagres, los consumos adicionales en la fundición y refinería significarán una potencia máxima de 30 MW, con lo cual se tendrá una potencia instalada cercana a los 55 MW (Tabla 4.2).

Consumos Adicionales [MW]	30
Consumo Total Proyectado [MW]	55

Tabla 4.2: Situación proyectada.

Dada la proyección de consumo sin expansión se puede escalar el consumo anual según la proporción de aumentar la demanda instalada de 26 MW a 55 MW, guiándose por la curva anual de demanda del año 2008. Se considerará la curva de la Figura 4.3 para las evaluaciones posteriores.

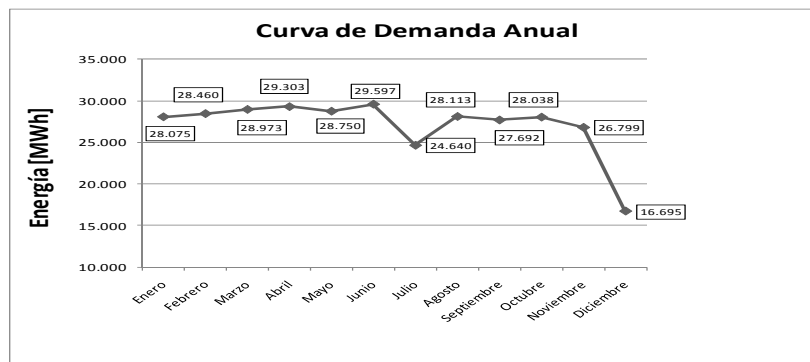


Figura 4.3: Curva de demanda anual 2014 de la División Chagres, con expansión.

Consumo Esperado Año 2014 - Con Expansión													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Energía [MWh]	28.075,09	28.460,36	28.973,22	29.303,15	28.749,98	29.596,85	24.639,53	28.112,89	27.692,10	28.037,56	26.798,81	16.695,06	325.134,62

Tabla 4.3: Curva de Demanda Anual Proyectada para 2014 y posterior.

Se observa la caída de la demanda por el mantenimiento anual programado para diciembre.

4.2.4 Estructura Eléctrica de la División Proyectada

La División Chagres cuenta con una S/E la cual es alimentada en 110 kV desde el SIC en sistema de su transmisión bajo un esquema de una barra alimentada por 1 línea conectada un tap con la Línea 2A proveniente de la S/E Aconcagua (tap San Felipe y tap San Rafael también se conectan a esta línea) y línea 2E proveniente de la S/E Esperanza. Adicionalmente a una tercera línea L1 proveniente de la S/E Totoral, alimentando en forma radial con transferencia automática. Las línea 2A y la línea desde el tap a la S/E de la fundición es propiedad de la empresa Generadora HGV, y la línea 2E propiedad de la empresa Generadora HASA. Posteriormente tres transformadores alimentan una barra de 12.3 kV seguido del sistema de distribución interior. S/E exterior compuesta por:

- Transformadores de poder de 20/27/33 MVA, de 110/12 [kV], con cambiador de taps automático, y resistencia de puesta a tierra.	- Protecciones asociadas a líneas: de distancia, sobrecorriente, sincronismo, bajo y sobrevoltaje.
- 8 Transformadores de Potencial, con 2 núcleos	- 1 Switchgear de 12 kV, con 20 alimentadores de media tensión con interruptores de vacío.
- 15 Transformadores de corriente con 4 núcleos	- Protecciones sobrecorriente asociadas a alimentadores.
- 3 Desconectores entrada líneas motorizadas.	- Registrador de eventos barras 110 [kV]
- 10 Desconectores de barras manuales.	- Equipamiento de facturación.
- 6 Interruptores de alta.	- Servicios auxiliares en 125 VDC, con 2 cargadores y banco baterías tipo plomo ácido.
- Esquema de patio de alta con doble barra e interruptor acoplador.	- Subestación monitoreada vía Scada por Generadora y vía SCD Chagres

El esquema de la S/E principal Chagres se muestra a en la *Figura 4.4*.

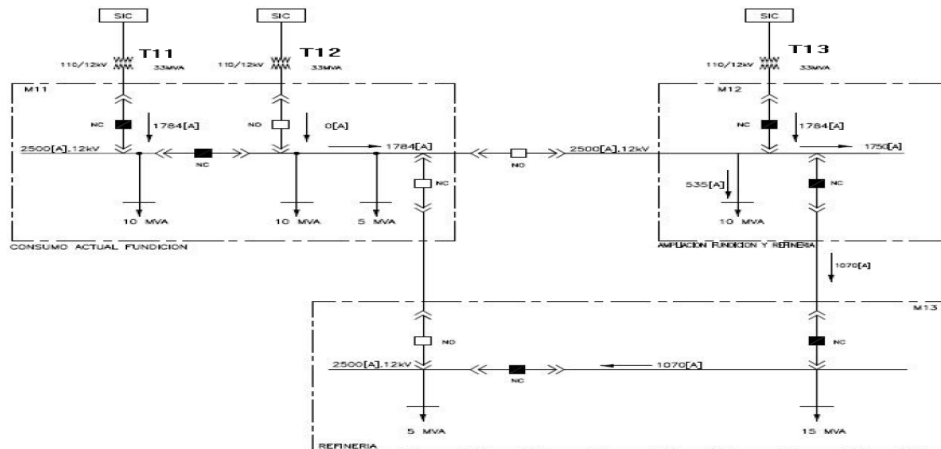


Figura 4.4: Modelo eléctrico simplificado proyectado para Chagres (Escenario 1).

Existen dos escenarios de operación. El primero, es cuando se tiene T11 y T13 alimentando dos barras independientes M11 y M12, respectivamente. El segundo escenario evaluado es cuando T11 y T12 alimentan una única barra conformada por M11 y M12. La barra principal de 12 kV dados los nuevos niveles de demandas deberá ser ampliada en su capacidad sobre todo en el segundo escenario.

La ubicación de la División Chagres en el SIC, es mediante un sistema de su transmisión de 110 kV, asociado a tres nodos principales del sistema troncal Polpaico220, Quillota220 y CerroNavia220, como se muestra en la *Figura 4.5*.

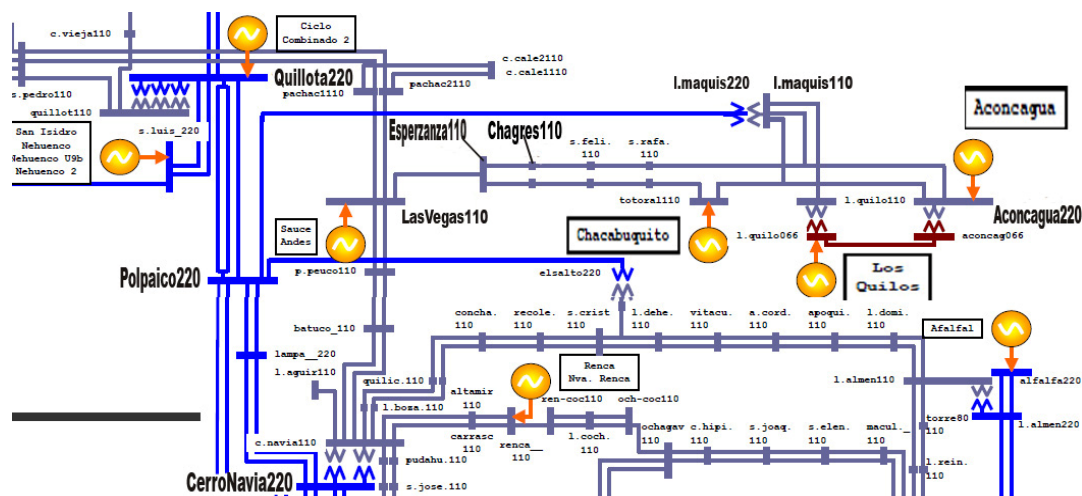


Figura 4.5: Ubicación de la División Chagres en el SIC [70].

Los principales consumos asociados a los procesos de producción descritos en la *Figura 4.1*, son descritos en la *Tabla 4.4*. Se observa el consumo mensual de Mayo de 2009 por carga y la potencia instalada, dándose que en el caso sin expansión no hay electrorefinería

Carga	Consumo Energía Mes [kWh]	Potencia Instalada [kW]	Porcentaje Energía Consumida[%]	Potencia Instalada con Expansión [kW]
Preparación Carga, Fusión y Limpieza Escoria	1.205.392,1	2.576,1	9,91	4.854,9
Conversión, Refino y Moldeo	392.330,3	838,5	3,22	1.580,2
Manejo de Gases, Prod y Despacho Acido	4.151.220,0	8.871,7	34,12	16.719,8
Gastos Generales Proceso	156.353,9	334,1	1,29	629,7
Planta de Oxígeno	3.969.000,0	8.482,3	32,62	15.985,9
Aire	1.500.399,0	3.206,6	12,33	6.043,1
Aguas Proceso y Lluvias	570.810,0	1.219,9	4,69	2.299,0
Campamentos	77.000,0	164,6	0,63	310,1
Suministro y Distribución Energía	143.314,8	306,3	1,18	577,2
Ectrorefinería	0,0	0,0	0,00	6.000,0
Total	12.165.820,0	26.000,0	100,00	55.000,0

Tabla 4.4: Distribución de Consumos

4.3 Fuentes de Energía Térmica

El proceso metalúrgico de la fundición de cobre, requiere gran cantidad de energía térmica, donde un porcentaje considerable no es totalmente aprovechado en el proceso. Las principales fuentes de energía térmica excedentaria son los Hornos Flash de fusión y conversión y en menor medida la Planta de Ácido.

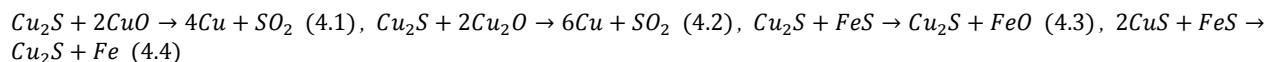
En algunas etapas del proceso es necesario retirar calor para obtener estados adecuados del flujo en proceso. Esta energía sobrante, de no ser aprovechada, deber ser disipada de alguna forma al medio ambiente mediante sistemas de refrigeración por agua y torres de enfriamiento de gases, perdiendo la oportunidad de aumentar la eficiencia global de los procesos.

A continuación se describe un resumen del proceso de Fusión, Conversión y de Planta de Ácidos principales fuentes de calor excedentario.

4.3.1 Fusión

Luego de la fase de secado de concentrados, donde se reduce drásticamente la humedad, el material pasa a los quemadores de los hornos de fusión, para dar inicio a la fusión. El objetivo es lograr el cambio de estado que permita que el concentrado pase de estado sólido a estado líquido separando el cobre de los otros elementos, como sulfuros líquidos, calcosina (Cu_5S), covelina (CuS), calcopirita ($CuFeS_2$), pirita (FeS_2) y bornita (Cu_5FeS_4). En lo posible, debe contener todo el cobre alimentado, y otra fase oxidada líquida adherida a la anterior, llamada escoria, ojalá exenta de cobre, compuesta principalmente de silicatos de hierro. La mata de cobre contiene sulfuros de cobre y hierro, algunos metales preciosos y otros elementos a nivel de trazas. La escoria, pobre en el metal, es caracterizada y descartada directamente o sometida a una etapa adicional de recuperación del metal, si su contenido es alto. La mata, en cambio, pasa a una etapa posterior de conversión por oxidación.

Los concentrados sulfurados de cobre son básicamente combinaciones, en proporciones variables, de sulfuros de hierro y cobre mezclados con ganga silíceo ácido o básica. Las reacciones que tienen lugar en el Horno de Fusión (HF) transcurren entre estos constituyentes del concentrado y los fundentes, y corresponden principalmente a la reducción de los óxidos de cobre por el sulfuro cuproso y a la sulfuración de los óxidos de cobre por el sulfuro ferroso. Todo el sulfuro de cobre se descompone de acuerdo con las siguientes reacciones indicadas en (4.1), (4.2), (4.3), (4.4).

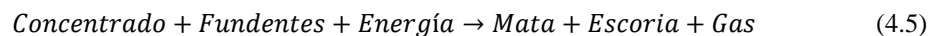


La tecnología HF corresponde a un proceso de fusión-conversión continua de concentrados, desarrollado por Outokumpu, que aprovecha el calor generado en las reacciones del oxígeno, presente en el aire del proceso, con los sulfuros de hierro contenidos en el concentrado, alimentando al reactor. Dependiendo principalmente de las características mineralógicas o químicas del concentrado, de los flujos y enriquecimientos en oxígeno del aire soplado, se generarán importantes cantidades de calor en el reactor, suficientes para tener un proceso totalmente autógeno, fundiéndose además, materiales fríos de recirculación con cobre o carga fría, generada en el proceso productivo y utilizada para regular la temperatura en el horno. Esto significa que no se necesita de una energía térmica proveniente de los quemadores de petróleo, sino que basta con la energía que se libera al entrar en reacción el azufre del concentrado, ayudado por su bajísimo contenido de humedad, con el oxígeno que existe tanto en el aire insuflado como el que se le adiciona para enriquecerlo en ese elemento. El combustible solo es utilizado para originar inicialmente las condiciones en que estos elementos descritos anteriormente comiencen a reaccionar por su cuenta.

En el caso de la División Chagres existen análisis históricos y otros proyectados sobre la concentración de azufre, el cual varía en la mezcla de concentrados. El contenido de azufre del concentrado oscila entre 25 % y 35 % con valores típicos de 28% en los últimos meses. La concentración anterior no permite una autogenidad completa, necesitándose el uso de los quemadores. Cada quemador consume unos 400 lt/h de petróleo y el horno los usa en la medida que va requiriendo según la energía disponible de la reacción exotérmica, en un número de 1 hasta 5 en algunos casos.

Los productos generados en este proceso son una fase rica en cobre, conocida como eje de alta ley, con un 62%-70% de cobre, una escoria con un 1%-2% de cobre y 8%-12% de Fe_3O_4 , y una corriente continua de gases con un 30%-35% de SO_2 en la salida del horno. Concentración que dependerá principalmente del enriquecimiento en oxígeno del aire de proceso.

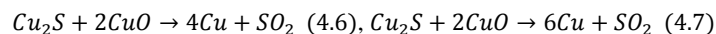
Respecto de los gases metalúrgicos primarios producidos en el proceso (ricos en SO_2), éstos salen del HF por una torre refrigerada y pasan a una caldera donde se enfrían hasta alcanzar una temperatura de 350 °C. Transfieren su calor por radiación y convección a los tubos de la caldera para producir vapor saturado de 60 bar de presión, que se utiliza en múltiples aplicaciones como un medio calefactor en procesos de intercambio de calor y en el presente caso de estudio de la memoria para generación eléctrica. Normalmente estas calderas son de circulación forzada y si se utiliza para generar energía el vapor deberá ser recalentado, mientras que en el caso de ser utilizado para procesos o para calefacción basta con que el vapor sea saturado. La necesidad de absorber el calor de estos gases y retirarlo de alguna forma para disminuir su temperatura, es para reducir su velocidad y así poder retirar las partículas en suspensión presentes de forma adecuada. Los gases primarios, limpios en material particulado y ricos en SO_2 , son forzados por un ventilador de tiro inducido y conducido a la Planta de Limpieza de Gases, mientras que el dióxido de azufre es utilizado en la producción de ácido sulfúrico. El accionar de este ventilador permite inducir el flujo de gases a través del horno y asegurar que no existirán fugas de gases con contenido de SO_2 al entorno. El proceso de fusión ocurre a temperatura de 1.200 °C, en un sistema fundido, con suspensión de partículas sólidas en el baño, correspondiente a compuestos de alto punto de fusión (léase sílice, magnetita, entre otros). La reacción de producción de mata y escoria se representará por (4.5) [69].



Mata: Cu_2S , FeS , fundamentalmente. Escoria: FeO , Fe_3O_4 , SiO_2 , Al_2O_3 , CaO , MgO , Cu_2O , otros. Gases: O_2 , SO_2 , N_2 , CO , CO_2 , H_2 , H_2O , otros.

4.3.2 Conversión

En la etapa de conversión, el sulfuro ferroso se oxida formando dióxido de azufre, mientras que el óxido ferroso se une con la sílice y cal para formar escoria, esencialmente ferrítica. El calor de formación de esta escoria, junto con el producido en la oxidación del azufre y el hierro, es suficiente para mantener los diferentes materiales en estado fundido. Cuando se ha oxidado todo el azufre asociado con el hierro, el eje de alta ley (sulfuro cuproso) también se oxida y, tan pronto como se ha formado una cantidad apreciable de óxido cuproso, éste reacciona con el sulfuro cuproso para formar cobre blíster y dióxido de azufre, según las reacciones indicadas en (4.6) y (4.7), que ocurren hasta que se consume prácticamente todo el azufre.



Respecto de las impurezas presentes en el eje de alta ley, una parte importante del arsénico, antimonio, plomo y zinc se volatiliza en forma de óxidos, mientras que la plata y el oro permanecen en el cobre blíster.

La tecnología de conversión considerada en esta descripción de una fundición moderna, corresponde a Hornos Flash u Hornos de Conversión Inmediata Outokumpu / Kennecott (por el momento Chagres utiliza los convertidores Piere Smith, de operación más costosa).

Los principales insumos requeridos en el proceso de conversión son: cal fina (95% CaO promedio), oxígeno técnico (95% O_2 , en promedio) y aire de distribución. El enriquecimiento del aire en proceso es 70% de oxígeno promedio. En la torre de reacción se encuentra el quemador donde se alimenta la carga. Una lanza central, con aire enriquecido, facilita su distribución con la consecuente reacción del sulfuro contenido, lo que genera el calor de fusión requerido para el correcto funcionamiento del proceso. El material se funde de manera instantánea (flash) produciendo cobre blíster, escoria y gases metalúrgicos con altos contenidos de SO_2 (35% - 45%). La temperatura de la reacción exotérmica alcanza hasta los 1.450 °C y el calor generado es transferido a los productos fundidos, gases metalúrgicos y al sistema de refrigeración de la torre constituido por elementos de cobre refrigerados por agua, insertos en el revestimiento refractario de la misma. El calor retirado desde el horno por las chaquetas de cobre refrigeradas por agua, con circuito cerrado de agua tratada e intercambiadores de calor, es eliminado mediante un sistema secundario que no considera torres de enfriamiento, sino una solución radiactiva conectiva mediante el uso de refrigeradores aleteados y ventiladores de aire forzado. La producción de cobre blíster alcanzará un contenido promedio de cobre de 99.0% [69].

4.3.2 Planta de Ácidos

El objetivo es acondicionar los gases metalúrgicos primarios para su utilización como insumo en la producción de ácido sulfúrico (H_2S_4). Los gases emitidos por el HF están compuestos principalmente por SO_2 , humo, vapores metálicos y partículas de cobre arrastradas. Los gases provenientes del FCF, están compuestos fundamentalmente de SO_2 y material particulado. Ambos gases primarios, luego de pasar por los respectivos precipitadores electrostáticos, se juntan en una cámara de mezcla común desde donde son conducidos a las plantas de limpieza de gases. El proceso de producción de ácido sulfúrico se lleva a cabo en tres fases: purificación de gases, conversión de SO_2 / SO_3 por oxidación catalítica y absorción.

- **Purificación:** La etapa de purificación o limpieza de gases tiene por objetivo acondicionar el gas, retirando todos aquellos compuestos cuya presencia pueda significar una merma en la eficiencia de producción de ácido sulfúrico o un daño al catalizador. Para ello, se cuenta con una torre de lavado que permite el enfriamiento y limpieza de sólidos y humos metálicos arrastrados; una sección de precipitadores de neblina húmeda y una torre de secado, donde son mezclados con aire de dilución hasta alcanzar un contenido medio de 14% de SO_2 , apto para ser enviado a la sección de conversión. El proceso de limpieza de gases genera un residuo líquido, que contiene la totalidad del arsénico y trazas de otros elementos metálicos volatilizados en la fundición y presente en los gases sometidos a tratamiento. El estéril es conducido a la Planta de Tratamiento Integral de Efluentes Industriales.

- **Conversión de SO_2 / SO_3 :** Los gases limpios y secos ingresan a la etapa de conversión, donde el SO_2 y O_2 presentes, son convertidos en SO_3 mediante un catalizador (pentóxido de vanadio), y en condiciones de temperaturas que favorecen la reacción. Siendo la reacción anterior exotérmica el calor de reacción es aprovechado por un intercambiador de calor asociado a una precalentador donde se realiza la regulación térmica con el fin de precalentar a las temperaturas adecuadas los gases fríos que entran al convertidor. El precalentador también es alimentado por petróleo para el proceso de puesta en marcha o en caso que la concentración de SO_2 en los gases sea insuficiente para obtener la temperatura deseada (420 °C), el exceso de calor generado durante la conversión es retirado por medio de una caldera de calor residual para producir vapor saturado utilizable en otras aplicaciones térmicas o en el proceso de cogeneración.

- **Absorción de SO_3** : En esta etapa el SO_3 producido, es puesto en contacto con ácido sulfúrico en condiciones adecuadas de concentración y temperatura, siendo absorbido y generando ácido sulfúrico, que es enviado a estanques de almacenamiento. En esta etapa se eliminan a la atmósfera los gases limpios y libres de SO_2 [69]. La *Figura 4.6* resume el proceso descrito.

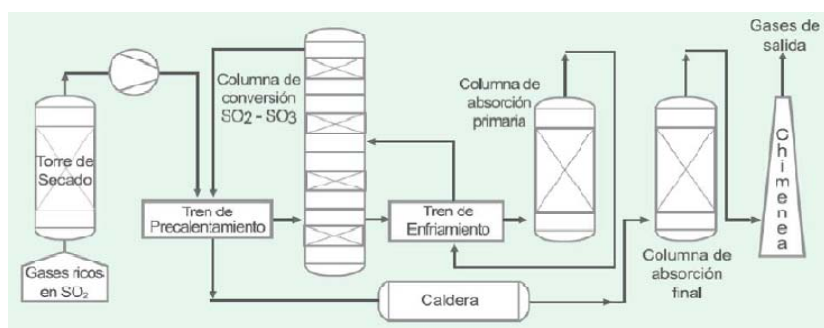


Figura 4.6: Esquema planta de ácido.

4.3.3 Vapor Disponible.

La expansión de la División Chagres, requerirá de unidades adicionales de Hornos Flash y un incremento de la capacidad de producción en la Planta de Ácido, lo cual significará un aumento en el calor residual, permitiendo que el conjunto de calderas asociadas a cada fuente térmica, aporte más vapor saturado. Parte de este vapor será utilizado por consumos térmicos que no pueden ser discontinuados. El vapor disponible para la cogeneración eléctrica dependerá del vapor no utilizado obtenido de la *Tabla 4.5*, resumiendo el aporte de cada fuente y consumo de vapor y sus características de flujo y presión.

Vapor Disponible			
Fuente/Consumo	Aporte[+]/Consumo[-]	Flujo [tph]	Presión [bar]
Caldera de Fusión	+	80	61
Caldera de Conversión	+	22	61
Caldera Planta de Acido	+	20	21
Secado de Concentrado	-	32	21
Otros Consumos	-	10	21
Total		80	61

Tabla 4.5: Vapor Disponible División Chagres.

El balance está basado en los estudios realizados por Anglo American Chile en función de sus nuevas instalaciones proyectadas, dependiendo de las características técnicas de los hornos de fusión, conversión y el convertidor de la Planta de Ácido. Las cualidades del vapor están sujetas a variables como el calor específico, densidad, porcentaje de composición y flujo de los gases de escape provenientes de los hornos y de la eficiencia de las calderas dependientes de sus coeficientes de convección de calor. Según la tabla anterior, el vapor disponible para poder llevar a cabo la cogeneración eléctrica coincide con la caldera de fusión, pudiendo en una primera instancia, proceder a utilizar exclusivamente aquella para la producción de electricidad, sin embargo por motivos de seguridad de abastecimiento de consumos críticos, ante cualquier eventualidad, todas las calderas estará interconectadas en una línea de 2000 kPa. Por lo tanto se dispondrá para la aplicación de cogeneración eléctrica con un vapor de las siguientes características resumidas en la *Tabla 4.6*.

Vapor Disponible Para Cogeneración			
Tipo	Flujo [ton/h]	Presión [bar]	Temperatura [°C]
Saturado	80	61	277

Tabla 4.6: Cualidades Vapor Disponible para Cogeneración.

La producción de vapor de los hornos se basa en agua de alimentación suministrada bajo los siguientes parámetros de la *Tabla 4.7*.

Agua de Alimentación	
Presión de Impulsión [bar]	Temperatura de Alimentación [°C]
70	150

Tabla 4.7: Cualidades del agua de alimentación de calderas.

4.4 Sistemas de Recuperación de Calor

Para poder utilizar el trabajo mecánico en una turbina a partir del vapor disponible es necesario seleccionar un ciclo termodinámico óptimo que entregue una cantidad de potencia eléctrica considerable sin exceder una complejidad elevada y que aumente sus costos de implementación. Los ciclos utilizables poseen diferentes eficiencias y el valor de la potencia eléctrica suministrable dependerá de la potencia térmica de la caldera.

4.4.1 Balance Energético.

El calor extraído de los gases provenientes del horno de fusión, a través del vapor puede ser obtenido del balance de la *Tabla 4.5* que representa las entradas y salida de calor típicas del proceso.

Balance Energetico de Caldera de Fusión				
Entrada	Flujo [Kg o m³/h]	Temperatura [°C]	Energia [kJ/ kg o m³]	Potencia [MW]
Gases del Horno	61,835	1,306	2,344	+ 40,3
Polvos Metalurgicos	8,508	1,306	1,168	+ 2,8
Aire de Sulfatación	5	100	99	+ 0,1
Aire de Infiltración	1000	25	0	+ 0,0
calor de Sulfatación	-	-	-	+ 4,6
Agua de Reposición	61,678	150	631	+ 10,8
Total				+ 58,6
Salida	Flujo [Kg o m³/h]	Temperatura [°C]	Energia [kJ/ kg o m³]	Potencia [MW]
Gases de la Caldera	66,167	350	525	- 9,6
Polvo a la Rastra	4,555	650	533	- 0,7
Polvo al Precipitador	7,302	350	258	- 0,5
Vapor	59,861	276	2783	- 46,3
Purga	1,796	276	1216	- 0,6
Pérdidas de Calor	-	-	-	- 0,8
Total				- 58,6

Tabla 4.8: Balance energético de caldera de fusión.

La potencia térmica de la caldera dependerá de la potencia del flujo de vapor saturado y el agua de reposición, por lo tanto según (4.8):

$$Potencia Termica Caldera = -46,3 MW + 10,8 MW = 35,5 MW \quad (4.8)$$

Con temperaturas superiores de agua de alimentación, la producción de vapor de las calderas de recuperación de fundición aumenta en la proporción correspondiente al mayor aporte energético del agua de alimentación a una temperatura superior a la indicada (150 °C). Por lo tanto, una mayor temperatura de agua de alimentación, muy próxima a la temperatura de saturación, ofrece el máximo rendimiento exergético de la instalación, recuperando más energía térmica.

4.4.2 Ciclos Termodinámicos.

Para la recuperación del calor de la caldera en forma de vapor y utilizar este como trabajo mecánico en una turbina sin utilizar fuentes de energía externas, existen al menos 8 ciclos termodinámicos basados en el ciclo de Rankine, sin embargo el más eficiente corresponde al

ciclo de Rankine regenerativo. Una alternativa distinta es un ciclo orgánico de baja temperatura de ebullición.

a) Regenerativo a 375 °C: El ciclo consiste en aumentar la potencia recuperada en la turbinas por medio de la disminución en la temperatura de condensación del vapor utilizado a 100 °C que luego volverá a la caldera. Como la temperatura de alimentación del fluido de la caldera es de 150 °C se logra esta temperatura al extraer parte del vapor de la turbina después que este se ha expandido en forma parcial y ha realizado un trabajo. El vapor extraído puede mezclarse directamente con el condensado (como en un calentador abierto) o bien intercambiar calor en forma directa y condensar (como en un calentador cerrado) no afectando considerablemente la calidad de vapor de la turbina con un valor de 0,92, pudiendo seguir otras etapas regeneradoras a las etapas de menor presión de la turbina. Con este ciclo se obtiene un máximo de 12,41 MW (2,84 MW en la etapa de alta presión y 9,57 MW en la etapa de baja presión) (Figura 4.7)[71], [72].

Ciclo de Vapor Regenerativo a 375[°C]							
Temperatura del vapor [°C]	Presión absorción de condensación [bar]	Temperatura de condensación [°C]	Calidad vapor de descarga	Flujo de vapor [ton/h]	Potencia eléctrica turbina [MVA]	Potencia gases [MW]	Eficiencia [%]
375	11	99	0,92	74,3	12,5	35,7	35

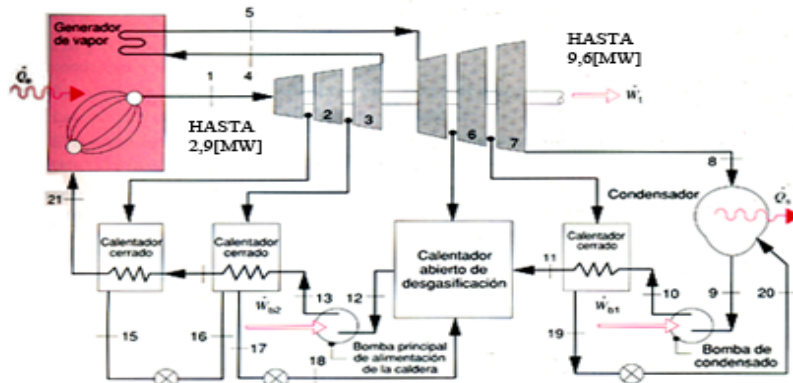


Figura 4.7: Esquema y parámetros operacionales de ciclo de vapor regenerativo.

b) Orgánico de baja temperatura de ebullición (CBTE): Consiste en utilizar el calor del vapor indirectamente evaporando y sobrecalentando un fluido intermedio que suele ser un producto orgánico derivado del petróleo, los cuales tienen un punto de ebullición menor al agua para posteriormente conformar un ciclo básico. La potencia obtenible depende del fluido intermedio y las características del mismo. Con las condiciones del presente caso es posible obtener una potencia máxima de 8,77 MW si se utiliza Tolueno. Sin embargo esta alternativa lleva consigo un riesgo operacional elevado consistente en la alta inflamabilidad del producto intermedio, siendo necesario un sistema de seguridad complejo basado en medidas preventivas, equipos especializados de extinción, simulacros permanentes y entrenamiento permanente a los involucrados en el proceso. La Tabla 4.9 muestra la potencia a obtener utilizando diferentes orgánicos. El diagrama es similar al de ciclo de Rankine [71], [72].

Organico Intermedio	Flujo a la entrada de la turbina		Potencia [MW]
	[kg/h]	[m³/h]	
n-butano	391.000	20.148	3.37
isobutano	404.000	18.672	2.88
n-pentano	339.700	21.324	5.11
ciclohexano	293.040	20.777	7.45
benceno	292.180	22.593	7.73
tolueno	269.960	19.320	8.77

Tabla 4.9: Parámetros operacionales de ciclo CBTE.

4.4.3 Ciclo a Implementar

El ciclo a implementar será el ciclo de Rankine regenerativo, capaz de entregar un máximo 12,4 MW, superior a la capacidad del ciclo CBTE, donde por lo demás es conveniente instalar la máxima capacidad de potencia para justificar las instalaciones. Por otra parte se evita el uso de orgánicos con altos riesgos de inflamación.

El proceso se inicia en el condensador. A este lugar llega vapor proveniente de la sección de baja presión de la turbina y se convierte en agua por acción del paso de agua fría por las tuberías que lo contienen, la cual es luego refrigerada en las torres de enfriamiento. Luego mediante una bomba de extracción, se extrae el agua formada a partir del vapor y se le integra otra cantidad para completar la requerida por el ciclo (agua previamente tratada para extraerle todo tipo de impurezas), de esta manera se hace llegar hasta los precalentadores de baja presión y de mediana presión con entradas de vapor proveniente de la sección de baja y de mediana presión de la turbina.

Este vapor a cierta temperatura, transmite su energía por contacto al agua. Después el agua pasa por el deaerador, un tipo de precalentador el cual tiene la función de extraerle los gases disueltos en el fluido que puedan afectar a la turbina. El deaerador se alimenta con vapor proveniente de la turbina. Enseguida pasa por otro precalentador con entrada de vapor de la sección de alta presión de la turbina. El agua ha incrementado su temperatura hasta este momento varios grados, todo ello con el fin de ahorrar combustible en el momento de evaporarla completamente. Finalmente pierde su estado inicial y se convierte en vapor en los tubos evaporadores de la caldera. De aquí se hace llegar directamente a la sección de alta presión de la turbina en donde cumple su función de hacer presión sobre las aspas y producir movimiento en la flecha de la turbina acoplada al generador eléctrico. El vapor, antes de expandirse totalmente y haber realizado algo de trabajo, es extraído y recalentado para las etapas de baja presión para completar el ciclo. El vapor participante en estas etapas es llevado a los tanques flash, ya que se ha podido producir condensado, que al pasar de un nivel de mayor a menor presión produce una reevaporación, lo cual es conocido como vapor flash, cerrando así el ciclo. En la *Figura 4.8* se muestra el esquema para el sistema propuesto. Las variables termodinámicas en detalle, se presentan en el ANEXO 3 [71], [72], [73]:

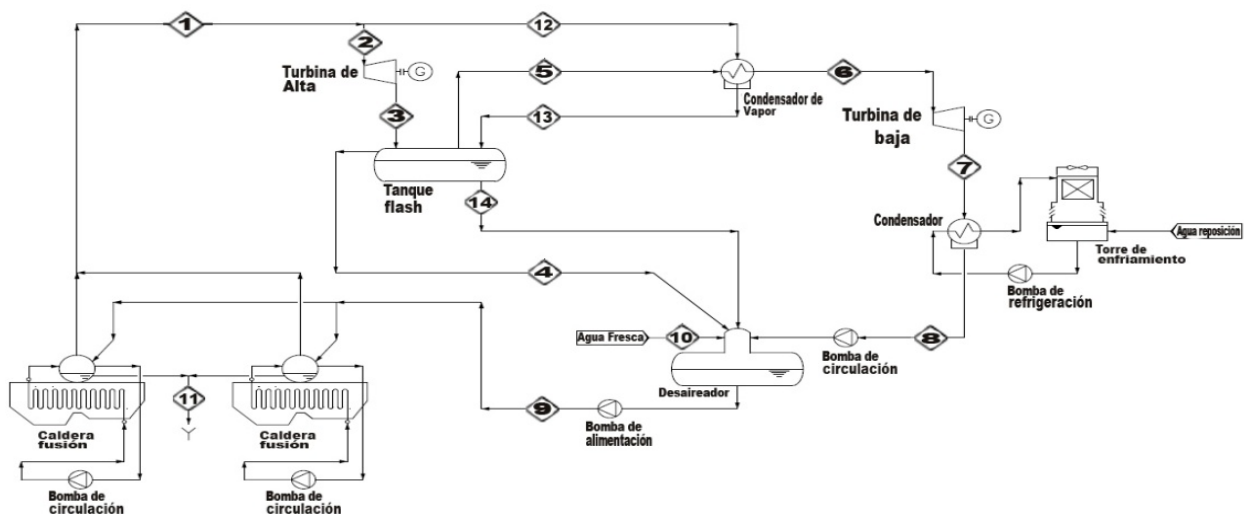


Figura 4.8: Ciclo a Implementar

Los rendimientos térmicos, mecánicos y eléctricos del grupo generador a plena carga nominal se han basado en los valores de la *Tabla 4.10*.

Potencia en Turbinas de Vapor			
Turbina	Térmica [Kcal/h]	Mecánica [kW]	Eléctrica [kVA]
Alta Presión	2.865.351	2.999	2.849
Baja Presión	9.626.702	10.074	9.571
Total	12.492.053	13.073	12.420
Rendimiento [%]	98	95	90

Tabla 4.10: Potencia en las turbinas de alta y baja presión y rendimientos.

4.5 Otras Aplicaciones de Cogeneración

Parte del calor disipado por la refrigeración en la fase de condensación del vapor, puede ser utilizado para otras aplicaciones térmicas como lo son la calefacción de electrolito empleado en el proceso de electrorefinación, ya que parte de las obras de expansión de la división contemplan una refinería de este tipo de tecnología.

- **Proceso de Electrorefinación:** Los ánodos de cobre obtenidos posteriores a la fusión y conversión, pasan a la Refinería, que es la fase final de la producción de los cátodos con un contenido del 99,9% de cobre. El proceso utilizado es el electrorefino de los ánodos, que consiste en disponer en celdas (balsas) los ánodos que actúan como electrodo positivo, separados por una placa inerte que actúa como electrodo negativo, sumergidos en una disolución de sulfato de cobre, denominada electrolito y utilizando una corriente eléctrica de bajo voltaje, que al ser selectiva para el cobre, disuelve los ánodos en el electrolito y los iones de cobre resultante se depositan sobre la placa inerte, obteniendo los cátodos que son comercializados. Este electrolito debe calentarse a una temperatura adecuada y la energía para cumplir estos requerimientos puede ser obtenida del calor sobrante de la condensación del vapor de la planta generadora.

La aplicación demanda una potencia de 4,4 MW térmicos. Este calor puede obtenerse mediante un intercambiador por donde circula el electrolito frío y se retira el calentado, extrayendo calor del fluido de agua de refrigeración ya calentada luego de pasar por el condensador primario del vapor proveniente de las etapas de baja presión de la turbina. Esta agua pasará al intercambiador de calor secundario, donde se traspasa el calor sobrante a otro flujo de agua, el que finalmente disipa el calor en las torres de enfriamiento para así regular la temperatura adecuada del agua de entrada para el condensador y cumplir con la clausura del ciclo [69]. El sistema descrito se despliega en la *Figura 4.9*.

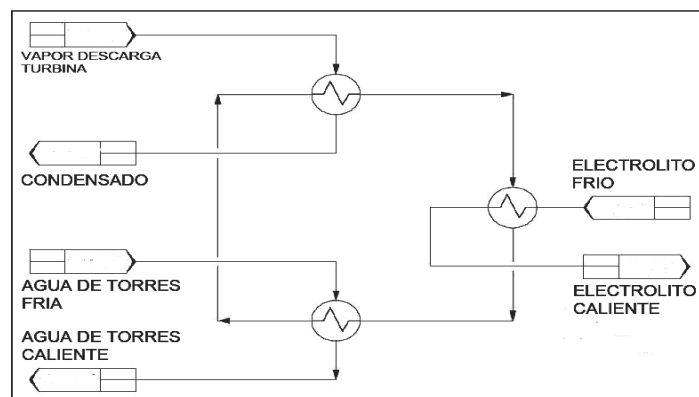


Figura 4.9: Sistema de refrigeración primario, secundario y calefacción de electrolito.

De esta forma al agregar un segundo ciclo de cogeneración se aumenta la eficiencia global del proceso. El dimensionamiento de la capacidad del condensador y las torres de enfriamiento se puede obtener del balance de la *Tabla 4.11*.

Sistema	Potencia para Ceder [MW]
Refrigeración Primaria	23,3
Calefacción Electrolito	4,4
Refrigeración Secundaria	18,9

Tabla 4.11: Dimensionamiento Sistemas de Refrigeración y aplicaciones secundarias.

4.7 Grupo Turbina Generador a Utilizar.

Las turbinas múlti-etapas de alta temperatura y alta presión, están proyectadas y fabricadas para adecuarse mejor a los procesos de cogeneración de energía y a centrales termoeléctricas. Operando hasta 85 bar y 520°C, siendo ideales para mejorar los niveles de eficiencia en ciclos térmicos convencionales o combinados. Las válvulas de regulación con accionamientos independientes garantizan mejor distribución de vapor y control de las cargas parciales, como también permiten ajustes externos, actuando como protección adicional contra sobrevelocidad. Dada la alta penetración de la tecnología de cogeneración en EEUU y Europa, los proveedores han desarrollado una serie de módulos estándar acoplados de turbina y generador y equipos auxiliares, para diferentes rangos de potencia y acomodables a las necesidades de la industria.

Siemens ha desarrollado alternativas como el modelo SST-300 diseñado para producción independiente de energía y aplicaciones industriales, con un diseño probado en los siguientes rubros: Industria química y petroquímica, del papel y madera, del azúcar, textil y minera en aplicaciones de cogeneración de aprovechamiento de calor residual de reacciones químicas, biomasa y plantas de ciclo combinado. Es un módulo compacto ajustable a las necesidades específicas dentro de los rangos máximos admisibles de diseño, presentando una alta confiabilidad y mantenimiento barato. En la *Figura 4.10* se presenta el aspecto del equipo y su emplazamiento, mientras que en la *Tabla 4.12*, los principales parámetros asociados.

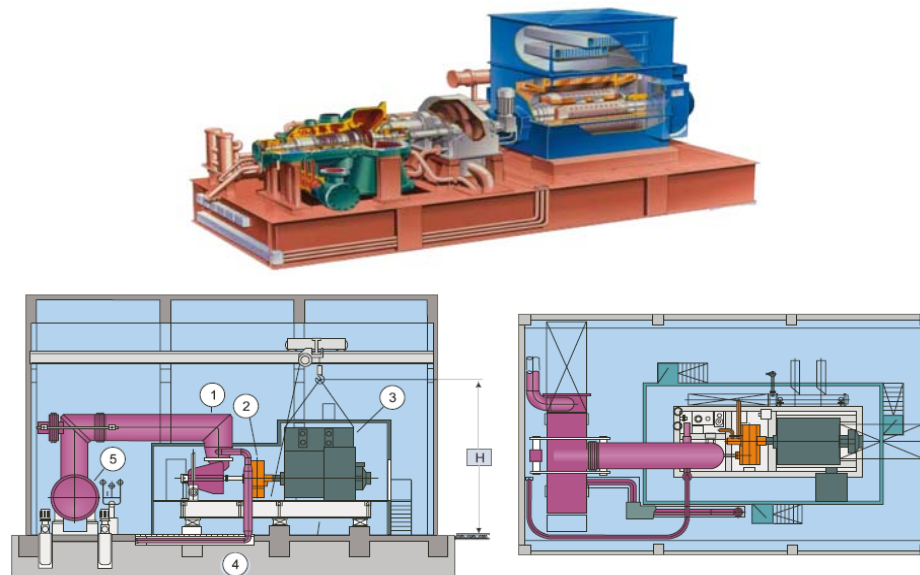


Figura 4.10: Panorama de Turbina SST-300, 1 – Turbina, 2 – Reductor de velocidad, 3 – Generador, 4 – Base, 5 – Condensador.

Turbina		Generador		
Parametro	Rango	A ajustar	Parametro	Valor
Potencia	Hasta 50[MW]	12,5 [MW]	Potencia	15,65[MVA]
Velocidad	Hasta 12.000 [rpm]	3.000 [rpm]	Fases	Trifasico
Presion de Entrada	Hasta 120 [bar]	61 [bar]	Velocidad	1.500[rpm]
Temperatura Entrada	Hasta 520 [°C]	375 [°C]	Tensión en Bornes	6,3 [kV] @ 50 [Hz]
Presion de Extracción (una o doble)	Hasta 60 [bar]	11 [bar]	Factor de Potencia	0,8
Presión Vapor Exhausto	Hasta 0,6[bar]	0,1 [bar]	Exitación	220 [V], 295 [A], 65 [kW]
Largo	12 [m]	12 [m]	Refrigeración	Aire-Agua
Ancho	4 [m]	4 [m]	Reactancia	10%
Alto	5 [m]	5 [m]		

Tabla 4.12: Parámetros ajustables de Turbina-Generador SST-300 de Siemens.

Algunas instalaciones que tiene este sistema son la planta de biomasa de “Bondo di Argenta” en Italia de 13 MW, una planta de cogeneración de 29 MW en Ceske Budejovice en República Checa, entre otras [74], [75].

4.8 Modelación del Sistema Eléctrico

- **Como Respaldo de Autoconsumo:** En el escenario de isla o isla parcial se requerirá un transformador de 16 MVA, 6,3 kV/12 kV, inyectando en la barra principal de distribución. Los servicios auxiliares están alimentados de la barra de 12 kV por un transformador de 400 V/12 kV, ya sea por la energía eléctrica que produce la cogeneración o por la red eléctrica cuando la planta de cogeneración está detenida. Lo anterior independiza estos consumos del suministro externo por cierto tiempo.

- **Como Generador Conectado al SIC:** En el caso de operación como generador se requiere un transformador de potencia de 16 MVA 6,3 kV/110 kV. Los servicios auxiliares están alimentados de la barra de 6,3 kV posterior a los bornes del generador, por un transformador de 400 V/6,3 V.

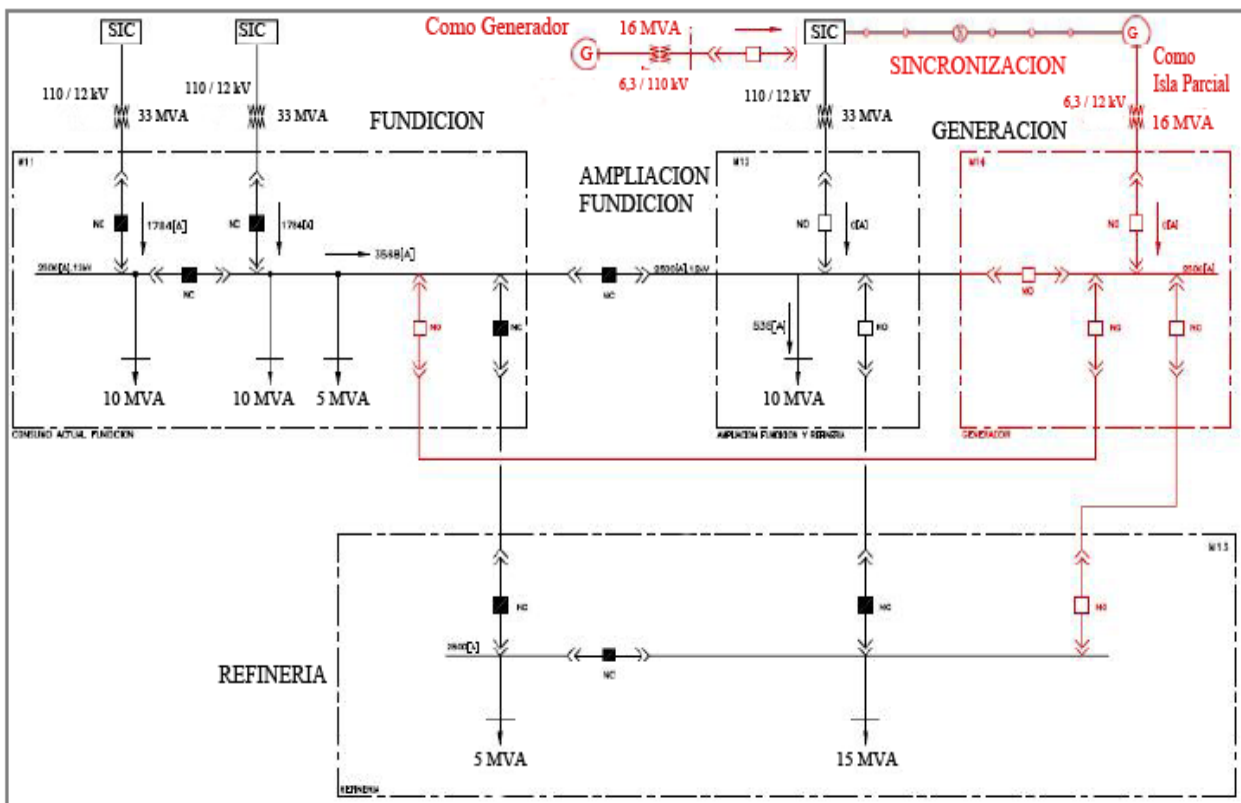


Figura 4.11: Diagrama de conexión al SIC bajo Generador e Isla Parcial.

4.9 Estructuras y Emplazamiento

El sistema de cogeneración propuesto requiere de las obras civiles relevantes contenidos en la *Tabla 4.13*, consistentes en los edificios que contendrán los equipos involucrados.

Edificio	Equipos Principales	Superficie [m ²]	Dimensiones [m]	Ubicación
Sala de Maquinas	-Turbinas -Generador -Condensador de Vapor -Servicios Auxiliares -Transformador (En caso autoconsumo)	150	10x15	Entre zona de Tanques Fuel oil N°6 y zona de balance de camiones norte.
Sala de Bombas	-Bombas de Condensado -Calentadores de Mezcla -Bombas de Alimentación -Intercambiador de Calor de Circuito Secundario	60	6x10	Junto a la Sala de Máquinas
Calefacción de Electrolito	-Bomba Electrolito -Intercambiador de Calor de Electrolito	20	5x4	Al costado de la Electrorefinación
Torres de Enfriamiento	-Loza de Fundación -3 Torres -Sala de Bombas Secundarias	100	20x5	Al Costado de las Torres de Enfriamiento

Tabla 4.13: Resumen de principales estructuras.



Figura 4.12: Emplazamiento de las Instalaciones.

Adicionalmente existen obras civiles de piping, consistentes en el transporte de vapor tanto de la caldera a la sala de maquinas y así también de agua para la alimentación del agua de reposición del ciclo, de los circuitos de agua de calefacción de electrolito y de agua de enfriamiento hacia las torres.

Es importante que las distancia de la sala de maquinas a la caldera no sea considerable, para que de esta forma las líneas de vapor sean lo más cortas posible, evitando que el vapor pierda su calidad y se genere particulado que desemboque un desgaste acelerado de los alabes de la turbina.

En otro sentido la ubicación propuesta disminuye los costos de conexión a las salas eléctricas proyectadas, en una conexión de 12 kV, sin embargo esta alternativa es válida en el caso que se quiera aprovechar la estación de cogeneración para ahorro de energía con autoconsumo, donde se pretende inyectar la energía a la barra principal de 12 kV. En el caso de que la unidad cogeneradora opere bajo el negocio de generador, su ubicación deberá ser compatible con una subestación propia que permita inyectar los excedentes al SIC.

4.10 Operación del Sistema

Se resumen los principales aspectos operacionales que determinarán la potencia generada y la energía entregada al sistema en un período anual, adicionalmente de otros parámetros significativos en los aspectos reglamentarios de operación y modelo de negocios.

4.10.1 Niveles de Producción de Vapor de la Caldera

La generación de potencia estará principalmente ligada a la producción de vapor de la calderas de fusión, suponiendo que los parámetros de temperatura y presión permanecen constantes. La relación es lineal y la curva representativa es llamada “Curva de Williams”. Las estadísticas de producción de vapor no están disponibles para las futuras ampliaciones, por lo tanto se desarrollado una extrapolación de datos actuales de producción de vapor en una ventana de tiempo correspondiente a los meses Abril, Mayo, Junio y Julio del año 2007, donde los procesos precedentes a la obtención de vapor en la caldera no han sufrido mantenimientos, por lo tanto tratándose de un periodo de producción continua de la etapa de fundición. De esta extrapolación se obtiene el grafico de flujo de vapor disponible para cogeneración según el porcentaje de tiempo operacional (*Figura 4.13*).

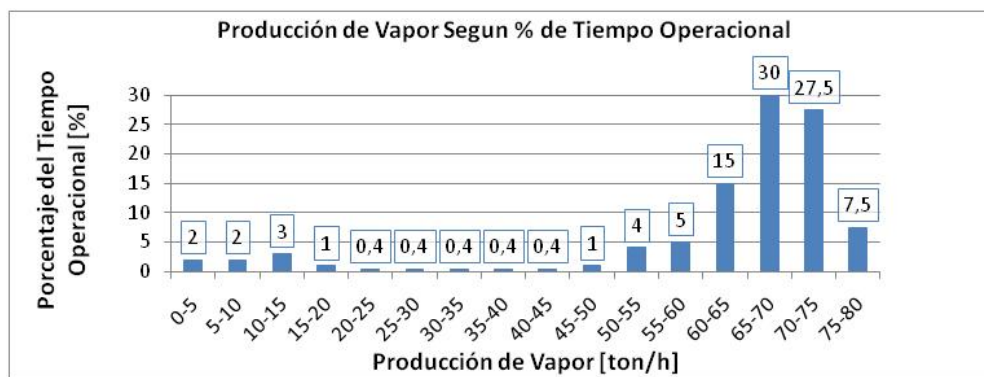


Figura 4.13: Distribución de la generación de vapor en el tiempo.

Siendo 80 ton/h la producción nominal de vapor útil para cogenerar de la caldera, se observa que un 35% del tiempo, la producción oscila en un rango mayor al 90% del valor nominal y un 90% del tiempo, la producción se encuentra en un rango mayor al 50% del valor nominal de tasa de vapor producido.

4.10.2 Niveles de Producción de Potencia

El funcionamiento de una turbina puede compararse a la salida por un orificio grande. Si la presión de escape es menor que la crítica, el peso del vapor descargado es exactamente proporcional a la presión de suministro y se verifica esta proporción en la corriente total de vapor de la turbina, aunque se exceda de la presión crítica. Williams, en sus trabajos en termodinámica hizo esta observación, estableció que para cualquier maquina de velocidad constante con admisión mandada por regulador, el flujo en la válvula de admisión es proporcional a la carga. Esta ley se cumple mientras se trate de una sola válvula y, cuando se abre una segunda para soportar más carga.

El conjunto Sistema de Recuperación de Calor – Turbina – Generador, es capaz de entregar 12,4 MW sin considerar sistemas de servicios auxiliares. La potencia producida tanto en la turbina de alta y baja presión está condicionada a la producción de vapor de la caldera de fusión y el valor nominal de potencia anterior corresponde a la producción de vapor nominal de caldera definida anteriormente.

Las turbinas a vapor requieren un flujo mínimo de vapor para operar de forma segura, el cual determinará su potencia mínima de operación. Este valor limite se considera en un 20% del valor nominal a plena carga (cerca de 16 ton/h) y traducido en potencia asociada corresponde a 2,33 MW (en unidades grandes este valor está entre un 3% y 10%), en este punto se accionan los desconectores y la turbina entra a operar en vacío. Al obtener la curva extrapolada de la distribución de la disponibilidad de vapor en la situación proyectada de la caldera y además la curva de comportamiento de la turbina según el flujo de vapor a presión y temperatura constante, se puede obtener la distribución de la potencia generada en un periodo de tiempo. La operación de la turbina con respecto a la potencia generada según el vapor disponible y la distribución temporal se resumen en los gráficos de la *Figura 4.14*.

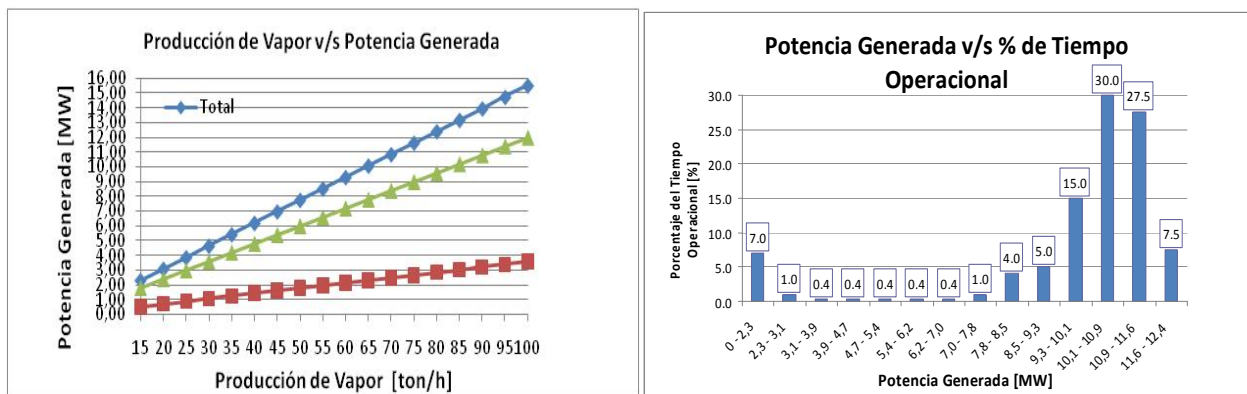


Figura 4.14: Grafico capacidad máxima de generación v/s producción de vapor de la caldera y comportamiento operacional de la generación de potencia.

Se desprende del grafico anterior, que solo un 7% del tiempo la unidad cogeneradora no cuenta con el mínimo de vapor para generar electricidad y cuenta con un 90% del tiempo con la capacidad de producir más de 7 MW.

Se considerará la alternativa de implementar un segundo grupo turbina generador, adaptado para una potencia máxima de 2,5 MW, para aprovechar los 2,23 MW que no son utilizados aproximadamente el 7% de la operación. El modelo evaluado es el stg-27.48 marca Lohrmann con los siguientes parámetros de la *Tabla 4.14*.

Turbina		Generador		
Parametro	Rango	A ajustar	Parametro	Valor
Potencia	Hasta 50[MW]	12,5 [MW]	Potencia	15,65[MVA]
Velocidad	Hasta 12.000 [rpm]	3.000 [rpm]	Fases	Trifasico
Presion de Entrada	Hasta 120 [bar]	61 [bar]	Velocidad	1.500[rpm]
Temperatura Entrada	Hasta 520 [°C]	375 [°C]	Tensión en Bornes	6,3 [kV] @ 50 [Hz]
Presión de Extracción (una o doble)	Hasta 60 [bar]	11 [bar]	Factor de Potencia	0,8
Presión Vapor Exhausto	Hasta 0,6[bar]	0,1 [bar]	Exitación	220 [V], 295 [A], 65 [kW]
Largo	12 [m]	12 [m]	Refrigeración	Aire-Agua
Ancho	4 [m]	4 [m]	Reactancia	10%
Alto	5 [m]	5 [m]		

Tabla 4.14: Segundo Grupo Turbina a Evaluar.

Sobre el Rendimiento del Turboalternador.

Se considera que a partir del 75% de la plena carga la turbina comienza a trabajar en un rendimiento más alto y en condiciones menores el rendimiento disminuye considerablemente. En este caso la unidad está operando más de un 85% del tiempo sobre el 75% de la plena carga.

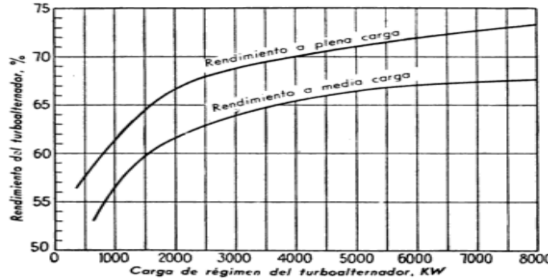


Figura 4.15: Curva de rendimiento según la carga para turbinas de baja potencia.

4.10.3 Parámetros Operacionales

Se presenta los principales parámetros operacionales con que operará la central cogeneradora, en la *Tabla 4.15*. El detalle de los cálculos, definiciones y supuestos para la obtención de los parámetros se encuentran en el ANEXO 3. De estos parámetros, el valor de la disponibilidad de proceso principal y del proceso inferior determinará las horas de servicio de la unidad, dato útil para estimar la producción anual de energía, valor relevante para su futura evaluación económica.

Parámetros Unidad Principal							
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Potencia Nominal Bruta	P_{nb}	[MW]	12,4	Disponibilidad - Central Cogeneradora	D_{eg}	[%]	0,94
Consumos Propios	C_p	[%]	4	Horas de Detención Forzada - Central Cogeneradora	h_{df}	[h/año]	180
Potencia Neta Efectiva	P_{ne}	[MW]	11,9	Horas de Detención Programada - Central Cogeneradora	h_{dpp}	[h/año]	350
Horas Anuales	$h_{año}$	[h/año]	8760	Horas de Servicio	h_s	[h/año]	8230
Horas de Detención Forzada - Caldera de Fusión	h_{dfcf}	[h/año]	88	Energía Bruta Producida Anual	E_{bva}	[MWh/año]	81.609,71
Horas de Detención Programada - Caldera de Fusión	h_{dpcf}	[h/año]	350	Energía Neta Producida Anual	E_{npa}	[MWh/año]	78.345,32
Horas de Detención Forzada - Central Térmica Típica	h_{dfct}	[h/año]	92	Factor de Planta	f_{pl}	[%]	80
Horas de Detención Programada - Central Térmica Típica	h_{dpct}	[h/año]	240	Factor de Capacidad	f_{cv}	[%]	75
Disponibilidad - Caldera de Fusión	D_{cf}	[%]	0,95	Indisponibilidad Forzada	f_{ifor}	[%]	0,62
Disponibilidad - Central Térmica Típica	D_{ct}	[%]	0,96	Potencia Mínima Técnica	P_{min}	[MW]	2,33
Parámetros Unidad Secundaria							
Potencia Nominal Bruta	P_{nb}	[MW]	2,33	Energía Bruta Producida Anual	E_{bva}	[MWh/año]	829,17
Consumos Propios	C_p	[%]	4	Energía Neta Producida Anual	E_{npa}	[MWh/año]	796,01
Potencia Neta Efectiva	P_{ne}	[MW]	2,232	Factor de Planta	f_{cp}	[%]	61,90
Horas de Servicio	h_s	[h/año]	576,1	Operando	-	[Si=1, No=0]	1
Parámetros Unidad Conjuntos							
Factor de Planta	f_{pl}	[%]	0,81	Energía Neta Producida Anual	E_{npa}	[MWh/año]	79.141,33

Tabla 4.15: Parámetros Operacionales Principales.

La tabla anterior también considera tomar en cuenta la turbina secundaria en caso de alcanzar el flujo de vapor mínimo para la operación segura de la unidad principal. La energía anual producida por esta unidad secundaria se calcula según rango el vapor podría variar bajo la operación de corte entre 0 ton/h y 16 ton/h, en la distribución dada en la *Figura 4.14* y su potencia de generación asociada al rango de vapor., posteriormente el resultado anterior reducido en un 4% por concepto de servicios auxiliares. Por consiguiente el valor de la energía anual neta producida por la unidad secundaria estará dado por la expresión (4.9).

$$E_{npaSecundaria} = h_s \cdot (0,02 \cdot 0 + 0,02 \cdot 1,55 + 0,3 \cdot 2,33) \cdot (1 - 0,04) = 796,01 \text{ MWh} \quad (4.9)$$

Este resultado será utilizado en la evaluación económica para estimar si es conveniente implementar este grupo turbina-generator secundario, con respecto a su inversión, dada su utilización anual o en caso contrario disipar la energía térmica en las torres de enfriamiento.

Tomando en cuenta que el proceso de Cogeneración está ligado a la producción industrial, se puede considerar la generación mensual proporcional a la producción de ánodos de cobre por la fundición en dicho mes, obteniendo la curva de generación anual para la planta, considerando y excluyendo la unidad secundaria. Lo cual se resume en la *Tabla 4.15*.

Características Anuales					
Mes	Producción de Ánodos de Cu [Ton]	Cogeneración Eléctrica con Unidad Secundaria [M Wh]	Cogeneración Eléctrica sin Unidad Secundaria [M Wh]	Vapor Cogeneración Térmica [Ton]	Cogeneración Térmica [M Wh]
1	16.022,78	6.733	6.666	5.251,7	3.092,7
2	15.139,85	6.362	6.298	4.962,3	2.922,2
3	16.231,39	6.821	6.753	5.320,1	3.132,9
4	16.094,20	6.764	6.695	5.275,1	3.106,4
5	17.020,50	7.153	7.081	5.578,7	3.285,2
6	16.275,32	6.840	6.771	5.334,4	3.141,4
7	16.397,70	6.891	6.822	5.374,6	3.165,0
8	17.054,01	7.167	7.095	5.589,7	3.291,7
9	16.654,56	6.999	6.929	5.458,7	3.214,6
10	17.272,56	7.259	7.186	5.661,3	3.333,9
11	16.701,57	7.019	6.948	5.474,2	3.223,7
12	7.457,57	3.134	3.102	2.444,3	1.439,4
Total	188.322,01	79.141,3	78.345,3	61.725,0	36.349,2

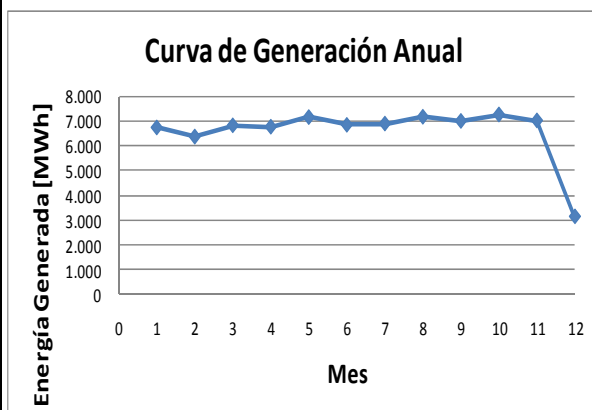


Figura 4.16: Curva de Generación Anual de la Planta

4.11 Resumen

El diagrama de la *Figura 4.17*, resume las características globales del proceso de la fundición y las fuentes de vapor junto con el esquema a operar al implementar la planta de cogeneración capaz de generar 12,4 MW, con una posible inyección de 11,9 MW de forma directa al sistema o de forma interna como autoconsumo.

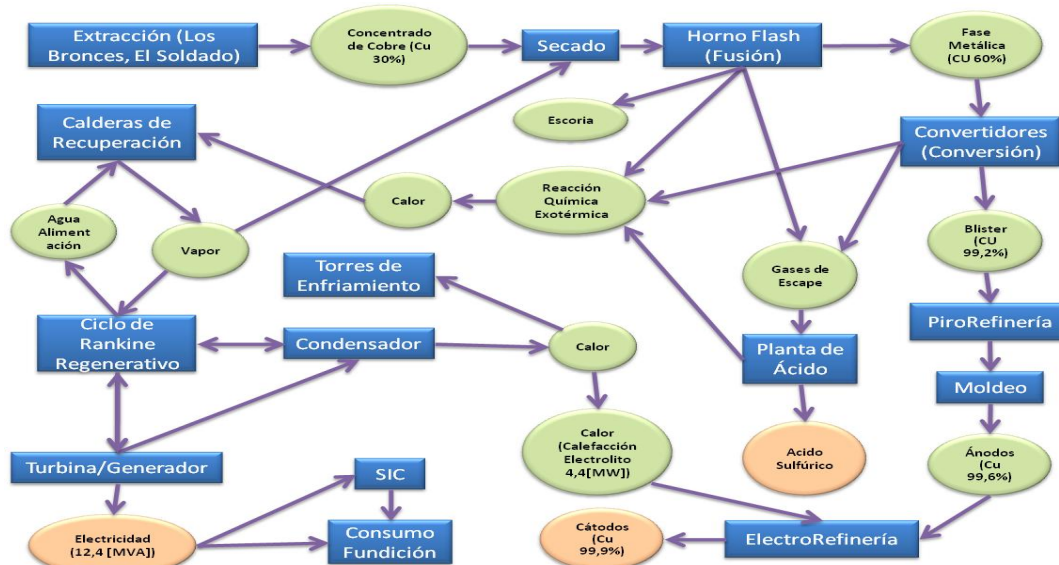


Figura 4.17: Diagrama de Flujo del Proceso Global.

5. Análisis Regulatorio de la Conexión y Operación de la Unidad

En el presente capítulo se estudiarán las principales aspectos regulatorios a tomar en cuenta en la conexión y operación de la unidad de cogeneración propuesta en el capítulo 4 bajo la operación como la declaración bajo el rol de Empresa Generadora “Anglo Power”. Los principales aspectos a tratar serán la justificación para que esta unidad clasifique en el modelo de MGNC junto con los derechos y obligaciones que trae consigo este régimen especial, sobre todo poder determinar la potencia de suficiencia asociada a las características técnicas de esta unidad y los respectivos peajes que deberá incurrir tanto en subtransmisión y sistema troncal, según lo estipulado para los MGNC, así también las exigencias técnicas dictadas por la Norma Técnica de Calidad y Servicio (NTCyS) y las correspondientes exigencias medioambientales.

5.1 Clasificación de la Unidad

Según las referencias a la cogeneración en la legislación chilena, nombradas en la sección 3.6.1 y 3.6.2, la unidad propuesta basada en la recuperación de calor del proceso de hornos flash y conversión en forma de vapor para alimentar un Ciclo de Ranking regenerativo, produce calor y electricidad en forma conjunta, en un esquema de cogeneración de ciclo de cola, descrito en la sección 2.3, capaz de producir 12.4 MW y una fracción de calor residual del orden de los 4,4 MW utilizados para demandas térmicas de la fundición como calefacción de electrolito de la futura refinería de la división. Como dice la definición del artículo 5 del DS 244, otros procesos de la industria requieren de esta energía en demandas reales ya que sin esta producción de energía eléctrica la fundición debe comprar energía a la red y con la unidad en operación lo seguirá haciendo o lo hará comprándose así misma por un auto contrato. En el caso de los requerimientos térmicos lo deberá realizar mediante la combustión directa de un combustible fósil y con la operación de la unidad estos serán satisfechos.

En conjunto con la inclusión de la cogeneración en el modelo de MGNC según ciertos criterios nombrados en los artículos 62 y 63 del DS 244, la unidad tiene una potencia eléctrica proyectada en 12,4 MW, el modelo que se pretende seguir es declarar toda su potencia máxima como excedente en base a una empresa de generación y poder optar a ser comprada por la División Chagres por un auto contrato, cumpliendo con el requisito de la cota de potencia de 20 MW y conforme lo que dice el artículo, la fuente primaria es distinta a las tecnologías de generación descritas en el reglamento, la cual se basa en el calor producido por la reacción química entre el azufre y el oxígeno en el proceso de fundición del concentrado de cobre.

En la legislación nacional aun no cuenta con la normativa que fije un rendimiento específico para un procesos de cogeneración, sin embargo citando nuevamente el artículo 63 del DS 244: *En el caso que las instalaciones de cogeneración utilicen calor residual de un proceso térmico independiente de la actividad de cogeneración, no será necesario que acrediten un cierto nivel del rendimiento energético para ser clasificadas como MGNC. La norma técnica respectiva establecerá las condiciones que deberá cumplir la actividad de cogeneración y el uso calor residual del proceso térmico señalado.* En este caso al ser un proceso de ciclo de cola, el calor residual es independiente de la actividad de cogeneración ya que la producción eléctrica es un proceso posterior y secundario y es utilizado en gran parte de su totalidad, ya que el calor residual post producción de energía eléctrica también es utilizado por otras demandas térmicas de la planta como fue explicado en el capítulo 4, teniéndose un escenario según el artículo anterior,

donde no es necesario justificar el rendimiento. En efecto el proceso de fundición es independiente y con o sin unidad de cogeneradora funcionará de todas formas, conforme al negocio principal de Anglo American, siendo este calor no aprovechado eliminado al medio ambiente, lo cual ya indica un uso eficiente de la energía. De todas formas el artículo señala que el uso del calor residual del proceso térmico tendrá algunas condiciones las cuales podrían ser desfavorables al sistema propuesto.

Debido a que aun existe una incertidumbre de mayores exigencias que se puedan presentar en la norma técnica en desarrollo para definir características específicas de los cogeneradores en Chile ,según las referencias entregadas por el DS 244, este mismo reglamento deja abierta la posibilidad de transar la categorización de centrales que presenten cierta ambigüedad según lo dictado en el reglamento. El artículo 64 del DS 244 especifica que la Comisión tendrá la facultad de clasificar como ERNC tecnologías que no calcen con lo expresado en el reglamento siempre y cuando la utilización de aquellas fuentes de energía tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético. Este proceso de acreditación será posible mientras el interesado en clasificar sus instalaciones como ERNC presente un informe con una descripción general de la fuente de energía, su origen, disponibilidad, respectivo impacto ambiental y los proyectos de utilización de la fuente de energía. La Comisión rechazará o aprobará la solicitud en un plazo menor a 2 meses a partir de la fecha de recepción de dicho informe y si es necesario requerir más antecedentes del proyecto.

En definitiva se tiene un sistema que según la definición de la Ley 20.257 y el decreto DS 244 artículo 5 i), 62 y 63 y dado su rango de potencia menor a 20.000 kW, es clasificado como un Medio Generador No Convencional o MGNC. Al ser su capacidad mayor a 9.000 kW no clasifica como un PMGD o un PMG, no teniendo las mismas garantías asociados a esos modelos y comportándose como un generador según la regulación y solo con garantías en peaje troncal que serán detalladas en las secciones a continuación.

En caso que se presenten controversias el proyecto puede ser presentado a la Comisión con un conjunto de antecedentes generales para que sea clasificado como ERNC.

5.2 Derechos y Obligaciones Generales.

La unidad al ser un MGNC en un rango de 9 a 20 MW tendrá los siguientes derechos y obligaciones como cualquier generador y al mismo tiempo algunos especiales, según la ley general de servicios eléctricos.

- La Generación no es un servicio público con lo cual no se requiere una concesión o licencia para instalar la central, teniendo libertad para decidir que tecnología utilizar, el tamaño de la central y la fecha de entrada en operación, es decir no hay una planificación centralizada a cual obedecer, lo anterior dependerá de los incentivos del mercado.
- Operar en un mercado mayorista bajo un despacho económico coordinado por el CDEC.
- Poder integrar voluntariamente el CDEC ya que tiene una capacidad instalada mayor a 9 MW, incurriendo en los gastos administrativos correspondientes.
- Derecho a vender a inyectar su energía producida y potencia de suficiencia al sistema, valorizándose la energía a costo marginal horario en caso de venderla a un Mercado Spot, a Precio de Nudo a un Cliente regulado y a Precio Libre a un Cliente Libre bajo un contrato. La potencia se valoriza a Precio de Nudo de potencia en la barra de inyección.

- Acceso abierto a instalaciones de transmisión y de distribución para acceder a grandes usuarios, cancelando los respectivos costos y peajes. Según su capacidad esta exceptuado de una porción de los peajes por usos que las inyecciones hacen de las instalaciones de transmisión troncal del SIC.
- Cumplir los estándares de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).
- Cumplir con la reglamentación y los ambientales vigentes.

5.3 Remuneración por Energía y Potencia

La energía que una generadora inyecta es valorizada a una medida de la cantidad total del producto electricidad suministrada durante un periodo de tiempo; mientras que en el caso de la potencia corresponde a una medida de la cantidad máxima instantánea (potencia de punta) que un generador es capaz de asegurar al sistema a lo largo de un periodo de tiempo. Con lo cual, según el mercado chileno, se tienen tres modalidades de precios para la valorización de las ventas según el tipo de negocio:

- **Costo Marginal Horario y Mercado Spot:** El costo marginal (CMg) instantáneo se define como el costo en que el sistema eléctrico incurre en promedio durante una hora para suministrar (en efectos prácticos se mide cada 15 minutos) una unidad adicional de energía, considerando la operación óptima definida por el CDEC, basándose en un pool centralizado, en donde el despacho económico se realiza por orden de mérito, en función de los costos variables auditados de los generadores. El esquema es obligatorio y al mercado spot sólo pueden acceder los generadores. Los Costos Marginales son calculados en las barras de aquellas subestaciones en las que los retiros e inyecciones de energía originen transferencias entre los componentes del CDEC, es decir, se define como el precio que le debe cancelar un generador a otro para poder cumplir con sus límites de generación, debido a contratos.

En el caso potencia, el costo marginal tiene que ver con el de inversión de aquella máquina económicamente más eficiente (más barata y técnicamente adecuada) para entregar el kW adicional de potencia que se requiere a la hora de máxima demanda, evento que se produce a las llamadas horas de punta.

- **Precio Libre y Mercado Libre:** Los precios libres corresponden a los precios que cancelan los clientes libres directamente a las generadoras, luego de realizar negociaciones bilaterales para acordar un precio entre las partes, independiente de la ubicación de los consumos. Estos clientes son aquellos que poseen capacidad de negociación con las empresas eléctricas, generalmente grandes industrias y mineras. Técnicamente se definen en la legislación como aquellos que poseen una demanda mayor a 2.000 kW. Este mercado representa el factor de competencia en el rubro de la generación eléctrica, ya que las empresas generadoras buscan acaparar contratos convenientes con los diversos clientes.

- **Precio de Nudo y Mercado Regulado:** Son la valorización de la energía y la potencia que se vende a las distribuidoras, las cuales a su vez cobran a los clientes finales que, junto al valor agregado de distribución, conformando el precio final, donde la componente del precio de nudo es preponderante. Son fijados por la CNE y promulgados por el Ministerio de Economía semestralmente a partir de un cálculo estimado del costo marginal de suministro de las generadoras. Estas estimaciones se construyen sobre la base de previsiones de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para cada trimestre y cada posible hidrología de

los siguientes diez años en base al modelo GOL (Gestión óptima del Laja), mientras que en el CDEC-SING se utiliza el modelo Coste. También se consideran las características del parque de centrales existentes, el programa de construcción de nuevas centrales de generación, la cantidad de agua que hay en los embalses, los costos de racionamiento y la tasa de actualización.

El precio básico de la energía es el promedio a lo largo del tiempo de los CMg de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. El precio básico de la potencia corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales previstos para los cuatro años siguientes.

Para cada subestación del sistema se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que, multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

Actualmente la potencia se valoriza a precio de nudo en la barra de inyección de la central según la potencia de suficiencia determinada por el CDEC.

Para el caso de las ENRC, donde clasificaría la unidad de estudio, la ley 20.018 introdujo a la Ley General de Servicios Eléctricos bajo la nueva modalidad de licitaciones a distribuidoras, donde generadoras del tipo ERNC podrán vender su energía a los concesionarios de distribución al precio promedio de contrato, siempre y cuando esta generación no supere el 5% de la demanda de clientes regulados de la distribuidora. La potencia es valorizada al precio de nudo.

5.4 Determinación de Potencia de Suficiencia

Es preponderante poder determinar el valor de potencia por el cual la unidad recibirá una remuneración por capacidad, ya que este pago corresponde al incentivo y justificación de la inversión de las instalaciones. Sin embargo por las características de las tecnologías de generación a partir de ERNC y la aleatoria disponibilidad de las fuentes, la energía no es continua y la mayoría de las veces no predecible, haciendo de la suficiencia algo no trivial de determinar. Este caso se da en las unidades de cogeneración de ciclo de cola por estar su disponibilidad sujeta a la continuidad y ciclos de los procesos industriales previos o fuentes de calor a recuperar para generar.

Antes del Decreto Supremo 62 se valoraba el pago por potencia tanto por la componente de suficiencia y seguridad, pero la tendencia mundial así como también del actual decreto es valorizar la seguridad como un servicio complementario, excluyéndolo del pago por potencia. La suficiencia corresponde a la capacidad instalada de generación, con recursos suficientes para abastecer la demanda en su totalidad. En caso de un cogenerador de ciclo de cola se debe considerar el riesgo de interrumpir el proceso térmico por motivos de fallas, técnicos o por las decisiones económicas de la producción de la industria asociada. En el ámbito de la seguridad, tratado en el anterior decreto sobre Potencia Firme, integraba al valor final una componente por “tiempo de partida” e “incremento de carga”. La Potencia de Suficiencia a determinar por la Dirección de Operaciones del CDEC (DO), estará dada por las siguientes definiciones a contextualizar a las características de la unidad propuesta para la División Chagres.

Potencia Inicial

Este concepto se asocia a la potencia que la unidad es capaz de aportar al sistema acorde la incertidumbre de la indisponibilidad de la fuente y en el caso que esta, presente incertidumbre futura, el parámetro de potencia inicial estará acotado a esta restricción. (DS 62 artículo 28).

El reglamento hace una distinción sobre la Potencia Inicial de unidades basadas en medios no convencionales incluyendo la Cogeneración, mencionando que el parámetro anterior será determinado conforme a los mismos procedimientos de unidades convencionales en función del insumo primario que utilice, siendo relevante la información estadística aportada por el propietario de la instalación, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual de aquel insumo principal (DS 62 artículo 35).

En el caso del presente estudio, como se explicó en el capítulo 4, dependerá de la disponibilidad de mineral a ser procesado y la continuidad de este proceso en caso que el horno flash funcione de forma autógena o solo con la presencia de la reacción química en base al nivel de azufre del concentrado de cobre, en este caso entre un 25% y 35%, no permitiendo la autogenidad completa y requiriendo de combustible extra en un porcentaje para mantener el nivel de generación. En el caso del horno de la División Chagres los quemadores son a base de petróleo FO6 y entran en operación en un numero entre 1 y 5 según la característica variable del concentrado. Para efectos de este combustible el DS 62 en el artículo 33, determina que este tipo de combustibles transados en mercados internacionales y con más de un origen, se consideran de amplia disponibilidad sin presentar incertidumbre, no influyendo en la reducción de la suficiencia inicial. En el caso del concentrado cobre que, en parte se considera como “combustible”, la disponibilidad estará sujeta a la del concentrado proveniente de las divisiones de Anglo American, estando condicionados en las proyecciones de producción de la compañía en un horizonte de tiempo futuro, dependiendo de factores como la rentabilidad del negocio según el precio del cobre para asegurar que los hornos seguirán operativos. Sin embargo, la disponibilidad de las cantidades nominales de concentrados que llegan a la división es históricamente alta, según datos de Anglo American, en 20 años solo ha ocurrido sola una falla de suministro, debido a problemas en la mina los Bronces y en caso de ocurrir se evalúa inmediatamente la compra de concentrado a terceros para cumplir con los compromisos de venta de la compañía, considerándose este factor como una disponibilidad de un 100%. Por otra parte, luego de contarse con el insumo para la reacción química, se tiene la generación de vapor, que a pesar de la disponibilidad mecánica de los medios que lo producen como la caldera y el horno flash, su producción será variable según el proceso de fusión. El reglamento en su artículo 29 dicta que en caso que el insumo principal de generación (en este caso vapor) sea suministrado desde redes o sistema de transporte internacional como gasoductos o poliductos, la potencia inicial se determinará a base de la menor disponibilidad media anual. Por lo tanto tomando el vapor como un suministro que no puede ser regulado por la unidad, la disponibilidad puede ser considerada como el valor del peor factor de planta, este peor factor se tomará como el calculado en la sección 4.10.3.

A partir de los parámetros definidos anteriormente y considerando que la potencia máxima de la unidad es de 12,4 MW, valor que en su cálculo ya fue corregido para las condiciones de temperatura media anual y de altura sobre el nivel del mar existentes en el lugar de instalación, se tiene una potencia inicial según (5.1), de:

$$P_{inicial} = P_{max} \cdot Disp_{SuministroDeConcentrado} \cdot Factor_{Planta-peor} = 12,4 \cdot 1 \cdot 0,8 = 9,2 \text{ MW} \quad (5.1)$$

Potencia de Suficiencia Preliminar

Su cálculo proviene de un modelo probabilístico determinado por cada CDEC en función de los siguientes parámetros:

- **Consumos Propios:** Porcentaje de su potencia bruta destinada para el funcionamiento y operación exclusivo de sus servicios auxiliares, descartando la destinación para otros consumos considerados como Retiro de Potencia, debiendo ser estos reconocidos por el propietario (DS 62 artículo 50). Para el caso la unidad en estudio se utilizó un valor promedio estadístico para centrales térmicas equivalente a un 4%.
- **Potencia inicial:** Definido en anterioridad y calculado en 9,42 MW, este valor deberá ser reducido a un factor proporcional de los consumos propios correspondientes.
- **Periodos de Mantenimiento:** El valor anterior de Potencia Inicial ya reducido por el factor de consumos propios será reducido una vez más por un factor proporcional al período de mantenimientos mayor proyectado o ya efectuado. Los, las diferencias serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada y en caso de ser menores será considerado en el factor de reducción, solo el período que se realizó. Para el caso de la unidad se tomarán acorde a horas de mantenimientos típicas de centrales térmicas según estadísticas del CDEC, en un valor de 240 hrs. El factor proporcional de mantenimiento programado se tomará a base del porcentaje de horas que la unidad está siendo mantenida acorde a las horas anuales.

$$F_{PropMant} = 1 - \frac{240}{8760} = 0,973 \quad (5.2)$$

- **Indisponibilidad Forzada:** Este índice envuelve la totalidad de los eventos que influyen en la indisponibilidad de la unidad debido a indisponibilidades de la infraestructura que permite la conexión a los sistemas de transmisión y distribución, al abastecimiento de insumo principal o alternativo y a fallas internas o externas de las instalaciones de la unidad, siendo estas parte integral de aquella. Eventos y contingencias externas no asociadas a la unidad de generación no serán consideradas para la formulación de este índice.

El tiempo medio acumulado que la unidad no está disponible debido a las contingencias anteriores y sumadas al tiempo acumulado de mantenimientos excedentarios del periodo de mantenimiento mayor determinado en el programa vigente a principios de año, darán resultado a un parámetro llamado T_{off} para una ventana móvil de 5 años. Así mismo el tiempo medio acumulado en que la unidad se mantiene en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años da por resultado a un parámetro llamado T_{on} . De esta forma el índice de Indisponibilidad forzada (IFOR) se calcula mediante la expresión (5.3).

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}} \quad (\text{DS 62 artículos 50-51-52-53-54}) \quad (5.3)$$

En el caso de la unidad en estudio, las contingencias asociadas y que producirán indisponibilidad estarán relacionadas a los valores en conjunto estadístico y comprobado de todos los procesos de fundición de la División Chagres que antecedan al proceso de recuperación de calor y luego al sistema de generación eléctrica y de conexión al sistema de parte de la unidad. Según estadísticas de Anglo American, el proceso de la fundición tiene una disponibilidad forzada de un 99%, que corresponden a 88 hrs.

Según el art. 55 del DS 62, unidades que sean consideradas por primera vez a las transferencias de potencia, la confección de este índice será estimada a base de estadísticas internacionales aplicables a la tecnología utilizada o a las entregadas por el fabricante. Se formula un valor acorde a estadísticas del CDEC de unidades térmicas de potencia similar, con un número de 92 hrs de indisponibilidad forzada. La central térmica típica tiene unas horas de mantenimiento programado según estadísticas nacionales de 240 hrs, las cuales se programan en el mantenimiento mayor de la Fundición que asciende a 350 hrs, para optimizar el proceso. Mientras está detenida la fundición no opera la cogeneración, por lo tanto la diferencia entre los mantenimientos se considera mantenimiento excedentario.

Suponiendo el peor caso que las contingencias internas de la unidad cogeneradora ocurren fuera de las contingencias de la fundición se tiene un T_{off} equivalente, según (5.4).

$$T_{off} = 82 + 92 + (350 - 240) = 530 \text{ hrs} \Rightarrow IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}} = \frac{284}{8230 + 284} = 0,033 \quad (5.4)$$

Con los parámetros anteriores se puede obtener un modelo estimativo del valor de la Potencia de Suficiencia Preliminar, teniéndose:

$$P_{SufPre} = P_{ini} \cdot (1 - C_p) \cdot F_{PropMant} \cdot (1 - IFOR) = 9,92 \cdot (1 - 0,04) \cdot 0,973 \cdot (1 - 0,062) = 8,69 \text{ MW} \quad (5.5)$$

Potencia de Suficiencia Definitiva

Finalmente el parámetro obtenido de Potencia de Suficiencia Preliminar debe ser escalado por un factor, siendo el mismo para todas las unidades generadoras del sistema, con el fin de que la sumatoria de la Potencia de Suficiencia, dé como resultado la demanda máxima de punta del sistema al cual pertenecen, siendo relevante que este parámetro de Potencia de Suficiencia Definitiva sea soportable por los sistemas de transmisión y en caso que no sea posible su tránsito será reducido hasta ser técnicamente factible y procurando aumentar proporcionalmente este valor para los restantes generadores, con el fin de obtener el valor de demanda máxima de punta del sistema. (DS 62 artículo 59-60). Por lo tanto, según la definición anterior, se tiene que la Potencia de Suficiencia Definitiva está dada por la expresión (5.6).

$$P.Suf.Definitiva = P.Suf.Inicial \cdot \frac{\text{Demanda.Punta.Máxima.Sistema}}{\sum P.Suf.Inicial.de.Todas.las.Unidades} \quad (5.6)$$

Se dispuso del informe de Cálculo de Potencia Firme Definitiva del año 2008 desarrollado por el CDEC. En el ANEXO 4 se presentan las potencias preliminares y las potencias firmes ajustadas a la demanda máxima, registrada el día 24 de junio de 2008 en la hora 19. La generación bruta en dicha hora corresponde a 5228,3 MW. Con aquellos datos el cociente entre la demanda máxima del sistema y la sumatoria de las potencia firmes preliminares de cada central, está dado aproximadamente para los próximos años por la expresión (5.7).

$$\frac{\text{Demanda.Punta.Máxima.Sistema}}{\sum P.Suf.Inicial.de.Todas.las.Unidades} = \frac{5228,3 \text{ MW}}{7429,8 \text{ MW}} = 0.703 \Rightarrow P.Suf.Definitiva = 8,69 \text{ MW} \cdot 0,703 = 6,11 \text{ MW} \quad (5.7)$$

Este valor será el cual se considerará para evaluar los ingresos por potencia de la unidad, siendo un valor estimado en base al decreto N°62 y que solo considera la suficiencia y no la seguridad.

5.5 Pago de Peajes

Uno de los cosos relevantes en la planificación de un sistema de generación eléctrica es el pago de peajes por uso del sistema de transmisión. En la legislación vigente, en el artículo 78, del DFL-4/20018, se expresa que toda empresa eléctrica, con medios de generación propios o contratados, que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico así como realice retiros de estas mismas para comercializar con distribuidoras o consumidores finales, deberá pagar los respectivos costos de transmisión en forma proporcional al uso del sistema de transmisión troncal, sistema subtransmisión y adicionales, conforme a la liquidación que realice la dirección de peajes del CDEC.

Para determinar el uso que cada central generador y consumidor hace de una línea de transmisión, se adoptan métodos de los GGDF (Generalized Generación Distribution Factors) y de los GLDF (Generalized Load Distribution Factors) respectivamente, estas metodologías son profundizadas en la literatura específica, escapando al tema de la memoria.

Sistemas de Transmisión

Se definen en la legislación los siguientes elementos y conceptos del sistema de transmisión:

- **Sistema de Transmisión Troncal (STT):** Conjuntos de líneas y subestaciones clasificadas por la CNE bajo Decreto Supremo y determinados por el Estudio de Transmisión Troncal cada 4 años, que cumplan con: Tensión mayor o igual a 220 kV, operando con flujos de potencia de variabilidad y direccionalidad relevante en tramos de línea, no asociado a grupos reducido de consumidores y de centrales generadoras y finalmente presentar continuidad del sistema, frente a contingencias y fallas, acorde a la NTSyCS.

- **Sistema de Subtransmisión (SST):** Conjuntos de líneas y subestaciones clasificadas por la CNE bajo Decreto Supremo cada 4 años que cumplan con: Estar dedicadas exclusivamente a grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, en zonas de concesión de Dx, siendo los flujos no atribuidos a un grupo reducidos de centrales ni a un cliente.

Por Decreto 363, de 28/12/2005, que modificó el 228 y el 102, se definieron los tramos de subtransmisión, luego Res Ex N° 579, del 13/09/2005, define 7 sistemas de subtransmisión, 6 del SIC y 1 en el SING: SIC-1 [Diego de Almagro – Quillota (III, IV y norte de V región)], SIC-2 [Quillota – Batauco (V región)], SIC-3 [Región Metropolitana], SIC-4 [Paine – Charrúa. (VI y VII región)], SIC-5 [Charrúa – Temuco (VIII región)], SIC-6 [Temuco – Quellón (IX y X región)], SING [Arica – Antofagasta].

- **Sistema Adicional (STA):** Instalaciones relacionadas con suministro a clientes libres y a la inyección de centrales generadoras.

- **Acceso Abierto:** Libre acceso de terceros a STT y SST, sin discriminaciones, a través del pago de la remuneración. No se puede negar el acceso a STT y SST por motivos de capacidad técnica. Sólo el CDEC puede limitar inyecciones o retiros sin discriminar usuarios. La capacidad es determinada por el CDEC. Acceso abierto sólo a los STAs que hagan uso de servidumbres o utilicen bienes nacionales de uso público. El transporte será por acuerdos privados entre partes.

- **Área de Influencia Común (AIC):** Cada central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía de dicha central. Por lo tanto la AIC se definirá como conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del STT que cumplen con: Totalizar al menos 75% de la inyección y 75% de la demanda del sistema y con una máxima densidad de utilización, que según el Artículo 84 del Decreto Reglamentario N°327 define a las instalaciones directa y necesariamente afectadas como el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con el conjunto de las subestaciones de peajes en cada sistema eléctrico, y que tienen un Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP), definido según el artículo 92-1 de dicho reglamento, igual o superior a 2%. La AIC es determinada por la dirección de peajes del CDEC, por medio de un estudio técnico basado en simulaciones operativas del sistema eléctrico [84].

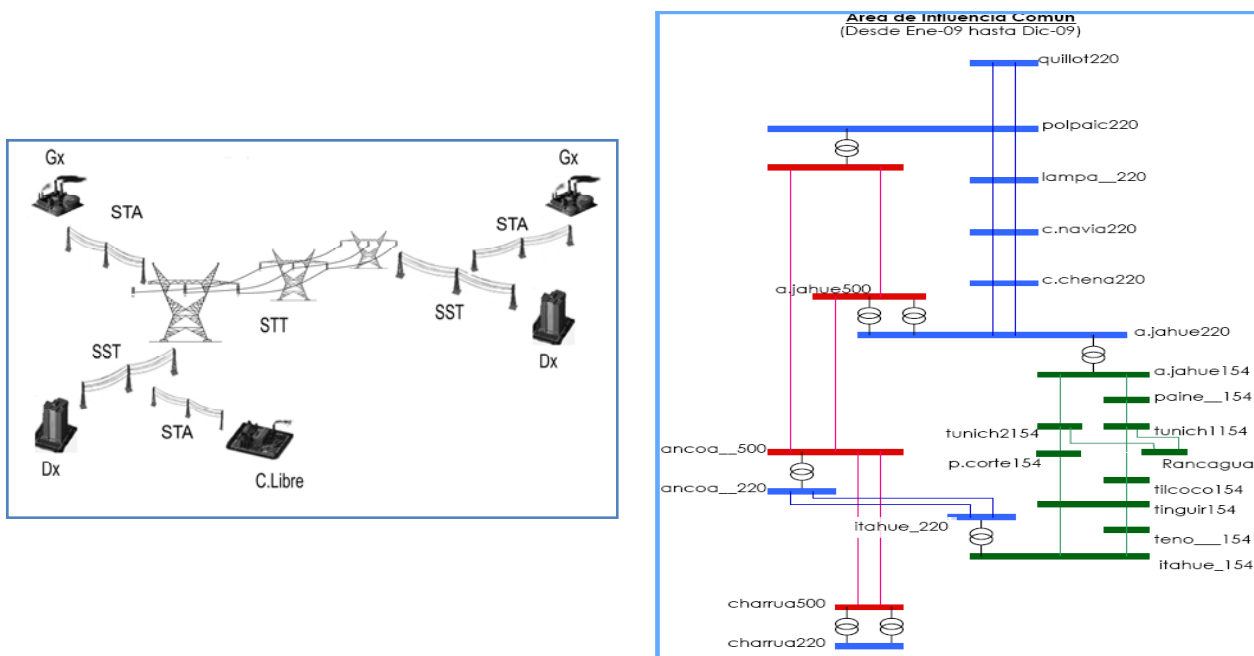


Figura 5.1: Esquema de los sistemas de transmisión y AIC zona central del SIC determinada para el periodo Enero-Diciembre de 2009

Peajes Sistema de Transmisión Troncal

Sobre la remuneración, el pago por peaje de uso del STT está dado por las siguientes definiciones:

- **Valor Anual de Transmisión de Tramo (VATT):** Esta definido por la expresión (5.8).

$$VATT_i = AVI_i + COMA_i \quad (5.8)$$

- **A.V.I del Tramo:** Es la anualidad del valor de inversión que dependerá de la suma de costos de adquisición e instalación de sus componentes de acuerdo a los valores de mercado y se calcula considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga aplicándose una tasa de descuento indicada en el reglamento específico.
- **C.O.M.A:** Corresponde a los costos de operación y manutención del tramo.

Los componentes del VATT de cada SI se determinarán cada cuatro años en el estudio de transmisión troncal.

- **Ingreso Tarifario Esperado por Tramo (ITE):** El cálculo de los ITE por tramo y por año, se determina mediante una proyección de los IT de Energía y los IT de Potencia de Punta. El IT de energía por mes se calcula como la diferencia entre las inyecciones de energía del tramo valorizado al CMg estimado del punto de inyección, y los retiros de energía del tramo valorizado al CMg estimado del punto de retiro. El IT de potencia de punta anual se calcula como la diferencia entre las inyecciones de potencia de punta del tramo valorizado al Precio de Nudo de potencia del punto de inyección y los retiros de potencia del tramo valorizado al Precio de Nudo de potencia del punto de retiro. Para determinar los valores de CMg esperados, se utiliza el “Modelo PLP”.

$$\begin{array}{c}
 \text{CMG}_k \qquad \qquad \qquad \text{CMG}_l \\
 \begin{array}{c} \longrightarrow \\ \text{I}_k \end{array} \longrightarrow \begin{array}{|c|} \hline \text{---} \\ \hline \end{array} \begin{array}{c} \longrightarrow \\ \text{I}_l \end{array} \longrightarrow \text{R}_l \\
 \begin{array}{c} \text{k} \qquad \qquad \qquad \text{l} \end{array} \\
 ITR_{kl} = R_l \cdot CMG_l - I_k \cdot CMG_k \quad (5.9)
 \end{array}$$

- **Peaje de Tramo Anual:** Para cada año se calcula el Peaje anual por tramo como la diferencia entre el VATT y el ITE.

$$Peaje_i = VATT_i - ITE_i = AVI_i + COMA_i - ITE_i \quad (5.10)$$

Con respecto a la asignación de pago, dentro del AIC el peaje lo pagan 80% de los generadores a prorrata de uso esperado de sus inyecciones y 20% las empresas que efectúan retiros a prorrata de uso esperado de sus retiros. Para determinar el uso de las líneas que no están en el AIC se estima la dirección del flujo para cada una de las diversas condiciones de operación del sistema según la hidrología, el mes y la demanda. Si el flujo de la línea se aleja del área de influencia común en una condición de operación dada, el uso se le asigna a los retiros. Por el contrario, si el flujo de la línea va hacia el área de influencia común, entonces el uso se le asigna a las inyecciones de centrales.

Situación Especial Para MGNC

Según su capacidad de 11,9 MW está exceptuado de una porción de los peajes por usos que las inyecciones hacen del STT del SIC, según lo expresado en la sección 3.6.2, sobre los MGNC. El valor de la porción que el MGNC hace uso del SST se calcula mediante el siguiente procedimiento descrito a partir del artículo 68 del DS 244: El pago total de peaje de STT que pagará el MGNC estará compuesto de dos componentes. La primera corresponde al peaje base que pagaría el MGNC conforme a la normas generales de peajes ($Pbase_i$), expresado en unidades monetarias y luego disminuido por un factor proporcional adimensional asociado al MGNC (FP_i), resultando el valor denominado (PNC_1). La segunda corresponderá al denominado pago adicional de peaje expresado en unidades monetarias (PNC_2). El factor FP_i estará condicionado por los Excedentes de Potencia No Convencionales EPNC, determinados para cada MGNC por la Dirección de Peajes del CDEC, según el punto de conexión correspondiente. Lo anterior se resume en las expresiones (5.11) y (5.12):

$$PNC_{tot_i} = PNC1_i + PNC2_i = Pbase_i \cdot FP_i + PNC2_i \quad (5.11)$$

Por lo tanto:
$$FP_i = \frac{EPNC_i - 9.000}{11.000} \quad (5.12)$$

El parámetro de pago adicional de peaje del medio de generación no convencional (PNC_2) dependerá de los parámetros ya definidos $Pbase_i, PNC_i, FP_i$ y los parámetros CIT o capacidad conjunta exceptuada de peajes expresada en kW y CEP o capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kW, obtenido de la relación (5.13).

$$CEP = \sum(EPNC_i \cdot (1 - FP_i)) \quad (5.13)$$

De esta forma PNC_2 y el pago total estarán dados bajo las expresión (5.14).

$$PNC_2 = \begin{cases} 0 \rightarrow si CEP \leq 0.05 \cdot CIT \\ Pbase_i \cdot (1 - FP_i) \cdot \left(\frac{CEP - 0.05 \cdot CIT}{CEP}\right) \rightarrow si CEP \geq 0.05 \cdot CEP \end{cases} \quad (5.14)$$

→

$$PNC_{tot_i} = \begin{cases} Pbase_i \cdot FP_i \rightarrow si CEP \leq 0.05 \cdot CIT \\ Pbase_i \cdot FP_i + Pbase_i \cdot (1 - FP_i) \cdot \left(\frac{CEP - 0.05 \cdot CIT}{CEP}\right) \rightarrow si CEP \geq 0.05 \cdot CIT \end{cases} \quad (5.15)$$

Aplicando las expresiones anteriores al caso de la unidad se tiene según (5.16):

$$FP_{Chagres} = \frac{EPNC_{Chagres} - 9.000}{11.000} = \frac{11.900 - 9.000}{11.000} = 0.263 \quad (5.16)$$

Central No Convencional	Año Entrada en Operación	Capacidad [MW]	Factor de Pago [%]	Capacidad Exceptuada [MW]
A 2009				
Volcán	< 2009	13	36,36	8,27
Arauco	< 2009	15	54,55	6,82
Cholguan	< 2009	13	36,36	8,27
Constitución	< 2009	5	0,00	5,00
Licantén	< 2009	5,5	0,00	5,50
Nueva Aldea I	< 2009	14	45,45	7,64
Nueva Aldea II	< 2009	12	27,27	8,73
Eól. Pta. Colorada	< 2009	20	100,00	0,00
Los Morros	< 2009	2,6	0,00	2,60
Caemsa	< 2009	3,2	0,00	3,20
Los Bajos	< 2009	5,15	0,00	5,15
Constitución E.V	< 2009	7	0,00	7,00
Laja E.V	< 2009	7	0,00	7,00
El Manzano	< 2009	4,8	0,00	4,80
Canela	< 2009	9,9	8,18	9,09
Los Molles	< 2009	18,6	87,27	2,37
Ojos de Agua	< 2009	9	0,00	9,00
FPC	< 2009	12	27,27	8,73
Sauce Andes	< 2009	1,4	0,00	1,40
Lircay	< 2009	19,04	91,27	1,66
Puclaro	< 2009	5,6	0,00	5,60
El Rincón	< 2009	0,3	0,00	0,30
Eyzaguirre	< 2009	2,1	0,00	2,10
Capulio	< 2009	12	27,27	8,73
Total CEP a 2009				128,95
En Programa de Construcción Real y Recomendadas por la CNE a 2014				
Hidroeléctrica Licán	2009	17	72,73	4,64
Des For. VIII Región 01	2010	15	54,55	6,82
Des For. VIII Región 02	2010	10	9,09	9,09
Hidroeléctrica X Región 02	2010	9,4	3,64	9,06
Hidroeléctrica VII Región 01	2011	5,4	0,00	5,40
Des For. VII Región 01	2011	9	0,00	9,00
Des For. VII Región 02	2011	8	0,00	8,00
Hidroeléctrica VIII Región 01	2011	15	54,55	6,82
Hidroeléctrica VIII Región 03	2014	20	100,00	0,00
Hidroeléctrica VIII Región 03	2014	20	100,00	0,00
Total CEP 2014				187,77
Recomendadas por la CNE posteriores a 2014				
No se observan centrales no convencionales < 20[MW]				

Tabla 5.1: CEP a 2009 y estimada a 2014

Para el cálculo del parámetro CEP , considerando que la unidad entra en servicio el año 2014, se tomará en cuenta la capacidad exceptuada de peajes para el año 2009, información disponible en el informe de peajes 2009 del CDEC. Para los demás años se tomarán en cuenta las centrales menores a 20 MW de carácter ERNC que figuren en el plan de obras de construcción real y recomendado por la CNE en el informe de Fijación de Precios de Nudo de la CNE – Abril 2009,

aplicándoseles el respectivo factor FP_i para calcular la capacidad exceptuada de peajes por año. El ejercicio anterior se resume en la *Tabla 5.1*.

Dado que no se tiene más centrales convencionales menores a 20 MW en los planes más allá de 2014, se considerará el parámetro CEP en 187,77 MW para los años posteriores a 2014. Para estimar el parámetro CIT se considera la capacidad instalada en el SIC al año 2014 según el Anuario de Estadísticas de Operaciones 1999/2008 del CDEC y luego se suma la capacidad total de las obras de generación en construcción y recomendadas por la CNE, del Informe de Precio de Nudo Abril-2009. Resumiendo los valores en la *Tabla 5.2*.

Capacidad Total de Obras de Generación en el SIC, en Plan de Obras de Construcción Real - SIC y Recomendadas por la CNE	4.879
Capacidad Instalada SIC a 2009 [MW]	9.910,7
Total Capacidad Instalada SIC estimada a 2014 [MW]	14.790

Tabla 5.2: Capacidad Instalada en el SIC a 2004 y estimada a 2014.

$$CEP = 187,77 \text{ MW} < 0,05 \cdot CIT = 0,05 \cdot 14.790 \text{ MW} = 739,5 \text{ MW} \quad (5.17)$$

La relación (5.17), da a entender que el pago adicional de peaje (PNC_2) es nulo al año 2014 y la unidad paga solo su peaje básico troncal reducido por el factor de pago calculado en 0,263. Por consiguiente según (5.18):

$$PNC_{totChagres} = Pbase_{Chagres} \cdot FP_{Chagres} = Pbase_{Chagres} \cdot 0,263 \quad (5.18)$$

Peajes Sistema de Subtransmisión

Recientemente fue publicado el Decreto Supremo N° 320 que Fija las Tarifas por uso de los SST, su aplicación y sus fórmulas de indexación. En el decreto se describe el proceso de fijación tarifaria y sus resultados; la definición de instalaciones de subtransmisión, su agrupación en sistemas, su valorización, la metodología para la definición y cálculo de los peajes de subtransmisión. Así como la recaudación y su distribución entre los propietarios de instalaciones.

- **Valorización y pago de SST:** Se valorizan Instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años. Para cada instalación se calculan las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento, operación y administración: AVI+COMA, llamado en este caso VAST. El Subtransmisor recibe una renta por un pago por inyecciones (pago anual) y un pago por retiros (pago mensual), por parte de los generadores.

- **Pagos anuales por inyección:** El pago del subtransmisor, proviene de centrales que inyectan directamente a los SST (pago fijo), pagando solo en el sistema en que se conectan, y en caso que se conecten él vía STA no pagan peaje por SST. Los generadores pagan el valor esperado de ponderar su participación en las condiciones esperadas de operación en las que el flujo presente dirección hacia el Troncal, en caso contrario no pagan peaje, estas prorratas se calculan mediante métodos de GGDF, según el uso que hacen de las rutas de mínima impedancia, definidas como el camino de menor reactancia total, entre todas las alternativas posibles, que une un punto de inyección o retiro con una barra con precio de nudo en un sistema. Se paga todo el valor anual en una sola cuota, anticipada en caso de los retiros debiendo responder por todas las cuotas del período tarifario, en proporción que calculará el CDEC. La cuota en detalle se encuentra en el

ANEXO 5. Al entrar nuevas centrales a inyectar en los SST, que no estén incluidas en la Tabla A5.7 del ANEXO 5, concurrirán al pago anual a partir de su fecha de entrada en operación. Dicho pago se determinará sobre aquellas instalaciones de subtransmisión que se encuentran en la ruta de mínima distancia eléctrica hacia la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 162° de la Ley, y simultáneamente, estén sujetas a pago por las centrales generadoras indicadas en la tabla. Será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo, reasignar el pago de las instalaciones de SST entre aquellas centrales que concurren a su pago, considerando en sus cálculos una proyección esperada de generación conforme a las bases de cálculo disponibles al inicio del periodo de 12 meses correspondiente a cada Cuota.

- **Pagos mensuales por retiros:** Existe obligación de pago de la subtransmisión por parte del generador que efectúa el retiro y se cancelan de forma mensual incluidos en el precio de nudo y potencia al transmisor. Para clientes libres, el traspaso de esta obligación de pago de la subtransmisión, depende del contrato que tengan suscrito. El subtransmisor recibe el VAST más o menos la diferencia entre las pérdidas reales y tarifarias, a precio de nudo, en los caminos de mínima impedancia entre las barras de inyección y retiro correspondientes. En esto debe incorporar las diferencias consideradas en los flujos estimados al tarifificar versus los flujos reales producidos, con lo cual según (5.19).

$$Peaje = VAST - IT = VAST - [IT(FlujosReales, Pnudo) - IT(FlujosTarifarios, Pnudo)] \quad (5.19)$$

El cliente regulado paga al generador el precio de nudo en barra de retiro de energía y potencia. Por su parte el generador paga al subtransmisor el balance a precios de nudo:

$$PNE_{retiro} = PNET \cdot FEPE + VASTxE, \quad PNP_{retiro} = PNPT \cdot FEPP + VASTxP \quad (5.20)$$

$$Pago \text{ Unitario de Energía} = PNET \cdot FEPE \cdot (1 - FAIE) + VASTxE \quad (5.21)$$

$$Pago \text{ Unitario de Potencia} = PNPT \cdot FEPP \cdot (1 - FAIP) + VASTxP \quad (5.22)$$

La definición de los parámetros involucrados es: *FEPE* y *FEPP* (Factores de expansión de pérdidas para energía y potencia), *VASTx* (Valor anual de subtransmisión, AVI+COMA, por unidad de energía o de potencia retirada, para una barra), *CBTE* y *CBLE* (Componentes del *VASTx* para energía, transformación y transmisión), *CBTP* y *CBLP* (Componentes del *VASTx* para energía y potencia, transformación y transmisión), *FAIE* y *FAIP* (Factores de ajustes de las inyecciones, entre las pérdidas reales y las tarifarias para un sistema, energía y potencia). El detalle de cómo calcular cada factor se expresa en el ANEXO 5.

Peajes Sistema Adicionales

El peaje por uso de Sistemas Adicionales se registrará por lo acordado en contratos ente los usuarios y dueños del las instalaciones, en base a un valor de transmisión anual equivalente al valor presente de las instalaciones menos el valor residual, mas los COMA proyectados. Todos los antecedentes para realizar estos cálculos deberán ser técnica y económicamente respaldados y de acceso público a todos los interesados.

Aplicación de Peajes a la Unidad en Estudio

Para poder estimar de forma aproximada el pago anual por el concepto de peajes por el uso del sistema de transmisión se utilizó el software de uso gratuito DeepEdit, el cual permite realizar simulaciones estáticas de sistemas eléctricos de potencia realizando un flujo de potencia según una operación determinada, permitiendo obtener el uso que hace un generador o un consumo

hace de las líneas según diferentes métodos. Se utilizó un modelo del SIC simplificado consistente en 50 barras, con punto de partida una operación típica de demanda alta e hidrología media correspondiente al mes de abril de 2008, utilizado en la docencia de los cursos del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile. Al modelo se le acopló en la barra de Polpaico, el SST SIC 2, de forma simplificada, donde se encuentra conectada la División Chagres, utilizando el diagrama que se utilizó en el informe de “Área de Influencia Común 2009” desarrollado por el CDEC y desplegado en la *Figura 4.5*, con las líneas participantes modeladas según los parámetros disponibles en la base de datos del CDEC. En el subsistema la unidad se modelo despachando 11.9 MW en la barra Chagres110 y al mismo tiempo el consumo de la División Chagres en su potencia máxima proyectada de 55 MW. Destacan también los consumos de San Felipe, San Rafael y los Generadores Los Quilos, Chacabuquito y Aconcagua. El archivo de simulación en DeepEdit se encuentra en el ANEXO 5.

Se efectuó un flujo de potencia DC mediante el software y luego con la herramienta “Transmisión Pricing” se obtuvieron las prorratas relevantes de la participación de la cogeneradora Chagres, tanto en el STT como en el SST, bajo el método de factores GGDF correspondiente a generadores, dependientes de la operación del sistema y la topología de red y anulando aquellos que tengan un valor negativo, vale decir, toda central o carga con factor positivo con respecto al flujo neto participa en la prorrata. Cabe destacar que en la realidad los estudios de prorratas se realizan bajo la simulación bajo numerosos escenarios de operación y en este caso solo en un escenario típico dado un modelo aproximado, de todas formas entrega una noción del orden de magnitud de los futuros pagos por este concepto.

En la simulación se consideró la línea Esperanza-LasVegas110 fuera de servicio ya que así figura en los informes de Peajes del CDEC. La zona en que está ubicada la central es principalmente de generación, con lo cual los consumos cercanos atrapan los flujos inyectados de las centrales presentes en el subsistema y el resto es inyectado en un flujo hacia el troncal por las líneas primarias de cada central y la línea Polpaico-LosMaquis220.

Obtenidas las prorratas se aplicó a ponderar los peajes esperados para el año 2009 calculados por el CDEC y obtenidos del informe publicado de peajes correspondiente, compuestos por el valor anual de transmisión menos los ingresos tarifarios esperados según cada tramo, según las reglas de asignación desarrolladas en esta sección. Los resultados del software se resumen en la *Tabla 5.3*.

Tramo	Propietario	Tipo	VATT [k\$]	IT [k\$]	Peaje [k\$]	Prorrata [%]	Pago [k\$]
A. Jahuel - Paine 154 kV C1	Transelec	AIC	328.361	116.757	211.604	0,46	779
Paine - Tuniche 154 kV C1	Transelec	AIC	519.905	139.278	380.627	0,46	1.401
Tuniche - Rancagua 154 kV C1	Transelec	AIC	156.362	81.357	237.719	0,46	875
Polpaico - Lampa 220 kV C1	Transelec	AIC	300.346	1.373.871	-1.073.525	0,468	-4.019
Polpaico - Lampa 220 kV C2	Transelec	AIC	295.786	616.012	-320.227	0,468	-1.199
C. Navia - Lampa 220 kV C1	Transelec	AIC	299.695	-441.812	741.507	0,468	2.776
C. Navia - Lampa 220 kV C2	Transelec	AIC	303.604	306.279	-2.676	0,468	-10
Polpaico - Quillota 220 kV C1	Transelec	AIC	556.927	594.990	1.151.918	0,242	2.230
Polpaico - Quillota 220 kV C2	Transelec	AIC	556.927	594.990	1.151.918	0,242	2.230
Itahue - Ancoa 220 kV C1	Transelec	AIC	1.248.293	198.322	1.049.971	0,072	605
Itahue - Ancoa 220 kV C2	Transelec	AIC	1.248.293	198.322	1.049.971	0,072	605
Cardones - Maitencillo 220 kV L1	Transelec	Troncal no AIC	2.467.268	1.598.554	868.714	0,297	0
Cardones - Maitencillo 220 kV L2	CTNC	Troncal no AIC	2.516.132	1.599.141	916.991	0,297	0
Charrúa - Esperanza 220 kV	Transelec	Troncal no AIC	2.443.453	719.729	1.723.724	0,288	0
Esperanza - Temuco 220 kV	Transelec	Troncal no AIC	2.339.572	-1.031.746	3.371.318	0,288	0
Los Vilos - Quillota 220 kV C1	Transelec	Troncal no AIC				0,320	0
Total							6.272

Tabla 5.3: Peajes asociados al STT estimados a pagar por la unidad cogeneradora Chagres.

A los tramos pertenecientes a la AIC donde la unidad presenta participación se ponderó el peaje por su prorrata y luego se ponderó por 0,8, que es la regla de asignación a pagar para generadores. En el caso de los tramos troncales fuera del AIC, donde la unidad presento participación la central, no se encontraba aguas arriba así que el pago es por parte de las centrales que si lo están con respecto a esos tramos, por lo tanto su pago de la unidad es nulo. En el caso de subtransmisión se determinó la ruta de mínima impedancia asociada a la barra Chagres110 la cual según los anexos del informe de Peajes 2009 resulta ser la dispuesta en la *Tabla 5.4*.

Ruta de Mínima Impedancia:	F. Chagres110 - Tap.SanFelipe100 ->
	Tap.SanRafael110 - Totoralillo110->
	Totoralillo110 - LosMaquis110->
	LosMaquis110 - LosMaquis220->
	LosMaquis220 - Polpaico220
Barra Asociada	Polpaico

Tabla 5.4: Camino de mínima impedancia y barra asociada.

Este resultado resulta coherente ya que la línea Esperanza-LasVegas110 está fuera de servicio, que daría paso a otro camino posible hacia la barra Quillota. La simulación arrojó las prorratas desplegadas en la *Tabla 5.5*, asociadas a los tramos de subtransmisión en que participa la unidad.

Tramo	Propietario	Tipo	VATT [k\$]	IT [k\$]	Peaje [k\$]	Prorrata [%]	Pago [k\$]	
Charrúa - Chillán 154kV	Transec	Subtransmisión - SIC 4				0,137	0	
CerroNavia - Chena 110 kV	Chilectra	Subtransmisión - SIC 3				1.619	0	
Las Vegas - CerroNavia 110 kV	Gener	Subtransmisión - SIC 2 - Fuera Camino				3.069	0	
Charrúa - Concepción 220kV	Transec	Subtransmisión - SIC 4				0.305	0	
Charrúa - Concepción 154kV	Transec	Subtransmisión - SIC 4				0.242	0	
SanPedro - Quillota 110 kV	Gener	Subtransmisión - SIC 2 - Fuera Camino				1.883	0	
CerroNavia - Chena 110 kV	Chiletra	Subtransmisión - SIC 3				0.582	0	
SanCristibal - CerroNavia 110 kV	Chiletra	Subtransmisión - SIC 3				0.651	0	
Polpaico - Los Maquis 220 kV	Obras y Desarrollo	Subtransmisión - SIC 2 - en camino	sin info	sin info	sin info	2,62	*839,68	
Total								839,68

Tabla 5.5: Participación de la unidad en el SST.

La unidad tiene una participación marginal en tramos que no pertenece al SST SIC 2, por lo tanto según el DS 320, no incurre en el pago. Dentro del subsistema SIC 2 los tramos que tiene participación en su camino de mínima impedancia definido se reducen solo al tramo LosMaquis-Popaico220, con un 2%, el cual también es parte del camino de mínima impedancia de la central Aconcagua, representando la mayor parte de su camino y adicionalmente este ya siendo pagado exclusivamente por esta misma central. De este tramo no se disponía información sobre su AVI y COMA por lo tanto, para dar una aproximación de cuanto pagará la unidad por conceptos de subtransmisión, se reducirá la cuota anual determinada por el DS 327 de la central Aconcagua a un 2% que es la participación esperada por la cogeneradora Chagres del tramo Polpaico-LosMaquis. Según el DS 320 la cuota anual para el año 2010 por el uso del subsistema SIC 2 asciende a 33.059 k\$, por lo tanto el pago por sistema de SST anual se aproximará y considerará en un valor de 839,68 k\$. Los cálculos antes realizados tanto para STT y SST se resumen en la *Tabla 5.6*:

Peaje Básico - Sistema	Peaje Anual [k\$]	Factor de pago por MGNC [%]	Peaje a Pagar Anual [k\$]
Transmisión Troncal	6.272	26,3	1.650
Subtransmisión	839,8	100	839,8

Tabla 5.6: Pagos aproximados por uso de los sistemas de transmisión.

El peaje por uso del STT debe ser reducido en el factor de pago por su condición de MGNC calculado en la sección 5.5.1 en un valor de 26,3%. Los valores de la *Tabla 5.6* serán los utilizados en la evaluación económica en los capítulos posteriores de la presente memoria.

5.6 Exigencias y Obligaciones Técnicas

Las principales exigencias y obligaciones técnicas que deberá cumplir la central en estudio, se compilan en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS) de Enero de 2006, publicada por la CNE, aplicable a instalaciones de generación sincronizadas al sistema, instalaciones de transmisión, barras de consumo conectadas a sistemas de transmisión y generación asociadas a clientes.

Definiciones Relevantes

- **Sistema Mediano (SM):** Sistema eléctrico de capacidad instalada de generación mayor a 1,5 MW y menor a 200MW.
- **Calidad de Servicio:** Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, Calidad del Suministro y Calidad del servicio Comercial.
- **Seguridad de Servicio:** Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldo y Servicios Complementarios.
- **Coordinados:** Propietarios u operadores de las instalaciones a las que aplica la NT
- **Contingencia Simple:** Falla intempestiva de un elemento del SM, tanto en una unidad generadora, bloque de demanda o elementos en serie de sistemas de transmisión.
- **Contingencia Severa:** Participación de una falla intempestiva de más de un elemento del SM, introduciendo restricciones en la operación del SM, involucrando un estado de emergencia.
- **Control de Frecuencia:** Acciones que procuran mantener la frecuencia de operación dentro de una banda definida en torno a una frecuencia de referencia, aplicando la corrección de variaciones asocia desequilibrios de generación y demanda de potencia.
- **Control de Voltaje:** Acciones que procuran mantener el voltaje de operación de los niveles especificados en la NTSyCS, aplicando la corrección adecuada sobre sistemas de compensación de reactivos, corriente de excitación de generadores y compensadores sincrónicos y en caso de compensadores estáticos, sus susceptancia variable.

Atribuciones y Funciones de los Coordinados

Todos los Coordinados a los cuales aplica la NTSyCS, deben cumplir exigencias mínimas en las cuales están mantener condiciones de seguridad en instalaciones, no producir perturbaciones de frecuencia, cumplir formalidades, entregar información técnica y de falla para estudios, realizando auditorías técnicas solicitadas por la DO. En caso especial de generadores, disponer de los medios necesarios para ejercer el Control de Frecuencia y Control Tensión. Para Clientes y SST, disponer de los medios necesarios para implementar el EDAC por subfrecuencia o subtensión según se requiera.

Los coordinados a los cuales aplica la NTSyCS tienen atribuciones, como permanecer conectados al SI en la medida que cumplan con las exigencias de SyCS de la NT, pudiendo solicitar a la DO los estudios de falla enviados a la SEC. Además participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios específicos que debe desarrollar la DO.

Exigencias Mínimas del Diseño de las Instalaciones de Generación

La NTSyCS, establece los estándares y exigencias mínimas que deben cumplir las instalaciones en su diseño, esquemas automáticos y/o manuales para la desconexión de generación necesarios para un control apto de frecuencia y voltaje, además del plan de recuperación de servicio. En forma general las instalaciones de Generación deberán cumplir: Diseño, fabricación e instalación aplicables a Normas Chilenas y normas IEC, IEEE, ISO, CCITT, DIN/VDE, ASTM/ANSI, en caso de no existir. Para la calidad asímica en el diseño se aplican Normas Chilenas. En donde no existan se aplicará la ETG-1020 o la IEEE Std 693-1997.

Permitir al SI operar cumpliendo las exigencias de la NT, para esto deberá disponer de los equipos para participar del control de tensión, frecuencia y amortiguación de oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener estabilidad. Soportar nivel de cortocircuito en cada punto del SI, para ello debe contar con un interruptor de maniobra capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar un tiempo de despeje de falla especificado en la norma. Debida coordinación de aislación en los puntos de conexión, despejando en los tiempos especificados en la norma, y además de disponer de protecciones de respaldo para fallas en instalaciones del sistema de transmisión. Soportar sin desconectarse del SI, la corriente de secuencia negativa asociada a una falla asimétrica cercana, desde el inicio de la falla, hasta la acción de la última protección de respaldo.

En forma Específica una instalación de generación de potencia y tecnología aplicada al caso de estudio, según la norma deberá cumplirse con operar en forma permanente dentro de su diagrama PQ, coordinando con la DO, el factor de potencia nominal, según las necesidades y requerimientos del SI a conectarse. Adicionalmente mantener continuidad de operación bajo acción del controlador de velocidad, frente a variaciones de sub o sobre frecuencia, dentro de los límites para unidades termoeléctricas que es el caso de estudio. Se presentan los límites y algunas otras obligaciones según rangos de frecuencia, en la *Tabla 5.7* y en la *Tabla 5.8*:

Rango Frecuencia [Hz]	Tiempo Mímo de Operación [s]
[49,0 - 51,0]	Permanente
[48,0 - 49,0] - [51,0 - 51,5]	90
[47,5 - 48,0] - [51,5 - 52,0]	5

Tabla 5.7: Límites de frecuencia y tiempo mínimo de operación para unidades termoeléctricas.

Rango Frecuencia [Hz]	Exigencia
[49,5 - 51,0]	Mantener potencia activa constante, Operación permanente para rangos de variación entre 0,95 y 1,05 p.u de la tensión nominal en bornes.
[47,5 - 49,5]	Reducir potencia de inyección por debajo de 49,5[Hz] hasta un 80% de consigna de operación en el nivel de 47,5 [Hz].
[49,0 - 51,0]	Operar de forma permanente, para un rango de la tensión entre 0,95 y 1,05 p.u de la tensión nominal en bornes.

Tabla 5.8: Otras exigencias según rangos de frecuencia.

Deberá cumplir con exigencias técnicas al sistema de excitación de la unidad, especificadas en el artículo 3-11. Además Informar al CDC mediante un sistema de comunicación al menos las siguientes variables: Potencia neta inyectada, reactiva absorbida o inyectada, posición de los tap de los transformadores, posición de interruptores y seccionadores de la unidad y servicios auxiliares, tensión en el lado de alta del transformador principal, finalmente tensión y frecuencia en bornes del generador.

Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación

La NTSyCS contiene detalles sobre requerimientos y exigencias para lograr una comunicación y control eficiente entre el Centro de Despacho y Control del CDEC (CDC) y los coordinados. Por lo tanto la central generadora deberá cumplir con los siguientes sistemas: Transmisión de datos con Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) bidireccional con 99,5% de disponibilidad junto con comunicaciones de Voz operativas y efectivas entre coordinados y el CDC, además de un sistema de monitoreo y control por parte del CDC en tiempo real. Se Exige que los sistemas no tengan redundancia de comunicaciones, contando con un sistemas de medición clase 2 ANSI o mejor y disponiendo de un respaldo de alimentación para sistemas de comunicación, para evitar interrupciones. Simultáneamente los sistemas deberán estar en sincronización horaria con CDC con error mínimo de ± 5 ms y poder contar con un acceso a la base de datos SITR del CDC en menos de 10 s desde ocurrencia.

Exigencias Mínimas Sistemas de Comunicación y Monitoreo

La NTSyCS contiene un capítulo sobre sistemas de comunicación y monitoreo orientado a establecer los criterios y consideraciones para la habilitación de instalaciones y equipamientos que deberán prestar servicios complementarios, monitoreo de instalaciones y equipamientos y para realizar las Auditorias Técnicas que la DO solicite. Específicamente para un generador, se deberá habilitar las unidades para participar en Control de Frecuencia (Control Primario de Frecuencia o Control Secundario de Frecuencia), en la Partida Autónoma del Plan de Recuperación de Servicio y en el Aislamiento RPS. Sin embargo no se ahondará en estos aspectos, ya que el tipo de central de estudio de la presenta memoria es del tipo térmica a vapor, las cuales no son adecuadas para regular frecuencia por su lentitud a responder frente a los sistemas de control, adicionalmente su característica de cogeneración con un flujo de vapor variable dependiente de la producción industrial, hace mas inadecuada su participación en este tipo de servicio complementario.

Exigencias para Estándares de SyCS

La NTSyCS define los estándares de seguridad y calidad de servicio para una correcta operación de los sistemas interconectados. Los estándares son exigencias mínimas aplicables de acuerdo al estado en que se encuentra operando el SI, se separan los estados en: Normal, Alerta y Emergencia, existiendo un compromiso entre costos y beneficios para la operación coordinada, lo cual define los limites y márgenes de la SyCS. La planificación debe mantener márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que una Contingencia Simple no se propague a todo el sistema.

Generadores en sincronía con el SI deben cumplir con la capacidad para absorber o entregar potencia reactiva, acorde al diagrama PQ informado a la DO, confirmado o garantizado por ensayos y protocolos de recepción de la unidad o en su defecto vía documentación técnica del fabricante acreditada. Adicionalmente contar con la capacidad de control que asegure disponibilidad de Reserva Primaria Mínima de 1,5% en cada unidad generadora respecto a su máxima capacidad de generación. Esta fracción es destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto a la demanda real del SI. Para el presente caso esta reserva corresponde a 186 kW. De forma específica los generadores deberán cumplir con las siguientes exigencias:

- **Exigencias de Regulación de Tensión:** Para la operación adecuada del SI en los diferentes estados, los generadores deberán contar con los necesarios márgenes de reserva de potencia reactiva, que junto a los demás elementos de compensación del sistema de transmisión permitan que los coordinados y el CDC mantengan la tensión en las barras del SI en los rangos según los estados de alerta de la *Tabla 5.9*.

Tensión del Sistema Interconectado [kV]	Intervalo Estado Normal [p.u]	Intervalo Estado Alerta [p.u]	Intervalo Estado Emergencia [p.u]
Tensión >= 500	0,97 - 1,03	0,96 - 1,04	0,95 - 1,05
500>Tensión>=200	0,95 - 1,05	0,93 - 1,07	0,90 - 1,10
200>Tensión	0,93 - 1,07	0,91 - 1,09	0,90 - 1,10

Tabla 5.9: Límites máximos de tensión a permitir en barras del SI.

Para cumplir con estos propósitos, el CDC instruirá a los coordinados en la operación, conexión y/o desconexión de los siguientes elementos: Bancos de condensadores shunt, condensadores síncronos, reactores shunt, compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores y autotransformadores con cambiadores de tap y unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

Para lograr que las barras del SI, se mantengan en los rangos anteriores, los generadores deberán mantener la potencia reactiva dentro del diagrama PQ, hasta un cierto límite porcentual de la capacidad máxima y por un tiempo determinado según cada estado, tanto en la región de sobreexcitación y subexcitación, procurando que la tensión en los terminales del generador se mantenga en un rango definido para cada caso. Lo anterior se resume en la *Tabla 5.10*.

Estado	Porcentaje Límite de la Potencia Reactiva en el Diagrama PQ, con respecto a la Capacidad Máxima [%]	Tiempo a Mantener el Aporte de Potencia Reactiva	Rango de Tensión a Mantener en los Terminales del Generador [p.u]
Normal	90	Permanente	0,95 - 1,05
Alerta	100	no superior a 30[<i>min</i>]	0,95 - 1,05
Emergencia	100	Permanente	0,95 - 1,05

Tabla 5.10: Límites máximos de tensión a permitir en los generadores para regular tensión.

- **Exigencias de Frecuencia:** Según la NTSyCS el CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI se mantenga en su valor nominal de 50 Hz permitiéndose una variación máxima en un rango definido para cada estado en un intervalo de tiempo (*Tabla 5.11*).

Estado	Variación Porcentual Máxima de Frecuencia [%]	Límites del Rango a Mantener [Hz]	Porcentaje del Tiempo del período de Control a Mantener [%]
Normal	± 0,4	49,8 - 50,2	99
Alerta	± 0,4	49,8 - 50,2	99
Emergencia	± 1,0	49,5 - 50,5	99

Tabla 5.11: Exigencias de frecuencia en el SI según estado.

- **Estándares de Recuperación Dinámica:** Frente a contingencias simples de severidad creciente, el sistema deberá superarlas sin perder sincronismo con las unidades generadoras. En caso de contingencia severa el sistema deberá superarla evitando apagones o apagones totales. Luego de superadas las fallas el sistema deberá mantener los estándares de seguridad de la *Tabla 5.9* y *Tabla 5.11*, al final del transitorio de falla, operando todos los recursos necesarios disponibles. Las fallas a superar según cada estado se presentan en la *Tabla 5.12*.

Estado	Contingencias Simples	Contingencias Severas
Normal	Severidad 1, 2, 3, 4 y 5	Severidad 6 y 7
Alerta	Severidad 1, 2, 3, 4 y 5	Severidad 6 y 7
Emergencia	Severidad 1,5 y 8	-

Tabla 5.12: Severidades según estados.

Para garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias anteriores con sus específicas severidades, el tiempo de actuación de las protecciones principales deberá asegurar el efectivo despeje de las fallas en tiempo. En el caso de un generador directamente conectado a instalaciones del sistema de transmisión troncal o subtransmisión, este deberá ser menor a 6 ciclos, lo cual aplica a la unidad cogeneradora en estudio.

- **Márgenes de Estabilidad y Seguridad:** Lo aplicado directamente a generadores, dadas las contingencias anteriores y su severidad, en las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, las unidades de generación más exigidas deberán adoptar un margen de seguridad de 30° en la excursión del Angulo del rotor en la primera oscilación, respecto del valor de la excursión angular que activa la protección de pérdida de sincronismo y desconecta la unidad. Para las contingencias de severidad aplicadas a los estados normal y de alerta en caso de no disponer de los modelos precisos para la unidad generadora y sus controladores de tensión y frecuencia, el margen de seguridad a adoptar será de 40° y en caso que no se conozca con exactitud la calibración de la protección nombrada anteriormente el margen de seguridad a adoptar será de 120°.

Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio

La DO y la DP del CDEC, deberán realizar una serie de estudios que permitan la programación del control de tensión, frecuencia y el plan de recuperación de servicio (PRS). Para la elaboración de estos estudios los coordinados deberán entregar la información técnica requerida en la NTSyCS al CDEC, que en caso de un generador esta se encuentra resumida en la sección 5.6.8. Adicionalmente los coordinados deberán entregar al CDEC un informe de forma mensual con respecto a mediciones de cantidad y duración de interrupciones con los siguientes tópicos: Cantidad total de interrupciones y MVA totales interrumpidos el último mes, duración total acumulada de las interrupciones del último mes, índices de continuidad FMIK y TTIK del último mes, índices de continuidad FMIK y TTIK acumulados para el último periodo de 12 meses, evolución mensual del perfil de tensión medido en intervalos de 15 minutos, tensión máxima y mínima registrada en el período mensual, cantidad de intervalos de 15 minutos en que la tensión y factor de potencia estuvieron fuera de los límites establecidos, factor de potencia máximo y mínimo registrado en el período mensual y finalmente porcentaje de tiempo en que la tensión y el factor de potencia han estado fuera de los límites permitidos

Información Técnica Requerida

Según la NTSyCS, los coordinados conectados al SI deberán entregar a la DP del CDEC, información técnica definida en la norma en un informe escrito o electrónico, para que esta sea publicada con acceso gratuito a cualquier interesado en la página web del CDEC. En su título 9-10, define la información técnica requerida para unidades generadoras en sincronismo con el sistema, según tecnología.

La unidad de estudio de la presente memoria es una de cogeneración en base a una turbina a vapor, por lo tanto se tomará como una central térmica a vapor, donde en el título 9-10 de la NTSyCS esta tecnología está considerada especificando las características relevantes a informar. En la *Tabla 5.13* se resumen la información a informar:

Características Generales	Parámetros Técnicos
<ul style="list-style-type: none"> a) Nombres de las centrales, tipo, localización y características generales. b) Cantidad de unidades generadoras. c) Puntos de Conexión al SI. d) Para cada unidad Generadora. <ul style="list-style-type: none"> i) Capacidad máxima, potencia neta efectiva [MW] ii) Potencia mínima técnica [MW] iii) Tasa indisponibilidad forzada iv) Tasa indisponibilidad programada v) Tensión nominal vi) Factor de potencia nominal vii) Método de conexión al neutro a tierra 	<ul style="list-style-type: none"> a) Reactancia sincrónica de eje directo, X_d. b) Reactancia sincrónica de eje cuadratura, X_q. c) Reactancia de secuencia cero, X_0. d) Resistencia de secuencia cero, R_0. e) Reactancia de secuencia negativa, X_2. f) Resistencia de secuencia negativa, r_2. g) Reactancia subtransitoria saturada, X''_{dsat}. h) Resistencia del estator. i) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T_d. j) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T_q. k) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d. l) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T''_q. m) Reactancia transitoria de eje directo, X'_d. n) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, X'_q. o) Reactancia subtransitoria de eje directo, X''_d. p) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, X''_q. q) Reactancia de saturación de Potier, X_p. r) Curva de magnetización de la unidad a circuito abierto para: <ul style="list-style-type: none"> i) 120% de la tensión nominal. ii) 110% de la tensión nominal. s) Sistema de protecciones y ajustes
Características Específicas de la Máquina	Características Específicas Turbina a Vapor
<ul style="list-style-type: none"> a) Tipo de máquina b) Principales características técnicas: <ul style="list-style-type: none"> - Marca, fabricante, año de fabricación, - P_{nom}, P_{max}, P_{min}. - Vel nom, Sobrevelocidad máx admisible en [rpm] - Curvas características dadas por el fabricante - Constante de inercia mecánica (H) - Tiempo de lanzamiento (Ta[s]). - Factor GD^2 [kgm²]. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Diagrama de bloques de la turbina. b) Fracción de potencia desarrollada en cada etapa (alta, media y baja presión). c) Constantes de tiempo del vapor en cada etapa (alta, media y baja presión). d) Curvas características de la turbina. e) Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min] f) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.
Características Específicas Central Térmica a Vapor	Características del Sistema de Control General
<ul style="list-style-type: none"> a) Características técnicas de la caldera: <ul style="list-style-type: none"> - Marca, fabricante, año de fabricación, - Memoria descriptiva de producción del vapor - Tipo de combustible, consumo específico b) Modelo simplificado de la turbina. <ul style="list-style-type: none"> - Constante de tiempo de acumulación de vapor. - Parámetros del proceso de recalentamiento. - Modelo del sistema de control de aire y combustible. - Modelo del regulador de presión y sus ajustes. c) Estados de operación restringidos. <ul style="list-style-type: none"> - Entrada/Salida de quemadores. - Apertura de Válvulas Parcializadoras. - Niveles de vibración admisibles, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> a) Características del controlador b) Banda muerta ajustable (rango de ajuste, calibración actual). c) Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual). d) Compensaciones dinámicas (amortiguamientos del regulador). e) Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad. f) Diagramas funcionales de mando remoto. g) Resultados de los ensayos de lazo de control automático de velocidad/carga h) Tiempos de crecimiento (T_r) y establecimiento (T_s) medidos sobre la respuesta en potencia
	Características del Sistema de Control Específico a Turbina de Vapor
	<ul style="list-style-type: none"> a) Si el controlador tiene compensación dinámica entregar función de transferencia con todos sus parámetros. b) Variador de velocidad/consigna. c) Gradiente de toma de carga [MW/min] d) Características del limitador de carga.

Tabla 5.13: Información requerida según la NTSyCS para central térmica a vapor.

Posibles Contingencias del Sistema

Las principales contingencias del sistema se deberán a las tomas y rechazos de carga debido al 7% del tiempo en que no se contará con vapor suficiente para poder generar energía, además de las contingencias de la red, debiendo operar a tiempo los sistemas de protecciones desconectado la unidad de la red y manteniéndola en giro. Con lo cual se debe incurrir en los siguientes sistemas y sus funciones:

- Protección de interconexión: Desconecta el generador de la red cuando han dejado de operar en paralelo y protege el sistema contra los daños ocasionados por la conexión del generador y de fallas producidas en el sistema de la empresa eléctrica.

- **Protección del generador:** Su principal función es detectar condiciones anormales de operación, como por ejemplo corto circuitos, corrientes desequilibradas y sobreexcitación. Las protecciones anteriores deben estar coordinadas para el correcto y seguro funcionamiento de una planta de cogeneración según los parámetros de la NTSCyS descrita en este capítulo.

- **Situaciones en operación en isla parcial:** Al ocurrir una falla en la red y una vez que las protecciones han desconectado la división de la red, ésta queda en la condición de isla, pero su operación no podrá prolongarse debido a que los procesos de fusión se detendrán y el vapor generado decaerá a niveles no operacionales, con lo cual se producirá la disminución de la frecuencia y voltaje al existir mas carga que generación, por lo tanto la unidad debe ser desconectada de la barra de distribución interna coordinada con las protecciones de la subestación exterior.

- **Detección de condiciones anormales de la red:** En contingencias de cortocircuitos o inversiones de fase en el circuito de SST se generan corrientes desequilibradas, provocando un alto nivel de corriente en el rotor de la unidad de cogeneración y daños en el generador. Para solucionar lo anterior se instalan relés de sobrecorrientes. Se utiliza un relé de voltaje para proteger a la unidad contra inversiones de fase debidas a “intercambio de fases” no advertidos luego de una restauración de suministro.

- **Flujos anormales de potencia:** Operando como isla parcial, esta unidad no presenta excedentes de energía eléctrica, siendo necesario instalar un relé de potencia direccional que no permita la inyección de potencia hacia la red.

- **Sincronización:** En isla parcial, despejada una falla es necesario que se sincronice a la red para seguir operando e inyectando energía en la barra de distribución interna. Es necesario contar con un relé de sincronización automático que mida la diferencia de fase y de voltaje de la unidad y la red, de tal forma que cuando dichos valores coincidan, la unidad sea sincronizada mediante el cierre del interruptor asociado. Ocurrendo una condición anormal en la red, el dispositivo de protección de la conexión con la barra de distribución (Relé de interconexión) abre el interruptor, permitiendo que el cogenerador opere en isla sin inyectar energía. Una vez restablecidos los valores del ángulo de fase, frecuencia y del voltaje entre la unidad y la red, el relé de sincronización automático cierra el interruptor y se vuelve a la operación en paralelo [88].

5.7 Exigencias Medioambientales

5.7.1 Ley Medioambiental

Según la Ley N°19.300 “Ley de Bases del Medio Ambiente”, los proyectos o actividades susceptibles a causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases deberán someterse a un sistema de evaluación ambiental. Se incluye en estos proyectos centrales generadoras de energía mayores a 3 MW y líneas de transmisión mayores a 23kV (Ley N°19.300, Artículo 10). Según la ley anterior define los conceptos de Impacto ambiental, Estudio de Impacto Ambiental y Evaluación de Impacto Ambiental de la siguiente forma:

- **Impacto Ambiental:** la alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada.

- **Evaluación de Impacto Ambiental:** Procedimiento, a cargo de la CONAMA o de la COREMA, en su caso, que, en base a un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes.

- **Estudio de Impacto Ambiental:** Documento que describe detalladamente las características de un proyecto o actividad que se pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos. Los tipos de proyectos enumerados en el Artículo 10 (entre ellos centrales de generación de capacidad mayor o igual a 3MW) que causen los efectos resumidos en el Artículo 11, deberán realizar estos estudios, el cual debe contener las descripciones requeridas por el Artículo 12. En caso que el proyecto no requiera realizar un estudio de impacto ambiental deberá realizar una declaración de impacto ambiental, consistente en un documento jurado que expresa que el proyecto cumple con las condiciones ambientales reglamentadas.

El caso de estudio tiene una potencia instalada mayor a 3MW, por lo tanto debe someterse a evaluación de impacto ambiental, sin embargo no involucrará líneas de transmisión adicionales. Se tiene que una unidad cogeneradora de ciclo de cola en función de un ciclo de Rankine regenerativo basado en vapor proveniente de una caldera recuperadora de calor, no presenta ninguna carga ambiental adicional a la que ya ha sido consideradas por las instalaciones y procesos anteriores que han brindado el calor residual a recuperar, tanto así como emisiones gaseosas, líquidas o sólidas. Se da por entendido que para que la planta de cogeneración pueda operar, los procesos industriales previos deben estar aprobados bajo la legislación vigente, en este caso para fundiciones y refinerías mineras. (Los Decretos Supremos N°114/02, 59/98, 113/02, 185/91 y 115/02 norman las emisiones atmosféricas de las instalaciones). De todos modos el ciclo sistema a implementar requiere el uso de turbo maquinas las cuales conllevan a una contaminación acústica considerable estimada en niveles que superan los 80db en el lugar de generación. En la *Tabla 5.14* se indican las principales fuentes de ruido asociadas a la planta de cogeneración y el nivel de emisión sonora a partir de mediciones realizadas in situ en condiciones normales de operación. Estos datos fueron supuestos a partir del estudio de impacto ambiental de la futura central de cogeneración de la empresa Masisa de Cabrero en la VIII Región, de 9,6 MW.

Fuente	Nivel de Presión Atmosférica [db]	a distancia [m]
Torre de Enfriamiento	85	1
Turbina	94	1
Caldera	90	1
Precipitador	<85	1
Bombas	85	1

Tabla 5.14: Niveles de ruido de la planta de cogeneración de 9,6 MW, Masisa de Cabrero [89].

El Decreto Supremo N°146 regula y establece norma de emisión de ruidos molestos generados por fuentes fijas. Especialmente fija los límites de los niveles de presión sonora corregidos que se obtengan de la emisión de una fuente fija emisora de ruido, medidos en el lugar donde se encuentre el receptor, según diferentes zonas territoriales e intervalos horarios. El decreto expresa que no se podrán exceder los valores que se fijan en la *Tabla 5.15*.

Niveles Máximos Permisibles de Presión Sonora		
Zona	de 7 a 21 hrs [dB]	de 21 a 7 hrs [dB]
I	55	45
II	60	50
III	65	55
IV	70	70

Zona	Descripción
I	Aquella zona cuyos usos de suelo permitidos de acuerdo a los instrumentos de planificación territorial corresponden a: habitacional y equipamiento a escala vecinal.
II	Aquella zona cuyos usos de suelo permitidos de acuerdo a los instrumentos de planificación territorial corresponden a los indicados para la Zona I, y además se permite equipamiento a escala comunal y/o regional.
III	Aquella zona cuyos usos de suelo permitidos de acuerdo a los instrumentos de planificación territorial corresponden a los indicados para la Zona II, y además se permite industria inofensiva.
IV	Aquella zona cuyo uso de suelo permitido de acuerdo a los instrumentos de planificación territorial corresponde a industrial, con industria inofensiva y/o molesta.

Tabla 5.15: Niveles de Ruidos Normados en D.S N°146.

De la *Figura 4.12* que despliega el emplazamiento real de la futura planta de cogeneración en las cercanías de la localidad de Catemu. Se puede observar que frente a las dependencias de las instalaciones de la fundición Chagres se encuentran establecimientos residenciales en un radio menor de 400 m. Por lo tanto la sala de máquinas deberá contar con la infraestructura necesaria para poder mitigar este nivel de ruido, tanto como silenciadores y estructuras debidamente aislados, con el fin que se cumplan los requerimientos establecidos por el D.S N°146 resumidos en la *Tabla 5.15*, realizándose las mediciones necesarias con procedimiento descritos en el mismo Decreto Supremo.

5.7.2 Mecanismos de Desarrollo Limpio

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un mecanismo establecido bajo el Protocolo de Kyoto, centrado a ayudar a países en desarrollo, a alcanzarlo sostenidamente mediante la promoción de inversiones ambientalmente amigables por parte de gobiernos o empresas de los países industrializados.

La cantidad de dióxido de carbono equivalente o CO_{2eq} (CO_2 que significa un similar a cualquier otro gas invernadero) que es capaz de desplazar un proyecto, será proporcional al aporte que este recibirá bajo este mecanismo. Un MDL justificado es capaz de permitir que los flujos esperados conviertan a un proyecto basado en ENRC en rentable frente a un escenario de pérdidas. El precio del aporte se basa en el valor económico de una tonelada transada de reducción de emisiones de CO_{2eq} , pudiendo ser negociado previamente a la certificación de la reducción a un precio bajo, pero de venta segura, o de una forma más riesgosa haciendo todo los estudios y tramitaciones y arriesgando el costo de estos, pero posiblemente obteniendo un buen precio. Por lo tanto en la evaluación económica de un proyecto de ENRC o cogeneración a parte de los ingresos por MDL, se deben considerar los costos de estudio y tramitación, que pueden ser elevados y los plazos de estos mismos extensos, incluso más de un año.

Para calcular y certificar la cantidad de CO_{2eq} desplazado, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, a través de su Panel Metodológico, tiene aprobadas una serie de metodologías, siendo la más utilizada la “Metodología Consolidada para fuentes de energía renovables conectadas a redes de energía eléctrica”, que posee diversos mecanismos para el cálculo. Primero certifica la CONAMA y luego organismos internacionales.

Los aportes por MDL se cuantificarán en el Capítulo 6.

6. Análisis Económico de la Unidad

En el presente capítulo, se considerarán diferentes alternativas de negocio, considerando sus ventajas y desventajas, prosiguiendo a evaluar las más ajustables al caso presente. Se procederá por la confección de una estructura de costos, ingresos y ahorros y luego una evaluación mediante parámetros financieros. El periodo de evaluación será de 10 años, usado como estándar en la evaluación de proyectos. La puesta en marcha se considera el año 2014 considerando que el año 2009 se aprueba el proyecto, el año 2010 y 2011 se realizan los estudios de ingeniería básica y de detalle, construcción y montaje comienza en el 2012.

6.1 Alternativas de Negocio a Eléctrico a Implementar

La operación eléctrica de la unidad cogeneradora puede manejarse desde las siguientes perspectivas de negocio:

- **Alternativa en Isla:** Consiste en suplir la demanda de un circuito con demanda menor a la capacidad nominal de la unidad, aislado de la red. Dado que la demanda de la división es significativamente mayor que la capacidad máxima de la unidad, este circuito es solo una fracción de los consumos, mientras que el resto de la división es suministrada desde la red bajo un contrato con la potencia y la energía no suplida por la unidad. Este escenario no es factible dado que el consumo en isla no es totalmente independiente de la red, ya que al ser un proceso de cogeneración de cola, el calor residual proviene de procesos de fusión de cobre en que interviene el suministro externo de la red.

- **Alternativa en Isla Parcial:** Consiste en contratar el total de la potencia de la división e inyectar energía y potencia en la barra de distribución de la división sin vender excedentes al sistema. Esta alternativa significa que la operación de la unidad como un ahorro de una porción de la energía total que la división necesita de la red y por otro punto se suple desde la red la potencia deficiente en caso de falla de la unidad.

- **Autoproducción:** Consiste en abastecer totalmente la división con la producción de la unidad y vender los excedentes al sistema, sin embargo este esquema no es compatible con el caso de estudio ya que la capacidad de la unidad es del orden de un 20% de la demanda proyectada de la división, con lo cual no hay excedentes, debido a que la división nunca tendrá una demanda menor a la producción de potencia de la unidad, ocurriendo que al ser procesos ligados, al bajar la producción de la división baja el vapor disponible para cogenerar. Por otra parte, en este modelo la deficiencia no puede ser obtenida de la red, ya que el autoproducción no puede hacer retiros sin un contrato con una empresa del rubro de generación.

- **Empresa de Generación:** En este esquema la unidad inyecta la totalidad de su energía y potencia al sistema en la barra principal de la Subestación Chagres en 110 kV. Existen diversas opciones de ventas: mercado spot, descritas en 5.3, venta a distribuidora con o sin licitación y venta a precio de contrato. Se destaca en este esquema, que la venta al Sopt requiere estudios más acabados de operación y planificación, sobre todo por la variación de los precios instantáneos. Sin embargo muchas veces en caso favorable los ingresos son mayores que un precio estabilizado. Son recomendados para generadores de altos costos de operación. La opción de contrato con cliente externo podría ser difícil de concretar ya que el fin de un contrato es disminuir el riesgo asegurando la compra y dada las características de la una central cogeneradora

donde la generación depende de la producción podría dar incertidumbre al cliente si es que no se certifica una confiabilidad. En este caso conviene hacer un autocontrato con la propia División Chagres como cliente libre. La *Figura 6.1*, resume el diagrama de cada esquema y sus ventajas y desventajas.

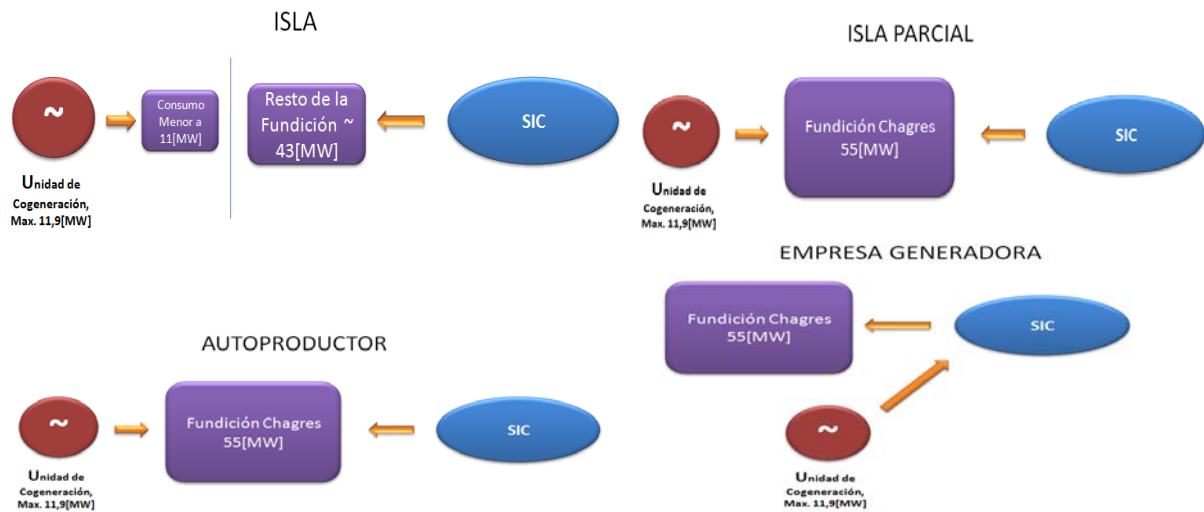


Figura 6.1: Diagramas de opciones de negocio.

Isla		Isla Parcial	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
- Precio de la energía es igual al costo variable.	- No hay respaldo frente a fallas y en este caso no hay una autonomía frente a la red externa.	- Tiene respaldo de energía y potencia en caso de mantenimiento o fallas o baja producción de la unidad	- No hay venta de energía si el consumo esta en mantenimiento.
- Libre de Racionamineto.	- El vapor disponible en algunos casos no permite generar la potencia demandada.		- Se paga por potencia que no se esta utilizando gran parte del tiempo
- Existe ahorro de contratar parte de la potencia.	- No hay venta de energía si el consumo esta en mantenimiento.		- Puede ser un contrato difícil de convenir.
Autoprodutor		Empresa Generadora	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
- Rentabiliza por ventas de excedentes al sistema.	- En caso de mantenimiento y fallas no puede realizar retiros por la potencia y energía no declarada como excedente.	- Puede vender su energía y potencia a CMg, Pnudo y Precio Libre.	- La unidad esta coordinada por el CDEC y en algunos casos podría no despachar.
- No se ve sometido a racionamiento si es que es capaz de autoabastecerse en esos periodos.	- Riesgo de no disponer con un contrato por mantenimientos y fallas.	- Se puede realizar un autocontrato.	- La división se ve afectada a racionamiento.
		- La división tiene suministro en caso de fallas de la unidad.	- La unidad tiene compromisos en racionamiento.

Tabla 6.1: Resumen de ventajas y desventajas de las alternativas.

6.2 Supuestos Generales Análisis de Costos, Ahorros e Ingresos.

En la presente sección se detallarán los supuestos para determinar la estructura de costos, ahorros e ingresos partícipes de la evaluación económica. Las estructuras estarán basadas a partir de una “situación inicial”, posterior a la expansión de la fundición, disponiendo de todas las instalaciones de carácter necesario y destinadas al negocio principal minero. En este caso inicial se dispone de vapor residual, el cual disipa su energía térmica a la atmosfera, como ha sido explicado en secciones anteriores. El suministro eléctrico es obtenido desde el SIC a un precio de contrato con un generador.

Dada esta situación que se considera con un VAN nulo, proponiéndose tres opciones de negocio a seguir con el fin de saber cómo utilizar el potencial del vapor, incurriendo en diferentes costos e ingresos incrementales al caso inicial, detallados en los puntos siguientes. Las opciones son:

- **Venta de Vapor a un cliente industrial o ahorro de suministro térmico:** Consiste en vender el vapor residual directamente a un cliente industrial aledaño o a los conjuntos urbanos cercanos o simplemente utilizarlo en otros procesos de la fundición que requieran energía térmica. En ambos casos el vapor se valoriza por su equivalente energético al combustible más barato. Por lo tanto el ingreso o el ahorro estarán dados por la cantidad de combustible convencional no utilizado para obtener esa energía. Con respecto a la inversión incremental, esta es nula ya que se mantienen las instalaciones de la situación inicial y tampoco pueden ser disminuidas, debido a que en caso que no haya venta de vapor, los sistemas de enfriamiento deben seguir operando.

- **Cogeneración Eléctrica y Térmica:** Es implementar la unidad propuesta incurriendo en la inversión incremental de las instalaciones cogeneradores, utilizando la electricidad generada bajo los modelos descritos en la sección 6.1. Estos modelos tienen diferentes ingresos o ahorros incrementales por energía y potencia y MDL. Simultáneamente los costos incrementales varían según cada caso. Esta modalidad considera en todos sus sub casos, la cogeneración térmica, que es entregada a la fundición para su uso en la calefacción de electrolito, representado un ahorro de combustible. En estos esquemas el vapor es entregado a costo nulo, internalizándolo en el proceso y comparando su costo de oportunidad al evaluar el caso de solo venta de vapor, descrito anteriormente. La visión general de las opciones a seguir se resume en la *Figura 6.2*, presentando las estructuras de ingresos y costos incrementales detallados en las secciones siguientes.

Situación Inicial			
Ingreso Incremental			
Costo Incremental			
Opciones Posteriores			
Ingreso Incremental	<ul style="list-style-type: none"> - Venta de vapor a un cliente industrial o consumo térmico como ahorro 	<ul style="list-style-type: none"> - Ahorro de Suministro Eléctrico obtenido de parte de un Generador - Ahorro de Suministro Térmico por Cogeneración - Ingresos por MDL 	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso Operacional por venta de Energía y Potencia Eléctrica al Spot - Ahorro de Suministro Térmico por Cogeneración - Ingresos por MDL - Ingreso Comercial (en caso de operar bajo un contrato con un Cliente Libre)
Costo Incremental		<ul style="list-style-type: none"> - Costo de Inversión de instalaciones - Costos de Operación y Mantenimiento - Costo CDEC 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo de Inversión de las instalaciones - Costos de Operación y Mantenimiento - Costo de Peajes por Inyección - Costo por compromisos por retiros (En caso de operar bajo un contrato) - Costo de peajes por retiros (En caso de operar bajo un contrato) - Costo CDEC

Figura 6.2: Resumen de opciones de negocio a seguir.

6.2.1 Costos

En el caso de venta exclusiva de vapor no existen costos incrementales relevantes. Los costos relacionados con la unidad de cogeneración en los esquemas de generador e isla parcial basados en una turbina de vapor se componen de la inversión inicial, operación y mantenimiento. Específicamente en el esquema de generador se consideran los costos por conexión al sistema de transmisión y adicionalmente los costos por la pertenencia voluntaria al CDEC SIC, ya que la unidad presenta una potencia instalada mayor a 9 MW, sin embargo dado su pequeño tamaño y la posibilidad de ser despachada en base permanentemente, la pertenencia no trae mayores ventajas por la inversión inicial de incorporarse que asciende a un orden de miles de dólares, salvo que en Anglo American en su rubro de generación incorpore otros proyectos de generación en sus faenas mineras, para aumentar su capacidad instalada.

Inversión

En la *Tabla 6.2* se presenta la estructura de costos de inversión a considerar en la evaluación, junto con el resumen de costos unitarios por capacidad instalada para cada modelo. La explicación de cada ítem se presenta posteriormente.

Costo de Inversión del Sistema de Recuperación de Calor		Costo de Inversión de Producir Vapor	
Inversión - Equipo - Obra	Costo [US\$]	Inversión - Equipo - Obra	Costo [US\$]
Grupo Turbina-Generador, Simenes SST-300 16[MVA]	7.620.000	Torre de Enfriamiento	1.200.000
Costo Instalación Grupo Turbina Generador	500.000	Bombas de Agua de Refrigeración	305.000
Casa de Maquinas (concreto, acero, iluminación y obras)	3.000.000	Deareador	200.000
Sistema Depurador de Condensado	300.000	Bombas de Agua de Alimentación de Caldera	350.000
Instalación del Sistema Depurador de Condensado	100.000	Condensador	450.000
Sistema de Calefacción de Electrolito	300.000	Sistema de Tratamiento de Agua	900.000
Transformador de Servicios Auxiliares 500[kW] 400[V]/12[kV]	6.000	Total	3.405.000
Instrumentación y Electricidad	1.182.600	Costo Adicional por Unidad Secundaria	
Piping	1.182.000	Inversión - Equipo - Obra	Costo [US\$]
Montaje Anexo	226.842	Grupo-Turbina Generador, Siemens SST-060 3,1[MVA]	3.500.000
Total Generación	14.417.442	Costo Instalación Grupo Turbina Generador	250.000
Transformador 16[MVA] 6,3[kV]/12[kV]	200.000	Total Unidad Secundaria	3.750.000
4 Generadores de Respaldo de 1,6[MW]	1.600.000	Costos de Inversión no Capital	
Total Isla Parcial - Sin Respaldo	14.617.442	Concepto	Porcentaje
Total Isla Parcial - Con Respaldo	16.217.442	Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle	1% de la Inversión Capital
Transformador 16[MVA] 6,3[kV]/110[kV]	570.000	Revisión del proyecto	15% costo de ingeniería.
Total Generador	14.987.442	Fletes y seguros	5% costos equipos
Costo Unitario por Capacidad Instalada		Gastos de internación	2% costos equipos
Concepto	[US\$/kW]	Administración de las compras	5% costos equipos
Isla Parcial - Sin Unidad Secundaria - Sin Respaldo	1.379	Instalación y retiro de faenas	5% Obras Montaje
Isla Parcial - Sin Unidad Secundaria - Con Respaldo	1.508	Dirección de Obras	5% Obras Montaje
Isla Parcial - Con Unidad Secundaria - Sin Respaldo	1.682	Gastos generales del contratista	30% Obras Montaje
Isla Parcial - Con Unidad Secundaria - Con Respaldo	1.811	Utilidades del contratista	7% Obras Montaje
Generador - Sin unidad Secundaria	1.409	Inspección	50% Costos de ingeniería
Generador - Con unidad Secundaria	1.712	Estudio de Impacto Ambiental	-
		Estudio Certificación MDL	-
		Total	2.485.181

Tabla 6.2: Cuadro de Costos de Inversión.

- **Costos de Inversión de Producir Vapor:** La generación de vapor, insumo principal para la cogeneración, es producto de la fusión de concentrado en los hornos de fusión y conversión la cual al mismo tiempo es de carácter necesario e indispensable para llevar a cabo el proceso de producción de cobre, por lo tanto se considerará como costo hundido el valor aquellas

instalaciones expresadas en el cuadro correspondientes de la *Tabla 6.2* con respecto al negocio de la recuperación del calor.

Cabe destacar que, a pesar de que parte del calor a disipar será transformado en energía eléctrica, supondría un dimensionamiento menor de las instalaciones disipadoras involucradas, se debe considerar el peor caso en que la unidad de cogeneración no esté operativa, periodo que, a pesar de las estadísticas de fallas y mantenimiento, en el peor escenario pueden ser indeterminadamente mayores, incluso si es que se decide cancelar la cogeneración como negocio. Por lo tanto se debe instalar toda la capacidad base de disipación sin considerar la unidad cogeneradora como un factor de ahorro por menor dimensionamiento.

- ***Cosos de Inversión de la Recuperación del Calor:*** En la *Tabla 6.2* se presentan también, los principales costos de inversiones de equipos y obras necesarias para la recuperación del calor y su conversión a energía eléctrica y posteriormente la recuperación térmica secundaria, tanto en su funcionamiento como isla parcial y generador. Las principales diferencia entre ambos escenarios de operación son referidos a los equipos de conexión posteriores a la generación dado que la operación en isla inyecta en la barra principal de 12 kV de la División Chagres y la operación como generador en la barra de 110 kV Chagres. En el cuadro de inversión se considera la inversión de un grupo de 4 generadores para respaldo en el caso de isla parcial, donde realizar retiros a la red puede ser inviable si es que no se tiene un contrato adecuado, su inclusión o exclusión será ingresada a la evaluación económica. El valor de los equipos fue obtenido en su mayoría en base de datos de Anglo American Chile y en algunos casos cotizados directamente con los proveedores internacionales. Adicionalmente es necesario considerar la inversión el grupo Turbina-Generador secundario para aprovechar el vapor no aprovechado por el mínimo técnico de flujo de la unidad principal, también incluido en el cuadro de inversiones.

- ***Costos de Inversión no Capitales:*** Para este ítem incluido en la *Tabla 6.2*, se supuso por cada concepto, porcentajes de acuerdo a estadísticas de Anglo American Chile, basados primariamente en los costos de inversión capital:

- ***Revisión del proyecto:*** 15% del costo de ingeniería.
- ***Flete y seguro marítimo:*** 5% del costo de equipos y materiales importados. Este porcentaje es considerado estándar para fletes marítimos.
- ***Gastos de internación:*** 2% del costo de equipos y materiales importados más su costo de Flete y seguro marítimo. Esto incluye derechos de internación y gastos aduaneros. La mayor parte de los equipos provienen de países con tratado de libre comercio, por lo que los derechos de internación son nulos o muy bajos. Este porcentaje es estándar para este ítem.
- ***Administración de las compras:*** 5% del costo de todos los equipos y materiales y sus costos asociados. Esta actividad es bastante variable en términos de porcentaje, pero como valor promedio, el valor indicado es bastante representativo.
- ***Instalación y retiro de faenas:*** 5% de las obras civiles y del montaje. La instalación de faenas tiene relación con las obras civiles y montajes, ya que los equipos en general se instalan directamente sobre las fundaciones que ya están construidas cuando éstos llegan a terreno.
- ***Dirección de obras:*** 5% de las obras civiles y del montaje. Para la dirección de las obras, que corresponde a la jefatura máxima de las obras en terreno.

- **Gastos generales del contratista:** 30% de todos los aportes físicos del contratista, incluido estructuras, obras civiles y administración de las compras, pero no sobre el valor de los equipos y materiales adquiridos.
- **Utilidades del contratista:** 7% de los mismos puntos del ítem anterior.
- **Inspección, recepción y ensayo de las obras:** 50% del costo de ingeniería.

Operación, Mantenimiento

- **Costos de Personal:** La unidad requiere el empleo permanente de un operador de planta y un asistente de operaciones en 1, 2 o 3 turnos. Adicionalmente un jefe de Planta, un jefe de mantenimiento, un técnico mecánico y un técnico electricista, que no necesariamente deben estar de forma permanente en el puesto de trabajo. Es necesario que los operadores cuenten con estudios técnicos de electromecánica y capacitados para la realización de operación y mantenimientos menores y de rutina de bombas, turbinas, aparatos de medida y calderas. La principal labor de los operarios será llevar el control y la medición de las energías útiles generadas y las variables relevantes en los medidores de temperatura, potencia, energía eléctrica, velocidad de la turbina, vapor generado y calor entregado a los sistemas inferiores de cogeneración térmica. Los costos anuales en personal para el funcionamiento de la unidad se resumen en la *Tabla 6.4*.

Cargo	N°	Remuneración Mensual [US\$]	Remuneración Anual [US\$]
Jefe de Planta	1	5.000	60.000
Operador de Planta	3	3.000	36.000
Asistente de Operaciones	3	1.500	18.000
Jefe de Mantenimiento	1	3.000	36.000
Técnico mecánico	1	1.500	18.000
Técnico electricista	1	1.500	18.000
Total		15.500	186.000

Tabla 6.3: Costos asociados a personal.

- **Costos de Mantenimiento:** Se considera un costo de mantenimiento para sistemas de recuperación a base de turbinas de vapor de un orden de 0,004 US\$/kWh, consistentes en inspecciones mensuales, semestrales y anuales. El mantenimiento mayor se lleva una vez al año y consiste en un principalmente en un mantenimiento completo de la turbina y los sistemas de bombas (*Tabla 6.4*).

Generación Anual [kWh]	Costo unitario de Mantenimiento [US\$/kWh]	Costo Total Mantenimiento [US\$]
79.323.122	0,004	317.292

Tabla 6.4: Costos asociados a mantenimiento.

Costos por Uso de los Sistemas de Transmisión

Los costos anuales por el uso del sistema de transmisión dada las inyecciones como Generador están dados según lo calculado en la sección 5.5.5, según los ítems de pago por el STT reducido en el factor de pago y el SST. Los valores en dólares se resumen en la *Tabla 6.5*.

Peaje Básico - Sistema	Peaje Anual [k\$]	Factor de pago por MGNC [%]	Peaje Adicional [US\$]	Peaje a Pagar Anual [US\$]
Transmisión Troncal	11.593	26,4	0,0	3.061
Subtransmisión	1.552	100	-	1.552
Total				4.613

Tabla 6.5: Costos asociados a uso del sistema de transmisión.

Estos costos estimados son a base de los valores anuales de la inversión de los sistemas de transmisión al año 2009, donde hacia el año 2014 tendrán variaciones adicionales, dada la expansión del sistema. En el caso del uso esperado las prorratas variarán, ya que dependen de la operación del sistema y la ubicación de las demandas las cuales crecerán, sin embargo este valor se considera igual para todos los años desde el 2014 en adelante. Este ítem es solo valido para el modelo de negocio como Generador, ya que la inyección es directa al sistema de subtransmisión. En el modelo de isla parcial, el sistema no ve a la División como una fuente de inyección, al contrario, produce un ahorro al recortar la demanda máxima transitable, lo cual será evaluado como un ahorro.

6.2.2 Ingresos o Ahorro Según cada Esquema

Se desglosan a continuación los supuestos utilizados para determinar los ingresos y ahorros anuales según cada esquema, tanto por Energía, Potencia, Cogeneración Térmica y Venta de CO_2 certificado.

- **Venta de Vapor – Valorización del Vapor – Costo de Oportunidad del Vapor:** El vapor del proceso ya descrito puede ser valorizado por el costo de producirlo, tanto por los insumos variables y las instalaciones necesarias. El insumo de concentrado de cobre y petróleo, junto con la infraestructura de calderas y refrigeración se considera un costo hundido ya que son de uso indispensable para el proceso de fusión, que es el negocio principal de la fundición. Por lo tanto solo se valorizará el vapor bajo un criterio que no considere estas variables a la hora de fijar un precio.

Existen diferentes criterios para valorizar un insumo residual sin un equilibrio de mercado definido, los cuales tienen que ver con el uso alternativo que se le puede dar y las utilidades que se pueden obtener después de su uso, en este caso, de industrias actuales o futuras aledañas que requieran vapor para aplicaciones térmicas y o futuras necesidades térmicas a suplir. La tonelada de vapor se valorizará dado su equivalente energético al combustible de alta disponibilidad más barato, según su temperatura y presión de generación, sin incluir los costos por instalación, ya que nuevamente se considerarán costos hundidos por estar ligados al negocio principal, siendo el vapor un insumo no incrementable a voluntad. Este valor será el máximo a aspirar ya que un insumo residual de costo internalizado cero se valorizaría próximo al insumo alternativo más barato, con un costo marginalmente inferior para de esta forma entrar al mercado. El combustible equivalente se modelará por el carbón. En la *Tabla 6.6* se resume el cálculo para la estimación del precio a considerar de la tonelada de vapor a partir de su entalpía y poder calorífico inferior del carbón.

Concepto	Valor	Unidad
Entalpía de Vapor Saturado a 61[bar] y 277[°C]	2.782,83	[kJ/kg]
Consumo específico Carbón	35.000,0	[kJ/kg]
Relación Carbón - Vapor	0,08	[Ton-Carbón / Ton -Vapor]
Costo Carbón	60,00	[US\$/Ton]
Costo equivalente Vapor	4,77	[US\$/Ton]

Tabla 6.6: Valorización del vapor [70].

Este precio equivalente definirá los ingresos que se obtendrían al vender al vapor o por los ahorros para usos térmicos internos. El fin de evaluar esta alternativa es para compararlo con el resultado de las demás opciones y así magnificar el costo de oportunidad del vapor. Al mismo tiempo se usará este valor para dimensionar los ahorros por el vapor cogenerado en el proceso de

generación eléctrica, el cual es entregado a la fundición. El resultado anual de este negocio de venta de vapor sin incurrir en sistemas de recuperación energética se resume en la *Tabla 6.6*.

Toneladas Anuales de Vapor Generadas	532.687	[Ton]
Ingreso o Costo de Oportunidad Anual por Vapor	2.541.217	[US\$]

Tabla 6.7: Ingreso o Costo de Oportunidad Anual por uso del Vapor.

Isla Parcial

El esquema de isla parcial comprende la generación de energía para auto consumo y no como un bien a comercializar, por lo tanto su evaluación se basa en ahorros, exceptuando los ingresos por MDL.

- **Situación Contractual – Sin Respaldo:** Para la operación segura de este modelo, es necesario poder suplir la potencia y energía en los casos de mantenimiento y falla. Actualmente la división cuenta con un contrato de demanda de punta, con un margen de holgura. Al contratar 43,1 MW que es la potencia no cubierta por los 11,9 MW brutos de la central en expansión, el déficit en caso de fallas es mayor que el rango de holgura que acepta el contrato, por esto que es necesario contratar completamente la potencia instalada, pagando un precio de contrato mayor por una potencia no utilizable y que el generador ponga trabas por disminuir su ingreso comercial por energía al ahorrar la división generando e inyectando interiormente su propia energía.

- **Situación Contractual – Con Respaldo:** Se propone implementar y evaluar un modelo basado en la experiencia de otra empresa minera, la cual posee una unidad cogeneradora a base de correas transportadoras regenerativas de una capacidad de 19 MW. Esta empresa tiene contratada solo la potencia no cubierta por su sistema de autogeneración y en caso de mantenimientos y fallas que ascienden a 400 hrs/año reducen cargas predefinidas no críticas y adicionalmente ponen en marcha un grupo de generadores diesel para suplir el déficit de potencia.

Para el caso de Chagres y su distribución de consumos proyectada en la *Tabla 4.4* se observa que hay consumos no críticos que pueden ser reducidos a la mitad, como el caso de la electrorefinería donde pasada la falla y en situación normal puede trabajar a sobre capacidad para estabilizar los compromisos de producción. Dado los supuestos presentados en el ANEXO 3, los mantenimientos de la unidad son programados dentro del programa anual de la fundición, siendo mayor al presupuestado de la unidad, de esta forma no afectando en este punto. Las detenciones por fallas de la unidad de generación están estimadas en 350 hrs/año, si se consideran que en el momento de falla tanto la fundición como la unidad cogeneradora están operando a potencia máxima, el déficit sería de 11,9 MW, pudiendo ser mitigado desconectando partes del proceso de Electrorefinería y Planta de Acido en 5,5 MW, dando entrada a 4 generadores diesel de 1,6 MW.

La inversión de los generadores y el costo de generación en las horas son considerados en la evaluación como una alternativa. En algunos momentos, a pesar de que la unidad esté operativa, el nivel de vapor cogenerado puede caer a niveles bajos, pero dado que casi el 80% del tiempo la unidad está cerca de su valor nominal de generación, no se considerará el costo de uso de los generadores de emergencia dadas estas fluctuaciones, ya que no siempre la fundición estará en el caso crítico de estar a demanda máxima, siendo la potencia deficiente suplida por el margen de potencia contratada. El costo de operación en las 180 horas se resume en la *Tabla 6.8*.

Costo por Respaldo		
Concepto	Valor	Unidad
Potencia a Respaldo	6,4	[MW]
Numero de Generadores	4,0	-
Numero de Horas a Respaldo	180,0	[hrs]
Energía a Respaldo	1.152,0	[MWh]
Costo de Combustible	889,5	[US\$/Ton]
Consumo Especifico	0,2	[Ton/MWh]
Total Costo por Respaldo	230.563,1	[US\$]

Tabla 6.8: Costo por Respaldo.

- **Ahorro por Suministro Eléctrico:** Para evaluar el ahorro anual por energía, se considera la energía anual y las horas de de operación proyectadas en la *Tabla 4.15* tanto para el caso que se invierta en una unidad secundaria que aproveche el flujo de vapor no utilizado por la unidad principal y el caso ausente de esta, evaluando la energía por el precio de contrato adoptado por la división. El caso base se considera el precio libre de mercado monomico promedio, que según el Informe de Precio de Nudo de Abril 2009 es de 105,5 US\$/MWh, del cual para obtener su componente de energía se pondera por el factor de carga de la división definido en la *Tabla 4.1*. Al mismo tiempo la componente por potencia se considera el mismo que el precio de nudo por potencia. Siguiendo estos supuestos se tiene el siguiente ahorro anual, considerado igual para los años posteriores.

Ahorro por Cogeneración Eléctrica	
Precio Energía Contrato [US/MWh]	80,21
Precio de Potencia Contrato [US/kWh/mes]	2,11
Cogeneración Eléctrica Anual con Unidad Secundaria [MWh]	79.141,3
Cogeneración Eléctrica Anual sin Unidad Secundaria [MWh]	78.345,3
Potencia a no Contratar En caso de Isla Parcial con Respaldo [MW]	9,5
Ahorro por Energía Unidad Secundaria [US\$]	6.347.941,9
Ahorro por Energía sin Unidad Secundaria [US\$]	6.284.094,1
Ahorro por Potencia con Respaldo [US\$]	241.124,0
Ahorro por Potencia sin Respaldo [US\$]	0,0
Ahorro Total de Suministro Eléctrico - Con Respaldo	
Ahorro Anual con Unidad Secundaria [US\$]	6.589.065,9
Ahorro Anual sin Unidad Secundaria [US\$]	6.525.218,1
Ahorro Total de Suministro Eléctrico - Sin Respaldo	
Ahorro Anual con Unidad Secundaria [US\$]	6.347.941,9
Ahorro Anual sin Unidad Secundaria [US\$]	6.284.094,1

Tabla 6.9: Ahorro por Cogeneración Eléctrica en esquema de Isla Parcial.

La *Tabla 6.9* considera que el ingreso o ahorro incremental a la situación inicial descrita en la *Figura 6.2*, corresponde solo al de energía equivalente a la cogenerada, la cual no se compra al precio de contrato con el generador, si no se obtiene por medio del sistema de recuperación. En el caso sin respaldo la potencia total de la división sigue siendo contratada y pagada totalmente y no hay diferencia a la situación inicial. Para el caso con respaldo se deja de contratar parte del total de la potencia de la división equivalente a la potencia nominal de la unidad ponderado por el factor de planta, resultado correspondiente a 9,5 MW, por lo tanto existe un ahorro de potencia en comparación a la situación inicial valorizado en el precio de potencia de contrato considerado anteriormente.

- **Ahorro por Cogeneración Térmica:** El vapor de obtenido luego del intercambiador de calor asociado al condensado posterior a la turbina de baja presión, es aprovechado para la calefacción de electrolito, como se describió en la sección 4.5. El ahorro corresponde al combustible no utilizado para obtener la misma energía equivalente utilizando carbón, obteniéndose una valorización del vapor dado en la *Tabla 6.10*.

Ahorro Anual por Vapor de Cogeneración Térmica	
Vapor Anual Para Cogeneración [Ton]	61.725
Valor Vapor Cogeneración [US\$/Ton]	4,77
Ingreso Anual [US\$]	294.463

Tabla 6.10: Ahorro de Combustible por Cogeneración Térmica para Calefacción de Electrolito.

Generador

Al funcionar la unidad declarándose como una empresa generadora, sus productos de comercialización son la energía y la potencia, por lo tanto su venta al sistema se toma como un ingreso los cuales varían según el modelo de negocio que se adopte, tanto al vender a CMg, precio de nudo o precio contractual a un gran consumidor. Adicionalmente se considera el ahorro por la entrega de vapor de cogeneración producto del calor residual del vapor de extracción de la turbina de baja presión común para el caso de isla parcial al igual que los ingresos por MDL.

- **Supuestos generales:** Se consideran pérdidas despreciables entre la barra Chagres110 y Polpaico 220. No se considerarán situaciones de racionamiento. La central es despachada siempre por tener generar a partir de un recurso residual. Dependerá de las siguientes modalidades:

- **Venta a CMg:** Dadas las proyecciones de evolución del CMg en el Informe de Precio de Nudo Abril-2009 hasta el año 2012, se considera la curva de variación del CMg de energía en la barra Popaico220, tanto en valle y punta ³ en la *Figura 6.3*, para todos los años siguientes de evaluación, dado que se espera que dada la entrada de los diversos mega proyectos de generación en el SIC, como HidroAysen y la puesta en marcha de la planta gasificadora de Quinteros, estabilicen los precios a largo plazo. Los valores mensuales de generación de la curva anual de la unidad dada en la *Figura 4.16*, son ponderados por los CMg correspondientes considerados según lo estipulado anteriormente, tomando en cuenta la proporción de generación en valle y punta. El ingreso por potencia se evalúa por la potencia de suficiencia calculada en la sección 5.4 al precio de nudo de potencia en la barra Polpaico, entregado en el Informe de Precios de Nudo Abril-2009, ambos parámetros expresados en la *Tabla 6.11*.

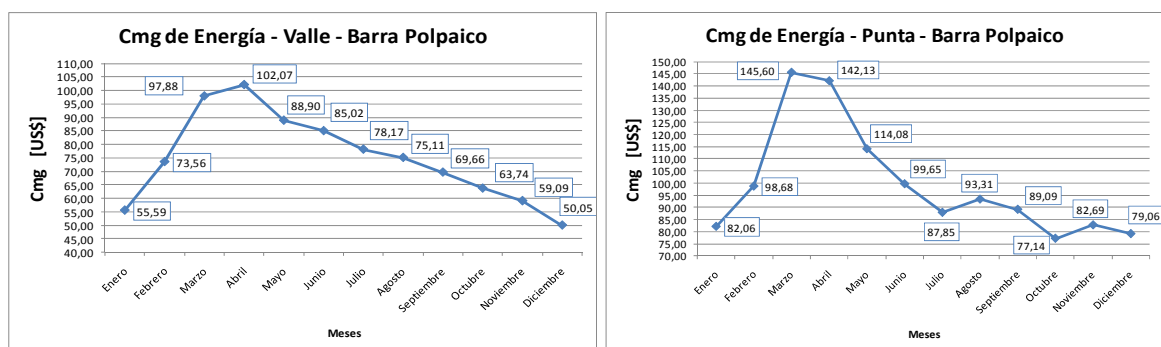


Figura 6.3: Distribución de CMg de Energía en barra Polpaico utilizada para la evaluación.

Precio Nudo Energia Polpaico [US\$/MWh]	79,063
Precio Nudo Potencia Polpaico [\$/kW/mes]	5.234,98
Precio Nudo Potencia Polpaico [US\$/kW/mes]	9,68
Precio Dólar [\$]	541,00
Potencia de Suficiencia [MW]	6,29
Crecimiento Anual [%]	0,0

Tabla 6.11: Parámetros de económicos de entrada.

³ Se considera Periodo de punta el intervalo entre las 18:00 y 23:00 hrs en los meses de Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre.

- **Venta a Precio de Nudo:** La energía anual proyectada y la potencia de suficiencia son valorizadas en los respectivos precios de nudo en la barra Polpaico expresados en la *Tabla 6.11*.

- **Venta a Precio de Contrato:** Se considera un contrato de la división con 2 generadores. Anglo Power le es contratada como potencia máxima, la potencia nominal de la central ponderada por el factor de planta calculado resultando 9,5 MW y un bloque de energía fijo para todo el año dado por la producción ficticia de energía que la central entregaría al funcionar las 8760 horas del año a esta potencia, lo cual representa la cantidad de energía más probable de suministrar en forma segura. El precio de contrato para el caso base se considera el mismo utilizado en el caso de isla parcial, donde a partir del precio monomérico de mercado se desglosa en un componente de energía y potencia. La situación se resume en la *Figura 6.4*.

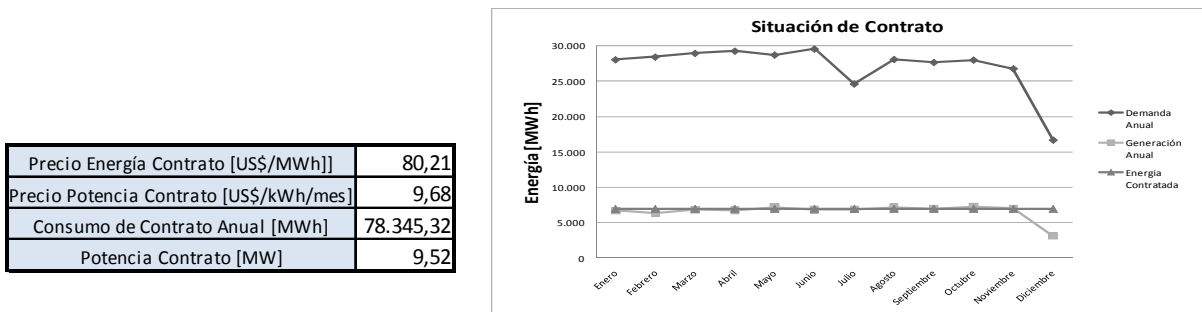


Figura 6.4: Parámetros y situación de contrato.

Se observa que según las curvas de demanda y oferta proyectadas, en el mes de diciembre en que se realiza el mantenimiento, la unidad no es capaz de cumplir su compromiso incurriendo a comprar la energía y potencia del cliente a CMg. Esto es debido que en este mes decae la producción y por ende la generación de la central, pero las acciones de mantenimiento igual requieren una fracción de energía eléctrica. En el mes de Febrero levemente no se suple los compromisos por una leve disminución del vapor disponible.

El retiro se considera en la misma barra de inyección por lo tanto la diferencia con respecto a los ingresos del modelo de contrato con el de venta exclusiva a CMg se reduce a que en este último el ingreso incremental respecto a la situación inicial es la venta a de energía y potencia al sistema, manteniéndose el suministro total de energía mediante un contrato con otro generador, por lo tanto no hay un ahorro, en cambio al operar bajo auto contrato el ingreso incremental de venta a precio de contrato, corresponde al ahorro de no comprar esa energía autocontratada a un generador externo, comparado con el hecho de recibir esa energía a CMg, por la capacidad de poder efectuar retiros del sistema a ese precio y manteniendo los ingresos operacionales por venta de energía y potencia total al sistema. Se desprende que la diferencia de los ingresos de ambos modelos dependerán de si los CMg son más altos o menores que el precio de contrato.

El modelo de autocontrato involucra cancelar el peaje por los retiros, tanto del sistema troncal y subtransmisión, en conjunto con la otra empresa generadora que tiene contrato con la división a prorrata de la potencia contratada. Para estimar el pago por el peaje de retiros, en el sistema troncal, se consideró el valor que paga actualmente la división según el informe de peajes 2009 del CDEC, escalando a la potencia contratada. Para el peaje de retiro subtransmisión se utilizaron los parámetros de pérdidas y VASTx correspondiente a la ruta de mínima impedancia, datos disponibles en el informe de pagos por retiros mensuales en subtransmisión del CDEC, aplicándose la metodología descrita en la sección 5.5.3. Las estimaciones se resumen en la *Tabla 6.12*.

Estimación Peaje Subtransmisión Anual por Retiros del Cliente con Contrato										
Barra Retiro	Barra Inyección	Medida Mensual [kWh]	FEPE	Pago Unit. Pérdidas [\$/kWh]	VasTxE [\$/kWh]	P. Nudo Barra Inyección [\$/kWh]	Pago Pérdidas [\$]	Pago VasTx [\$]	Pago Total Mensual [\$]	
Chagres110	Polpaico220	6.949.220,4	1,1	0,7	6,1	53,6	3.011.772,1	27.940.368,3	27.147.690,0	
Barra Retiro	Barra Inyección	Potencia Máxima [kW]	FEPP	Pago Unit. Pérdidas [\$/kW/Mes]	VasTxP [\$/kW/Mes]	P. Nudo Barra Inyección [\$/kW]	Pago Pérdidas [\$]	Pago VasTx [\$]	Pago Total Mensual [\$]	
Chagres110	Polpaico220	9.500,0	1,1	207,8	3.111,0	5.090,0	1.307.332,9	19.568.585,6	44.446.090,4	
Estimado Anual [\$]		71.593.780	Precio Dólar		541	Estimación Peaje SST Anual [US\$]			132.336,0	
Estimación Peaje Troncal Anual Por Retiros del Cliente con Contrato					Estimación Total Peajes por Retiros del Cliente con Contrato					
Promedio Peaje Retiro Mensual 2008 (26[MW])				3.300.000,0		Peaje por Retiro Anual Estimado [US\$]				150.044,2
Estimación Peaje Anual (26[MW]) [\$]				39.600.000,0						
Estimación Peaje Anual por Retiro de Potencia Contratada (6,29[MW]) [\$]				9.580.153,8						
Precio Dólar [\$]				541						
Estimación Peaje Troncal Anual por Retiros [US\$]				17.708,2						

Tabla 6.12: Estimación de Peaje por Retiros

- **Resumen de Resultado de Ingresos:** Los ingresos anuales por energía y potencia calculados se resumen en las Tablas 6.13, 6.14 y 6.15, para cada alternativa de negocio, considerando y excluyendo la unidad secundaria. En el modelo de Autocontrato contiene el ingreso operacional más el comercial menos el peaje por retiro. El ANEXO 6, contiene el detalle de los cálculos.

Ingresos Anuales por Energía - Con Unidad Secundaria - Venta Precio de Nudo										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7
Ingresos Anuales por Energía - Sin Unidad Secundaria - Venta Precio de Nudo										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7	6.257.150,7
Ingresos Anuales por Energía - Con Unidad Secundaria - Venta a Costo Marginal										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1	6.144.463,1
Ingresos Anuales por Energía - Sin Unidad Secundaria - Venta a Costo Marginal										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9	6.082.661,9

Tabla 6.13: Ingresos anuales por energía según cada esquema y caso.

Margen Operacional y Comercial - Con Unidad Secundaria - Con Contrato										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2	7.281.007,2
Margen Operacional y Comercial - Sin Unidad Secundaria - Con Contrato										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0	7.219.206,0

Tabla 6.14: Ingresos por potencia anuales.

Margen Operacional y Comercial - Con Unidad Secundaria - Con Contrato										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6	7.261.968,6
Margen Operacional y Comercial - Sin Unidad Secundaria - Con Contrato										
Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	203
Ingreso [US\$]	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4	7.200.167,4

Tabla 6.15: Margen Operacional y Comercial – Generador con Autocontrato.

- **Ahorro por Cogeneración Térmica:** Equivalente al caso Isla Parcial.

Ingresos por MDL

Como se mencionaba en la sección 5.7.2, existen una serie de metodologías para certificar la cantidad de CO_2 equivalente desplazado por proyectos de generación no convencional, conllevando un desarrollo complejo y la inversión que se debe incurrir en estudios que certifiquen el desplazamiento de CO_2 . De forma simplificada se considerará que los estudios

arrojan un resultado positivo a la certificación y se tomará como referencia que 1 MWh generado en el SIC produce 0,344 ton de CO_2 , basados en el estudio “Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile. 2001 – 2007”, el cual calculó este valor en base a datos del año 2007, sosteniéndose en la metodología internacional propuesta por el “Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)”. Para su valorización se utilizó como referencia el precio promedio transado de la tonelada desplazada equivalente de CO_2 en la “Bolsa Climática de Chicago” el cual es uno de los principales mercados a nivel mundial. Los precios sufren fuertes variaciones entre 0,5 a 11 US\$/Ton y en los años posteriores su valor es incierto, usándose el valor anterior de forma referencial para la evaluación (Tabla 6.16). El CO_2 desplazado es el mismo en los esquemas de Isla Parcial y Generador. En la Tabla 6.17, se resume la información y el ingreso anual esperado por conceptos de MDL, para los casos considerados con o sin unidad secundaria, dado que al operar la unidad secundaria se genera más energía a partir de calor residual desplazando más CO_2 [86], [87].

Precios de la Bolsa Climática de Chicago - 2008												
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosoto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Precio [US\$/Ton]	2,45	4,5	5,85	6,3	7,35	4,85	3,95	3,5	1,85	1,25	1,55	1,7
Promedio [US\$/Ton]	3,76											

Tabla 6.16: Variación de precio promedio del CO_2 equivalente tranzado en la Bolsa Climática de Chicago.

Ingreso Anual por MDL	
CO2eq pro MWh producido [Ton/MWh]	0,3441
Precio Transado del CO2 [US\$/Ton]	3,76
Con Unidad Secundaria	
MWh Electricos y Termicas [MWh]	115.490,5
CO2eq Desplazado [Ton]	39.740,3
Ingreso por MDL [US\$]	149.357,2
Sin Unidad Secundaria	
MWh Electricos y Termicas [MWh]	114.694,5
CO2eq Desplazado [Ton]	39.466,4
Ingreso por MDL [US\$]	148.327,8

Tabla 6.17: Ingreso Anual Esperado por Venta de CO_2 equivalentes certificados por MDL.

6.3 Resultados Generales

En la sección anterior se detallaron los supuestos para la estructura de costos e ingresos incrementales respecto a la situación inicial, de cada modelo a evaluar y sus diferentes variaciones. Los resultados para los casos bases se resumen en la Tabla 6.13, 6.19 y 6.20.

Isla Parcial - Sin Respaldo					
Con Unidad Secundaria			Sin Unidad Secundaria		
Inversión			Inversión		
Capital	18.367.442	88,1%	Capital	14.987.442	85,8%
No Capital	2.485.181	11,9%	No Capital	2.485.181	14,2%
Total	20.852.623	100,0%	Total	17.472.623	100,0%
Costos por Operación y Mantenimiento Anual			Costos por Operación y Mantenimiento Anual		
Personal	186.000	37,0%	Personal	186.000	37,0%
Mantenimiento	316.565	63,0%	Mantenimiento	316.565	63,0%
Total	502.565	100,0%	Total	502.565	100,0%
Ahorros Anual			Ahorros Anual		
Suministro Electrico	6.347.942	95,6%	Suministro Electrico	6.284.094	95,5%
Suministro Termico	294.463	4,4%	Suministro Termico	294.463	4,5%
Total	6.642.405	100,0%	Total	6.578.557	100,0%
Ingresos Anual			Ingresos Anual		
MDL	149.357	100,0%	MDL	148.328	100,0%
Total	149.357	100,0%	Total	148.328	100,0%

Isla Parcial - Con Respaldo					
Con Unidad Secundaria			Sin Unidad Secundaria		
Inversión			Inversión		
Capital	19.967.442	88,9%	Capital	16.217.442	86,7%
No Capital	2.485.181	11,1%	No Capital	2.485.181	13,3%
Total	22.452.623	100,0%	Total	18.702.623	100,0%
Costos por Operación y Mantenimiento Anual			Costos por Operación y Mantenimiento Anual		
Personal	186.000	25,4%	Personal	186.000	25,4%
Mantenimiento	316.565	43,2%	Mantenimiento	316.565	43,2%
Respaldo	230.563	31,4%	Respaldo	230.563	31,4%
Total	733.128	100,0%	Total	733.128	100,0%
Ahorros Anual			Ahorros Anual		
Suministro Electrico	7.453.323	96,2%	Suministro Electrico	7.389.476	96,2%
Suministro Termico	294.463	3,8%	Suministro Termico	294.463	3,8%
Total	7.747.787	100,0%	Total	7.683.939	100,0%
Ingresos Anual			Ingresos Anual		
MDL	148.328	99,3%	MDL	148.328	100,0%
Total	149.357	100,0%	Total	148.328	100,0%

Tabla 6.18: Estructura de Ahorros Ingresos y Costos para Isla Parcial.

Generador					
Con Unidad Secundaria			Sin Unidad Secundaria		
Inversión			Inversión		
Capital	18.737.442	88,3%	Capital	14.987.442	85,8%
No Capital	2.485.181	11,7%	No Capital	2.485.181	14,2%
Total	21.222.623	100,0%	Total	17.472.623	100,0%
Costos por Operación, Mantenimiento Anual y Peajes			Costos por Operación, Mantenimiento Anual y Peajes		
Personal	186.000	36,7%	Personal	186.000	36,7%
Mantenimiento	316.565	62,4%	Mantenimiento	316.565	62,4%
Uso del Sistema de Transmisión	4.613	0,9%	Uso del Sistema de Transmisión	4.613	0,9%
Total	507.178	100,0%	Total	507.178	100,0%
Ingreso Anual - a Cmg			Ingreso Anual - a Cmg		
Ingreso por Energía	6.144.463	84,0%	Ingreso por Energía	6.082.662	83,8%
Ingreso por Potencia	730.788	10,0%	Ingreso por Potencia	730.788	10,1%
Ahorro de Suministro Térmico	294.463	4,0%	Ingreso por Venta de Vapor Cogenerado	294.463	4,1%
MDL	149.357	2,0%	MDL	148.328	2,0%
Total	7.319.071	100,0%	Total	7.256.241	100,0%
Ingreso Anual - a Precio de Nudo			Ingreso Anual - a Precio de Nudo		
Ingreso por Energía	6.257.151	84,2%	Ingreso por Energía	6.257.151	84,2%
Ingreso por Potencia	730.788	9,8%	Ingreso por Potencia	730.788	9,8%
Ahorro de Suministro Térmico	294.463	4,0%	Ingreso por Venta de Vapor Cogenerado	294.463	4,0%
MDL	149.357	2,0%	MDL	148.328	2,0%
Total	7.431.759	100,0%	Total	7.430.729	100,0%
Ingreso Anual - Autocontrato			Ingreso Anual - Autocontrato		
Margen Operacional y Comercial	7.261.969	96,1%	Margen Operacional y Comercial	7.200.167	96,1%
Ahorro de Suministro Térmico	294.463	3,9%	Ingreso por Venta de Vapor Cogenerado	294.463	3,9%
Total	7.556.432	100,0%	Total	7.494.631	100,0%

Tabla 6.19: Estructura de Ingresos y Costos para Generador.

Venta de Vapor o Ahorro de Consumo Térmico	
Ingresos Anual	
Total	2.541.217

Tabla 6.20: Ingreso por uso alternativo del vapor.

Tasa de Descuento [%]	10
Impuesto a la Utilidad [%]	17
Depreciación	Lineal a 10 años

Tabla 6.21: Parámetros Evaluación Caso Base.

Bajo las estructuras anteriores se realiza la evaluación económica, con los parámetros de la *Tabla 6.21*. Como es explicado al principio del capítulo la evaluación es a 10 años y la inversión en el año cero. No se consideraron crecimientos vegetativos de parámetros dado que el horizonte de evaluación es lejano a la realidad actual. Los resultados para las combinaciones de estados se presentan en la *Tabla 6.22*, los flujos completos se presentan en el ANEXO 6.

Modelo Negocio	Isla Parcial				Generador						Venta o Ahorro por uso del Vapor
	SI		NO		CMg		Pnudo		AutoContrato		
Respaldo Generadores de Emergencia	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
Unidad Secundaria	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
Tasa de Descuento [%]	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
VAN [MUS\$]	16,54	19,57	13,51	16,17	15,95	18,99	16,53	19,88	16,69	19,73	12,81
TIR [%]	25,0	30,6	23,3	28,4	25,2	31,3	25,7	32,2	25,9	32,1	-
PRI [Años]	5	4	6	5	5	4	5	4	5	4	-

Tabla 6.22: Resultados Evaluación Económica Caso Base.

Primariamente de la tabla anterior destaca que la utilización de la unidad secundaria para aprovechar el vapor no suficiente para generar en la unidad primaria, no es rentablemente mayor que con la situación de ausencia de esta, en ningún caso. El hecho que solo un 7% del tiempo, esta unidad opere, no es suficiente para cubrir su inversión incremental. La rentabilidad varía de forma importante considerándola, o no, existiendo 1 año de diferencia de recuperación de la inversión con el caso excluyente, por lo tanto se recomienda marginar esta inversión dada las características de disponibilidad de vapor de la planta.

La opción de invertir en el sistema de recuperación de energía resulta siempre más favorable que dedicar el vapor para venta o ahorro de suministro térmico interno. Siendo todos los escenarios rentables con VAN mayores a 13 MUS\$, siendo menor los escenarios con unidad secundaria. Se observa que los VAN resultan muy similares en todos los casos restantes.

En Isla parcial conviene adoptar la inversión de respaldo en caso de emergencia siendo levemente mayor al caso de contratar toda la potencia de suministro en caso de fallas. Esto debido a que el ahorro de de contratar menos potencia justifica la inversión de los generadores de emergencia y su costo de operación en las horas de fallas en conjunto con la estrategia de disminuir cargas.

Los escenarios como generador con autocontrato superan levemente a los de isla parcial con respaldo, principalmente a que los costos operacionales son mayores en isla parcial con respaldo, debido al combustible utilizado en las horas de fallas. El caso de isla parcial con respaldo es levemente superior al caso de generador con venta exclusiva al sistema, ya que los ingresos son un poco mayores en el primero mencionado y dado que el ahorro es valorizado a precio de mercado, el cual es cercanamente mayor al promedio anual de la distribución de CMg adoptados, además el caso de isla parcia con respaldo recibe como ingreso el ahorro por potencia no contratada de 9,5 MW, mientras que el generador con venta exclusiva a CMg, recibe un ingreso por su potencia de suficiencia definida en 6,29 MW al mismo precio de potencia.

Dentro de los generadores resulta más rentable la venta a precio de nudo, sin embargo este es un dato solo referencial, ya que representa una situación del año 2009 que variará en los próximos años. Se centrará la atención en el caso de venta neta a CMg al sistema y la de venta con autocontrato, donde el VAN es prácticamente igual, siendo levemente mayor en el caso de autocontrato debido al aporte del Margen comercial, al ser el precio de contrato levemente mayor al promedio de los CMg distribuidos en los meses del año, descritos en la *Figura 6.3*.

Juntando contabilidades tanto de Anglo Power y División Chagres como Anglo Chile, el Ingreso Comercial, significa el hecho de no comprar la energía y la potencia autocontratada a un precio de contrato y ser capaz de retirar del sistema a costo marginal, que en este caso resulta ser en promedio menor al precio de contrato. La diferencia resulta ser el ahorro incremental al caso base, obteniéndose al vender al sistema la energía generada y la potencia firme.

El plazo de recuperación de la inversión es similar para todos los casos, entre 4 y 6 años, mientras que los ingresos por MDL y ahorro de suministro térmico resultan ser despreciables frente los demás ingresos.

6.4 Análisis de Sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad modificando porcentualmente las principales variables involucradas: costos de inversión y valorización del vapor, precio a costos marginales y de contrato de energía y tasa de descuento.

6.4.1 Sensibilidad por Inversión

En primer lugar se sensibiliza la inversión total para dos casos representativos, Isla Parcial con Respaldo y Generador a CMg, ambos sin unidad secundaria. Los resultados se presentan en la *Tabla 6.23*.

Sensibilida a la Inversión									
Variación Inversión	Isla Parcial - Con Respaldo		Isla Parcial - Contrato Total de Potencia		Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg		Empresa Generadora - Autocontrato		Uso Alternativo del Vapor
	VAN [MUS\$]	Variación VAN [%]	VAN [MUS\$]	Variación VAN [%]	VAN [MUS\$]	Variación VAN [%]	VAN [MUS\$]	Variación VAN [%]	VAN [MUS\$]
30	8,93	-54,4	11,6	-28,3	14,42	-24,1	15,16	-23,2	12,81
25	10,88	-44,4	12,36	-23,6	15,18	-20,1	15,92	-19,3	12,81
20	12,77	-34,7	13,12	-18,9	15,94	-16,1	16,68	-15,5	12,81
15	14,58	-25,5	13,88	-14,2	16,7	-12,1	17,45	-11,6	12,81
10	16,31	-16,7	14,65	-9,4	17,47	-8,0	18,21	-7,7	12,81
5	17,98	-8,1	15,41	-4,7	18,23	-4,0	18,97	-3,9	12,81
0	19,57	0,0	16,17	0,0	18,99	0,0	19,73	0,0	12,81
-5	21,09	7,8	16,93	4,7	19,75	4,0	20,49	3,8	12,81
-10	22,53	15,1	17,69	9,4	20,51	8,0	21,25	7,7	12,81
-15	23,9	22,1	18,45	14,1	21,27	12,0	22,02	11,6	12,81
-20	25,2	28,8	19,22	18,9	22,04	16,1	22,78	15,5	12,81
-25	26,43	35,1	19,98	23,6	22,8	20,1	23,54	19,3	12,81
-30	27,58	40,9	20,74	28,3	23,56	24,1	24,3	23,2	12,81

Tabla 6.23: Sensibilidad con Respecto a la Inversión.

Se aprecia que el caso de Isla Parcial con respaldo es el más sensible a este parámetro, debido a que es el con la inversión más alta dado el incremento en el costo por implementar el grupo de generadores de emergencia. Variaciones de la inversión de un 30%, causan un aumento del VAN casi del 55% en el caso más sensible y de un 23% en el menos. Esto refleja que es importante en una etapa de ingeniería más avanzada obtener una cotización exacta de los equipos y costos pos montaje para una evaluación más fina.

La *Figura 6.5* despliega los VAN de cada caso comprándolo con el uso alternativo del vapor, con lo cual con un aumento del costo de inversión entre un 20% y 25%, ambos escenarios de Isla Parcial se vuelven menos rentables que utilizar el vapor para venta o ahorro térmico.

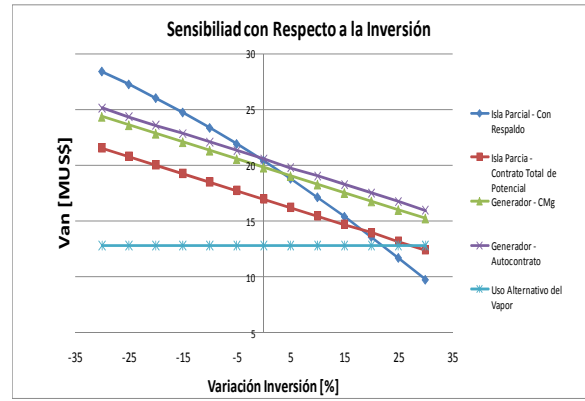
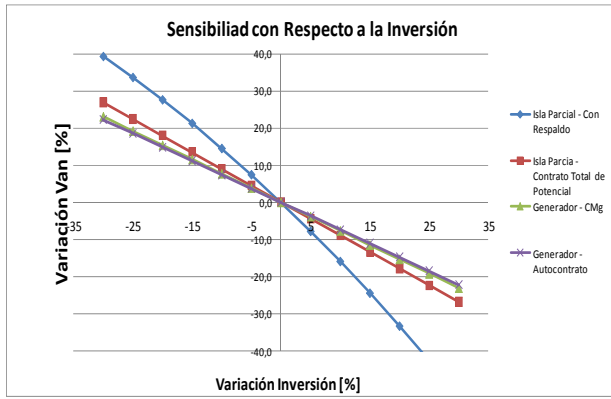


Figura 6.5: Sensibilidad con Respecto a la Inversión.

6.4.2 Sensibilidad por Precios de Energía, Potencia y Vapor.

En esta sección se realiza un análisis de sensibilidad de precios, relacionados con los CMg de energía, precio de nudo de la potencia, precios de contrato y valorización del uso alternativo del vapor. Se plantean tres escenarios de precios de los CMg de energía. Un escenario de precios bajos, precios medios y precios altos. En cada configuración se varía el precio de contrato de energía en valores de 40, 60, 80 100, 130, 170 y 200, así como también el precio de la potencia en un +15% y -15% y con tasas de descuento de 8%, 10% y 12%, obteniéndose diferentes VAN y TIR y su variación con respecto al caso base planteado en la sección anterior. Los escenarios de precios bajos y altos corresponden a los valores históricos de los años 2002 y 2008 respectivamente (Figura 6.7), mientras que de precio medio se consideran los proyectados al año 2012 en el informe de precio de nudo 2008, mostrándose la variación del CMg ponderado durante la última década (Figura 6.6).

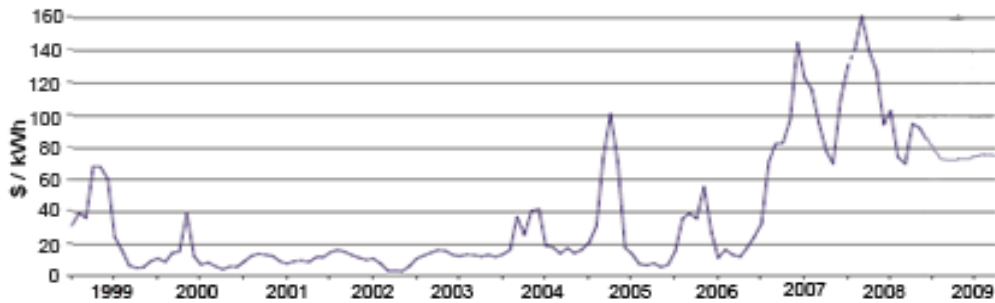


Figura 6.6: Variación del CMg ponderado en la última década [70].

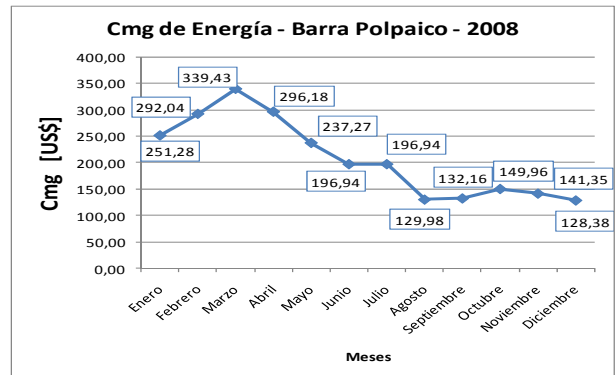
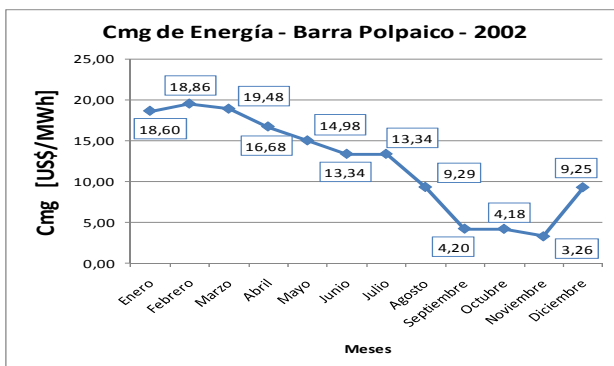


Figura 6.7: Distribución histórica de CMg para año 2002 y 2008.

Precio de Contrato Energía [US/MWh]	Variación Precio Potencia [%]	Isla Parcial - Con Respaldo		Isla Parcial - Contrato Total de Potencia		Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg		Empresa Generadora - Autocontrato	
		TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]		
200	15	75,6	75,0	31,9	79,7				
	0	74,0	75,0	31,3	78,3				
	-15	72,6	75,0	30,7	77,1				
170	15	65,0	63,6	31,9	68,4				
	0	63,4	63,6	31,3	67,0				
	-15	62,0	63,6	30,7	65,8				
130	15	50,8	48,3	31,9	53,2				
	0	49,1	48,3	31,3	51,7				
	-15	47,7	48,3	30,7	50,5				
100	15	39,8	36,5	31,9	41,6				
	0	38,1	36,5	31,3	40,0				
	-15	36,6	36,5	30,7	38,8				
80	15	32,3	28,4	31,9	33,6				
	0	30,6	28,4	31,3	32,1				
	-15	29,1	28,4	30,7	30,7				
60	15	24,4	19,6	31,9	25,2				
	0	22,6	19,6	31,3	23,6				
	-15	21,0	16,6	30,7	22,2				
40	15	16,1	10,1	31,9	16,3				
	0	14,0	10,1	31,3	14,5				
	-15	12,3	10,1	30,7	13,0				

Tabla 6.25: Análisis de sensibilidad de parámetros con CMg medios sobre la TIR.

- **Escenario de Precios Bajos:** Se utilizan los CMg ponderados del año 2002 expresados en la Figura 6.6, que se caracterizó por haber sido un año normal (año medio) en lo relativo a precipitaciones y caudales. Ello permitió abastecer la demanda del sistema en un 70,5% con generación de origen hidroeléctrico y requerir sólo de un 29,5% de generación de origen termoeléctrico.

Los resultados del análisis de sensibilidad se presentan en la Tabla 6.26 para el VAN y en la Tabla 6.27 para la TIR.

Precio de Contrato Energía [US/MWh]	Variación Precio Potencia [%]	Isla Parcial - Con Respaldo						Isla Parcial - Contrato Total de Potencia						Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg						Empresa Generadora - Autocontrato						Uso Alternativo del Vapor					
		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]	
		VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]		
200	15	77,4	295,5	69,2	253,6	62,1	217,4	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	76,7	288,7	68,6	247,7	61,7	212,7	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	75,4	285,3	67,4	244,4	60,4	208,7	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	75,0	280,1	67,1	240,1	60,2	205,1	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	73,7	276,6	65,9	236,8	59,0	201,5	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	73,6	273,0	65,8	233,5	59,1	199,5	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
170	15	64,3	228,6	57,3	192,8	51,1	161,1	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	63,6	222,3	56,7	187,4	50,6	156,4	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	62,4	218,9	55,4	183,1	49,4	152,4	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	61,9	213,7	55,1	179,3	49,2	149,3	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	60,6	209,7	53,9	175,4	48,0	145,3	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	60,5	206,6	53,8	172,7	48,0	143,3	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
130	15	46,9	139,7	41,3	111,1	36,4	86,0	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	46,1	133,6	40,7	106,3	35,9	81,9	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	44,9	129,5	39,5	101,9	34,7	77,3	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	44,4	125,0	39,1	98,2	34,5	74,8	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	43,2	120,8	37,9	93,7	33,3	70,2	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	43,0	117,9	37,9	92,1	33,3	68,8	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
100	15	33,8	72,7	29,3	49,7	25,4	29,8	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	33,0	67,2	28,7	45,5	24,9	26,2	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	31,8	62,5	27,5	40,5	23,7	21,1	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	31,3	58,6	27,2	37,9	23,5	19,1	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	30,1	53,8	25,9	32,4	22,3	14,0	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	30,0	52,0	25,9	31,3	22,3	13,0	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
80	15	25,2	28,8	21,4	9,4	18,1	-7,5	19,4	20,0	16,2	0,2	13,4	-17,1	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	24,4	23,7	20,8	5,4	17,6	-10,8	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	23,2	18,6	19,6	0,0	16,4	-16,2	19,4	20,0	16,2	0,0	13,4	-17,1	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	22,7	15,0	19,3	-2,4	16,2	-17,9	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	21,5	9,9	18,0	-8,0	15,0	-23,3	19,4	20,0	16,2	0,2	13,4	-17,1	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	21,3	7,9	18,0	-8,8	15,1	-23,5	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
60	15	16,3	-16,7	13,3	-32,0	10,7	-45,3	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	15,6	-20,9	12,7	-35,6	10,2	-48,3	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	14,4	-26,4	11,5	-41,2	9,0	-54,0	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	13,9	-29,6	11,2	-43,2	8,8	-55,4	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	12,6	-35,6	9,9	-49,4	7,6	-61,2	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	12,5	-36,6	9,9	-49,8	7,6	-61,5	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
40	15	7,6	-61,2	5,3	-72,9	3,3	-83,1	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	-5,5	-129,0	-6,6	-134,8	-7,6	-140,0	6,8	-65,5	4,7	-76,2	2,9	-85,3	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	0	5,6	-71,4	3,5	-82,1	1,7	-91,3	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	-6,2	-132,7	-7,2	-137,9	-8,1	-142,7	5,2	-73,6	3,2	-83,8	1,5	-92,4	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	3,9	-80,1	1,9	-90,3	0,2	-99,0	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	-6,8	-135,8	-7,7	-140,6	-8,6	-145,3	3,8	-80,7	1,9	-90,4	0,3	-98,5	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-7,9

Tabla 6.26: Análisis de sensibilidad de parámetros con CMg bajos, sobre el VAN.

Al disminuir los CMg a este nivel de precios, el modelo principalmente afectado es el de Generador con venta exclusiva a CMg, volviéndose no rentable, mientras que los modelos de Isla Parcial se mantienen indiferentes al estar su ahorro fijo a un precio de contrato. El modelo de Generador con Autocotrato se vuelve solo un 2,4% menos rentable al mantener el precio de energía de contrato base (80,21 US\$/MWh), dado que aumenta el ingreso comercial y disminuye el ingreso operacional casi en la misma proporción.

Precio de Contrato Energía [US/MWh]	Variación Precio Potencia [%]	Isla Parcial - Con Respaldo	Isla Parcial - Contrato Total de Potencia	Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg	Empresa Generadora - Autocontrato
		TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]
200	15	75,6	75,0	0,9	79,3
	0	74,0	75,0	0,0	77,8
	-15	72,6	75,0	-0,9	76,6
170	15	65,0	63,6	0,9	68,0
	0	63,4	63,6	0,0	66,5
	-15	62,0	63,6	-0,9	65,3
130	15	50,8	48,3	0,9	52,8
	0	49,1	48,3	0,0	51,3
	-15	47,7	48,3	-0,9	50,0
100	15	39,8	36,5	0,9	41,1
	0	38,1	36,5	0,0	39,6
	-15	36,6	36,5	-0,9	38,3
80	15	32,3	28,4	0,9	33,1
	0	30,6	28,4	0,0	31,6
	-15	29,1	28,4	-0,9	30,2
60	15	24,4	19,6	0,9	24,7
	0	22,6	19,6	0,0	23,0
	-15	21,0	16,6	-0,9	21,6
40	15	16,1	10,1	0,9	13,9
	0	14,0	10,1	0,0	13,9
	-15	12,3	10,1	-0,9	12,4

Tabla 6.27: Análisis de sensibilidad de parámetros con CMg bajos, sobre la TIR.

- **Escenario de Precios Altos:** Se utilizan los CMg ponderados del año 2008 caracterizado por altos precios de combustibles registrando una participación promedio de 56,3% en el abastecimiento del consumo para la energía hidráulica, 43,7% para el aporte térmico y 0,07%, para el aporte de energía eólica, promedios que respecto a los obtenidos el año 2007, muestran una tendencia a la baja en el aporte de carácter hídrico, dado principalmente por las escasas lluvias registradas durante el año, así como un período de deshielo más bien pobre. Significando uno de los años con precios más altos de la energía en la última década. La distribución de CMg se observa en la *Figura 6.7*.

Los resultados para este escenario se presentan en la *Tabla 6.28*. Se observa que con un tipo de configuración de precios de esta magnitud, la rentabilidad del Generador con venta exclusiva a CMg, crece considerablemente (278,2%), superando a los demás modelos mientras el precio de contrato no sea mayor a 170 US\$/MWh. Los demás modelos se mantienen prácticamente igual a los otros escenarios de CMg de energía, observándose una leve mayor rentabilidad en el Generador con autocontrato de un 2%, cuando el precio de contrato es 80,21 US\$/MWh.

En la *Tabla 6.29* se observa el aumento significativo de la TIR para el caso de Generador con venta exclusiva a CMg.

Precio de Contrato Energía [US/MWh]	Variación Precio Potencia [%]	Isla Parcial - Con Respaldo						Isla Parcial - Contrato Total de Potencia						Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg						Empresa Generadora - Autocontrato						Uso Alternativo del Vapor					
		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]	
		VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]	VAN [MUSS]	Var VAN [%]
200	15	77,4	295,5	69,2	253,6	62,1	217,4	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	76,5	287,7	68,6	247,7	61,6	212,2	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	75,4	285,3	67,4	244,4	60,4	208,7	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	75,9	284,7	68,0	244,6	61,1	209,7	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	73,7	276,6	65,9	236,8	59,0	201,5	71,6	342,8	64,0	295,8	57,4	255,0	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	75,2	281,1	67,4	241,6	60,6	207,1	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
170	15	64,3	228,6	57,3	192,8	51,1	161,1	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	63,4	221,3	56,6	186,9	50,6	156,4	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	62,4	218,9	55,4	183,1	49,4	152,4	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	62,8	218,3	56,0	183,8	50,1	153,9	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	60,6	209,7	53,9	175,4	48,0	145,3	58,5	261,8	52,0	221,6	46,4	187,0	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	56,0	183,8	55,4	180,8	49,6	151,4	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
130	15	46,9	139,7	41,3	111,1	36,4	86,0	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	45,9	132,6	40,6	105,8	35,9	81,9	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	44,9	129,5	39,5	101,9	34,7	77,3	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	45,3	129,6	40,0	102,7	35,4	79,4	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	43,2	120,8	37,9	93,7	33,3	70,2	41,1	154,2	36,1	123,3	31,7	96,0	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	40,0	102,7	39,5	100,2	34,9	76,9	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
100	15	33,8	72,7	29,3	49,7	25,4	29,8	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	32,8	66,2	28,6	44,9	24,9	26,2	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	31,8	62,5	27,5	40,5	23,7	21,1	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	32,2	63,2	28,0	41,9	24,4	23,7	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	30,1	53,8	25,9	32,4	22,3	14,0	28,0	73,2	24,1	49,0	20,7	28,0	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	31,6	60,2	27,5	39,4	23,9	21,1	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
80	15	25,2	28,8	21,4	9,4	18,1	-7,5	19,4	20,0	16,2	0,2	13,4	-17,1	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	24,2	22,6	20,7	4,9	17,6	-10,8	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	23,2	18,6	19,6	0,0	16,4	-16,2	19,4	20,0	16,2	0,0	13,4	-17,1	80,1	321,8	71,8	278,2	64,6	240,2	23,6	19,6	20,1	2,0	17,1	-13,3	14,0	9,3	12,8	0,0	11,8	-7,9
	-15	21,5	9,9	18,0	-8,0	15,0	-23,3	19,4	20,0	16,2	0,2	13,4	-17,1	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	23,0	16,6	19,6	-0,7	16,6	-15,9	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
60	15	16,3	-16,7	13,3	-32,0	10,7	-45,3	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	15,4	-22,0	12,6	-36,1	10,2	-48,3	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	14,4	-26,4	11,5	-41,2	9,0	-54,0	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	14,8	-25,0	12,1	-38,7	9,7	-50,8	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	12,6	-35,6	9,9	-49,4	7,6	-61,2	10,5	-35,1	8,1	-49,9	6,0	-62,9	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	14,2	-28,0	11,5	-41,7	9,2	-53,4	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
40	15	7,6	-61,2	5,3	-72,9	3,3	-83,1	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	80,7	325,0	72,4	281,3	64,1	237,6	6,7	-66,0	4,6	-76,7	2,8	-85,8	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	0	5,6	-71,4	3,5	-82,1	1,7	-91,3	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	80,1	321,8	71,8	278,1	64,6	240,2	6,0	-69,6	4,1	-79,2	2,3	-88,3	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9
	-15	3,9	-80,1	1,9	-90,3	0,2	-99,0	1,8	-88,9	0,1	-99,4	-1,4	-108,7	79,5	318,7	71,3	275,5	64,1	237,6	5,4	-72,6	3,5	-82,3	1,8	-90,9	14,0	9,3	12,8	-0,1	11,8	-7,9

Tabla 6.28: Análisis de sensibilidad de parámetros con CMg altos, sobre el VAN.

Precio de Contrato Energía [US/MWh]	Variación Precio Potencia [%]	Isla Parcial - Con Respaldo	Isla Parcial - Contrato Total de Potencia	Empresa Generadora - Venta Exclusiva a CMg	Empresa Generadora - Autocontrato
		TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]
200	15	75,6	75,0	82,8	79,9
	0	74,0	75,0	82,3	79,4
	-15	72,6	75,0	81,7	78,8
170	15	65,0	63,6	82,8	33,6
	0	63,4	63,6	82,3	68,1
	-15	62,0	63,6	81,7	67,5
130	15	50,8	48,3	82,8	53,3
	0	49,1	48,3	82,3	52,8
	-15	47,7	48,3	81,7	52,2
100	15	39,8	36,5	82,8	41,6
	0	38,1	36,5	82,3	41,0
	-15	36,6	36,5	81,7	40,5
80	15	32,3	28,4	82,8	33,6
	0	30,6	28,4	82,3	33,0
	-15	29,1	28,4	81,7	32,4
60	15	24,4	19,6	82,8	25,0
	0	22,6	19,6	82,3	24,4
	-15	21,0	16,6	81,7	23,8
40	15	16,1	10,1	82,8	15,9
	0	14,0	10,1	82,3	15,2
	-15	12,3	10,1	81,7	14,5

Tabla 6.29: Análisis de sensibilidad de parámetros con CMg altos, sobre la TIR.

- **Precio de la Potencia y Modelos de Isla Parcial:** La variable de decisión de implementar el modelo de Isla Parcial, con estrategia de respaldo o con contrato total de potencia, radica en el ahorro que significa contratar menos potencia. Este ahorro dependerá del precio de contrato de la potencia, el cual se fijó en la tabla de la Figura 6.4.

Al sensibilizar se obtiene que al reducir en un 35% este valor, o bien un precio de contrato de potencia de 6,29 US\$/kW/mes, ambas opciones toman la misma rentabilidad.

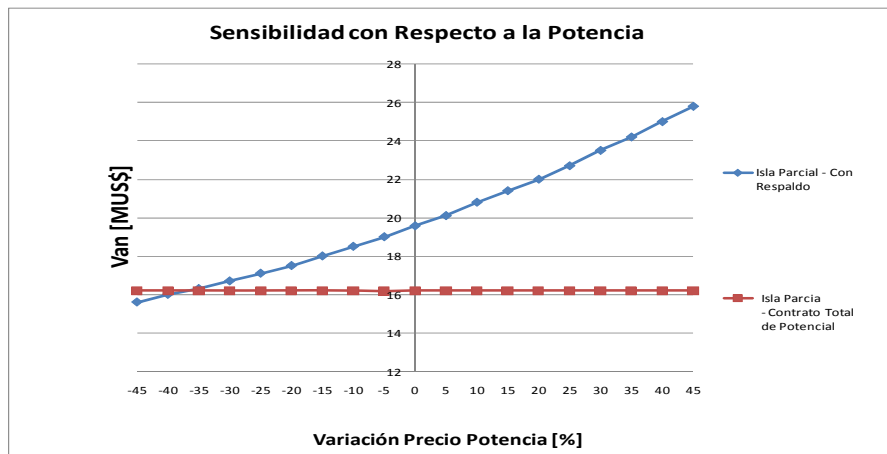


Figura 6.8: Sensibilidad precio de la potencia.

- **Valorización del Vapor:** El vapor fue valorizado por su equivalente energético en carbón. Al sensibilizar este valor se obtiene la *Tabla 6.30*, de cómo varía el VAN del uso alternativo del vapor, además de forma gráfica. Se aprecia que al aumentar este en un 55% (93 US\$/Ton Carbón y 7,4 US\$/Ton el vapor), vender vapor o utilizarlo como ahorro de suministro térmico se hace más conveniente que invertir en el sistema de recuperación energética bajo cualquier modelo de negocios, con el escenario base de precios medios y precio de contrato de 80,22 US/MWh. En la *Figura 6.9* se muestra la evolución del precio promedio del carbón en la última década, observándose que durante el año 2008 se ha podido alcanzar ese valor que hace que los modelos de negocios se hagan menos rentables que usar el vapor en sus usos alternativos.

Sensibilidad - Valorización Uso Alternativo del Vapor										
Valorización del Vapor [%]	Tasa 8[%]		Tasa 10%		Tasa 12[%]		Tasa 10[%]			
	VAN [MUS\$]	Var VAN [%]	VAN [MUS\$]	Var VAN [%]	VAN [MUS\$]	Var VAN [%]	IPCR	IPTPC	GCMG	GA
75	24,5	91,1	22,4	75,0	20,6	60,9	19,6	16,2	19,0	19,7
70	23,8	85,6	21,8	70,0	20,0	56,4	19,6	16,2	19,0	19,7
65	23,1	80,2	21,1	65,0	19,4	51,8	19,6	16,2	19,0	19,7
60	22,4	74,7	20,5	60,0	18,9	47,2	19,6	16,2	19,0	19,7
55	21,7	69,2	19,9	55,0	18,3	42,5	19,6	16,2	19,0	19,7
50	21,0	63,8	19,2	50,0	17,7	37,9	19,6	16,2	19,0	19,7
45	20,3	58,3	18,6	45,0	17,1	33,3	19,6	16,2	19,0	19,7
40	19,6	52,8	17,9	40,0	16,5	28,7	19,6	16,2	19,0	19,7
35	18,9	47,5	17,3	35,0	15,9	24,1	19,6	16,2	19,0	19,7
30	18,2	42,0	16,7	30,0	15,3	19,5	19,6	16,2	19,0	19,7
25	17,5	36,5	16,0	25,0	14,7	14,9	19,6	16,2	19,0	19,7
20	16,8	31,1	15,4	20,0	14,1	10,4	19,6	16,2	19,0	19,7
15	16,1	25,6	14,7	15,0	13,6	5,8	19,6	16,2	19,0	19,7
10	15,4	20,1	14,1	10,0	13,0	1,2	19,6	16,2	19,0	19,7
5	14,7	14,7	13,5	5,4	12,4	-3,4	19,6	16,2	19,0	19,7
0	14,0	9,2	12,8	0,0	11,8	-8,0	19,6	16,2	19,0	19,7
-5	13,7	6,9	12,2	-5,0	11,2	-12,6	19,6	16,2	19,0	19,7
-10	12,6	-1,7	11,5	-10,0	10,6	-17,3	19,6	16,2	19,0	19,7
-15	11,9	-7,2	10,9	-15,0	10,0	-21,9	19,6	16,2	19,0	19,7

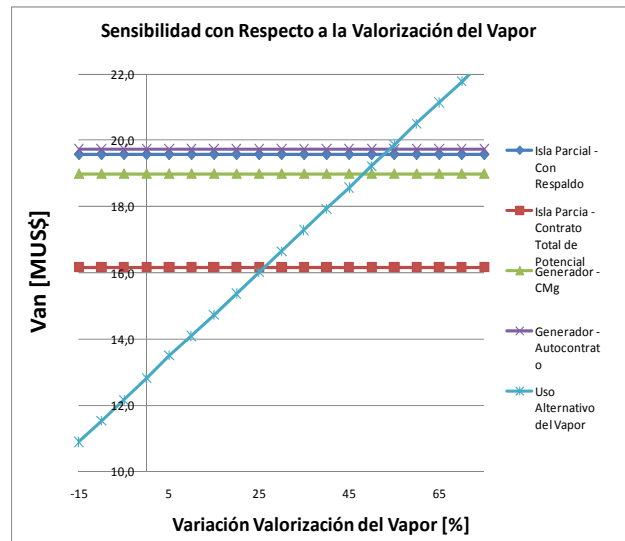


Tabla 6.30: Sensibilidad a la Valorización del vapor.

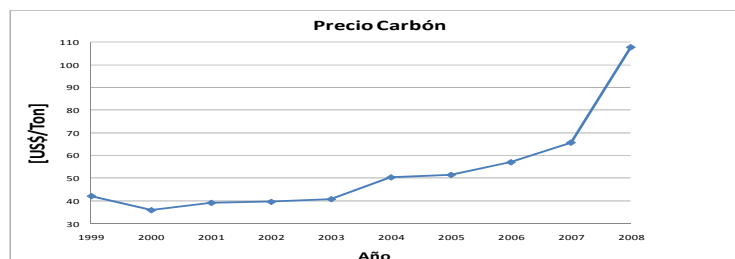


Figura 6.9: Precio de la tonelada de carbón.

Para otros incrementos de la valorización del vapor, en la *Tabla 6.30*, se muestra en color salmón cuando la rentabilidad supera a algún modelo.

6.5 Evaluación Bajo un Escenario Ficticio de una Legislación Extranjera

Es de interés evaluar económicamente el proyecto en el escenario ficticio que se adoptará una legislación hacia la cogeneración como la de los países analizados en la presente memoria. Se opta por evaluar bajo la legislación de California ya que especifica criterios para cogeneración de ciclo de cola como el presente caso.

Según esta legislación, para optar con los beneficios la división debe ser calificada como QFs, que acorde a lo desarrollado en la sección 3.4, son instalaciones que generan energía eléctrica y térmica para usos industriales propios sin el fin principal de la comercialización eléctrica, como es este caso. Las instalaciones de ciclo de cola deben cumplir con un factor de eficiencia mayor a un 45%, el cual está dado por la expresión (3.5), cuyos parámetros fueron expresados en la sección 3.4. Utilizando los valores calculados de energía eléctrica y térmica generada anual resumidos en la *Tabla 6.33* y tomando en cuenta como energía suplementaria la aportada por los quemadores de petróleo FO6 del horno flash en los periodos en que el nivel de azufre en el concentrado es insuficiente para la reacción. Tomando en cuenta que un quemador consume 400 lt/h y operando 3 quemadores en 8322 horas con un PCI del FO6 de 10.150 kCal/lt, se tiene una energía anual de 432.692 GJ. Los valores anteriores dan un Factor de eficiencia de un 82%, por lo cual el proyecto sería considerado como QFs. Al ser clasificado como QFs tiene asegurada la conexión a la red, pudiendo vender sus excedentes al sistema y en caso de mantenimientos o fallas poder comprar a la red.

Como en el presente caso no existen excedentes, esto equivale a la operación de Isla Parcial con la capacidad de poder hacer retiros en periodos de mantenimientos o fallas a CMg, sin necesidad de tener que contratar toda la potencia de la división, si no que poder ahorrar lo entregado por la unidad y sin tener que invertir en generación de respaldo de emergencia. La evaluación sigue el mismo esquema que la empleada para Isla Parcial sin Respaldo bajo los parámetros base, pero haciendo nula la inversión de los generadores de emergencia y valorizando la energía a respaldar por el CMg promedio. Los resultados de la situación anterior se resumen en la *Tabla 6.31*.

Tasa de Descuento [%]	10
VAN [MUS\$]	21,67
TIR [%]	35,35
PRI [Años]	4

Tabla 6.31: Resultados aplicando Legislación de California sobre Cogeneración.

Al aplicar una legislación favorable a la cogeneración es posible aumentar en 2 MUS\$ la rentabilidad del proyecto.

6.6 Cumplimientos de Metas de Eficiencia de Anglo American

Dadas las metas directivas mundiales de Anglo American de reducir en un 15% el consumo de energía para las mismas metas productivas, se pretende evaluar el aporte del proyecto de cogeneración a esta meta. Para aquello se cuenta con la siguiente distribución de gasto energético por el uso de diferentes insumos primarios, desde 2003 a 2008 (*Tabla 6.32*).

Chagres						
Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Petróleo # 6 [Ton]	11.688	4.020	6.015	4.854	8.472	8.920
Aceite usado [m3]	0	0	0	0	0	0
Diesel [m3]	1.841	849	1.705	1.614	1.932	1.720
Gasolina [klit]	112	127	155	114	101	96
Anfo (Explosivo)	0	0	0	0	0	0
Gas Natural [m3]	3.399.417	11.487.477	6.504.894	7.275.178	1.741.013	0
Gas Licuado [Ton]				736	1.088	815
Electricidad [MWh]	133.729	134.876	117.405	146.225	146.287	142.787
Agua [m3]	1.386.750	1.404.776	1.125.540	1.503.657	1.407.809	1.311.773
Acido Sulfúrico	0	0	0	0	0	0
Total [GJ]	1.141.953	1.086.823	961.081	1.075.194	1.053.948	977.302

Tabla 6.32: Evolución de Energía Total Consumida por la Fundación.

El año 2008 la División Chagres consumió 977.308 GJ (Tabla 6.32) tanto en combustibles y energía eléctrica. Para poder estimar la energía consumida al año 2014 el valor anterior se puede escalar en la proporción correspondiente a aumentar la demanda instalada eléctrica de 26 MW a 55 MW para obtener un valor referencial. En la Tabla 6.33 se evalúa la energía eléctrica y la térmica cogenerada en GJ, calculando el ahorro de energía al generarla en el propio lugar por medio del proceso de cogeneración desplazando el suministro externo de energía eléctrica y térmica.

Se obtiene que para el año 2014 la unidad cogeneradora contribuye a ser un 20% más eficiente a la División, cumpliendo de sobremanera los objetivos de la Compañía para la División. De forma análoga se realiza el cálculo para las reducciones de emisiones de CO₂ utilizando las toneladas equivalente en el cálculo de ingresos por MDL, resultando una disminución de un 21,19% y superando el 10% como meta corporativa. Si bien esta reducción no se realiza directamente en la fundación, significa consumir menos energía del sistema de origen no convencional.

Parámetro	Valor	Unidad
Proyectado Año 2014	2067368,57	[GJ]
Energía Eléctrica Cogenerada	79141,33	[MWh]
Energía Eléctrica Cogenerada	284908,77	[GJ]
Energía Térmica Cogenerada	36349,17	[MWh]
Energía Térmica Cogenerada	130857,00	[GJ]
Total Cogenerado	415765,77	[GJ]
Reducción	20,11	[%]
CO2 Años 2008	88657,00	[Ton]
CO2 Años 2014	187543,65	[Ton]
CO2 Desplazado Año 2014	39740,28	[Ton]
Reducción	21,19	[%]

Tabla 6.33: Reducción de Energía gracias a la Planta de Cogeneración

7. Conclusiones

La memoria comenzó con el desarrollo conceptual de la cogeneración destacando las ventajas que presenta este tipo de tecnología, la cual puede ser adoptada por la gran mayoría de las industrias que dispongan de demandas térmicas y eléctricas continuas durante el año. Las principales ventajas son el aumento de la eficiencia global de los procesos, y por ende, el ahorro en el suministro energético exterior, además de disminuir el uso de energía primaria para la generación de electricidad, disminuyendo las emanaciones de CO_2 por parte del sector industrial. Se presentaron las diferentes tecnologías aplicables, donde la implementación de cada una dependerá del contexto de la industria y la forma en que dispone de los recursos. Destacan las turbinas a gas y los motores de combustión interna para industrias que pretenden abastecerse de energía térmica y eléctrica sin disponer de energía residual de sus procesos principales. En el caso de las turbinas a vapor, resultan ideales para industrias que disponen de energía no aprovechada y que se pretende convertirla en energía térmica o eléctrica.

Las ventajas de la cogeneración son valoradas por potencias mundiales, desarrollando marcos legislativos especializados con el fin de promover e incentivar la inversión en proyectos de este tipo tanto a nivel industrial, como comercial y residencial. Principalmente los países analizados premian las externalidades positivas de la cogeneración, entregando primas adicionales al precio de venta de la energía por el costo evitado de producir energía con medios convencionales. Se asegura la confiabilidad del suministro de las industrias que invierten en sistemas de cogeneración, incluso en periodos de mantenimientos y fallas, ya que se asegura la compra y venta de energía por parte de las empresas suministradoras a un precio preferencial. Para obtener estos beneficios, estos países cuentan con detallados reglamentos que permiten certificar si una instalación cumple con los estándares de eficiencia normados. Estas políticas han permitido que la cogeneración en dichos países constituya un 10% de la matriz energética. La ausencia en Chile de una legislación dedicada a la cogeneración, principalmente por falta de un reglamento que defina estándares de eficiencia y además incentivos a los cogeneradores, han limitado la cogeneración en Chile a generadoras a base de biomasa de gran tamaño, que operan bajo esquemas típicos de generador, sin recibir un trato especial.

Dadas las características de los procesos de fundición de la División Chagres, la alternativa más óptima sin incurrir en una inversión alta y un proceso complejo que escape al rubro minero, resulta ser la utilización de una turbina a vapor con dos etapas de presión, bajo un ciclo de Rankine Regenerativo, capaz de suministrar una potencia bruta de 12,4 MW y descontando consumos internos, 11,9 MW utilizables. Adicionalmente es aprovechado parte del calor residual de la extracción de la turbina en un valor de 4,4 MW térmicos para aplicaciones térmicas. Se destaca que mientras más se aproveche la energía residual y se justifiquen los consumos, más eficiente es el proceso de cogeneración, resultando ahorros mayores.

Siendo este el marco del proyecto a implementar se establecieron supuestos y ajustes para determinar las características de operación de la unidad, tomándose en cuenta estadísticas de producción de vapor, curvas características de generación de la turbina, instalaciones físicas de la división y equipos de mercado, con el fin de determinar las horas proyectadas de funcionamiento, eficiencia, energía anual producida y factores característicos.

En el análisis regulatorio se clasificó al proyecto de cogeneración según el DS 244 como MGNC, dado que aprovecha el calor residual de un proceso térmico sin combustible suplementario o

llamado “ciclo de cola de cogeneración”, por lo cual no requiere justificar rendimientos específicos.

Se realizó un cálculo de potencia de suficiencia bajo la metodología dictada en el DS 62, resultando un valor de 6,29 MW. Se apreció que proyectos de cogeneración presentarán un valor reducido de suficiencia, dado que dependen de la disponibilidad de los procesos industriales precedentes, situándolos en desventaja al recibir menor remuneración por potencia, aspecto que debería ser considerado en cambios futuros a la legislación para desarrollar criterios especiales para cogeneración y ERNC.

El marco regulatorio actual para desarrollar medios de generación no convencional está basado en imposiciones más que en incentivos. Ejemplo de esto son el escaso trato especial que obtiene la unidad al ser considerado como MGNC dentro del rango entre 9 MW y 20 MW. Dentro del trato especial destaca en la legislación la excepción porcentual del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal por inyecciones, sin embargo se realizaron simulaciones con el fin de determinar el área de influencia común de la central y así estimar una aproximación de este costo, resultando ser un valor mínimo y casi despreciable frente a otros costos, obteniéndose que la reducción por el factor de pago preferencial no significa una variable de ahorro que permita ser decisiva en la evaluación del proyecto. Principalmente se debe a que proyectos de cogeneración de este tipo se ubican en conjunto con grandes consumos, siendo incapaces de invertir el flujo o que su área de influencia afecte al sistema de troncal. Más relevantes son los usos del sistema de subtransmisión, pero en el presente caso tampoco resultó ser un costo preponderante.

Frente al marco medio ambiental se puede concluir que las características de las instalaciones que aprovechan calor residual sin fuego suplementario, no emanan más CO_2 que el que realiza de forma independiente la industria y para poder obtener los permisos de operación, es necesario que los procesos tengan aprobados sus estudios de impacto ambiental. El proyecto propuesto solo emite contaminación acústica, pudiendo ser mitigada con las adaptaciones adecuadas al caso.

La evaluación económica consideró diferentes combinaciones de escenarios, donde se presentaron las estructuras de costos e ingresos incrementales a partir de la situación inicial de no hacer nada con el vapor y seguir obteniendo el total del suministro eléctrico por medio de un contrato con un generador. Los modelos de negocios a seguir están basados por una parte en la declaración de una empresa generadora independiente de la División bajo la figura de Anglo Power, obteniendo el vapor de la fundición y luego inyectando a la red, valorizando la energía a CMg y la potencia a precio de nudo con la opción de realizar un autocontrato con la fundición. El proceso de generación eléctrica permite cogenerar en ciclos inferiores 4,4 MW térmicos que puede ser utilizados por fundición como ahorro de combustible.

El otro modelo propuesto fue la operación en Isla Parcial consistente en inyectar directamente la energía en la barra de media tensión principal de la división, evaluando los ahorros de no obtener esa energía o el total de la potencia desde la red a un precio de contrato con un proveedor. El modelo de Isla Parcial requiere un contrato especial que cubra los momentos de fallas y mantenimientos, donde no se pueden hacer retiros de la red mas allá de la potencia contratada. Se propuso por lo tanto una estrategia para prescindir de cualquier contrato particular agregando a la inversión del proyecto 4 generadores de emergencia de partida rápida que solventen la mitad de la potencia máxima de la central cogeneradora y el resto sea ajustado con la desconexión de cargas predefinidas y no críticas.

El costo de oportunidad del vapor fue evaluado, en los casos en que existiera un cliente industrial externo que estuviera interesado en comprar el vapor o en su defecto se presentarían demandas térmicas de la división que ameritarán el uso del vapor como ahorro térmico, valorizando la tonelada de vapor al equivalente energético del carbón. Estos resultados fueron comparados con el VAN de los demás modelos para obtener si era conveniente hacer una inversión de cogeneración en caso de existir un potencial cliente u uso alternativo.

Se presentó un caso base que representa la situación más probable de operación, evaluando sobre este los modelos propuestos y arrojando como resultados no considerablemente diferentes entre uno y otro, siendo todos rentables y más convenientes que utilizar el vapor para un uso alternativo. Dentro de estos resultados destaca la operación de Isla Parcial con respaldo donde existe un ahorro por contratar menos potencia, siendo más rentable que el caso sin respaldo y con contrato de toda la potencia de la división. Dado el precio de contrato adoptado esta opción de Isla Parcial con respaldo resultó prácticamente igual de rentable que la operación como Generador con autocontrato. Con un VAN de 19,57 MUS\$ y 19,73 MUS\$, respectivamente.

Ambos modelos consideraron la inversión incremental de una unidad secundaria, consistente en una turbina de capacidad más pequeña, capaz de aprovechar el flujo de vapor que la unidad principal no es capaz de utilizar para la generación eléctrica, por los mínimos técnicos asociados. La evaluación determinó que su implementación hace menos rentable el negocio que el caso de excluirla y disipar la energía del vapor en las torres de enfriamiento. Se desprende que dicho resultado se debe a que el periodo en que el flujo de vapor disponible se encuentra por debajo del mínimo técnico de la unidad es reducido, lo que implica que esta turbina adicional no generaría la energía necesaria para justificar su inversión.

Se concluye que los proyectos de cogeneración deben disponer de una fuente de energía residual abundante y económica de convertir en aprovechable, en conjunto con demandas justificadas que permitan que los ahorros o ingresos cubran las altas inversiones.

Se consideró en la evaluación ingresos por venta de bonos de carbono, los cuales resultaron ser de baja participación en comparación con la venta o ahorro de energía. Por lo tanto dado el periodo extenso que pueden tomar los estudios de acreditación de MDL, la inversión en sistemas de cogeneración de este tipo, no deben ser retrasados en espera de esta certificación.

El análisis de sensibilidad comprendió una parte de variación de la inversión, donde se logró desprender que errores porcentuales dentro de un 30% de las estimaciones de estos costos producen desviaciones considerables de los VAN de cada proyecto, por lo tanto es de importancia la verificación de estos en etapas posteriores de ingeniería.

Respecto a la variación de precios de energía se presentaron tres escenarios de precios, bajos, medios y altos, según estadísticas históricas de operación del sistema, variándose el precio de contrato y el de la potencia. De los resultados se concluye que en casos que se presenten precios altos como los del año 2008 y manteniendo el precio de contrato actual, resulta sumamente más rentable operar bajo generador con venta exclusiva al spot sin contrato, pero en caso que se presenten precios bajos como el 2002, esta opción resulta con valores de rentabilidad negativos. La variación de los precios de contrato del caso base a un valor de 100 US\$/MWh logra inmediatamente hacer más conveniente las opciones de Isla Parcial y de Generador con autocontrato.

La proyección de precios del caso base hace que todos los modelos tengan rentabilidad similar, sin embargo es más probable que cambien los precios de los CMg que los de contrato, siendo el modelo de Generador con venta exclusiva al Spot sin autocontrato el más sensible a los precios, representando un mayor riesgo, ya que si bien puede alcanzar altas rentabilidades también puede generar pérdidas bajo un escenario de CMg bajos.

Siendo los modelos de Isla Parcial con respaldo y Generador con autocontrato similares en resultados y menos propensos a las variaciones del CMg, se recomienda por concepto de rentabilidad implementar uno de estos dos modelos, sin embargo dadas las características de la industria en que se sitúa el proyecto y su tamaño de capacidad, es recomendable adoptar la operación como isla parcial, ya que significa una operación y una contabilidad más sencilla, sin incurrir en la creación de una empresa generadora con todas las obligaciones legislativas que ellas presentan, sumando el hecho que Anglo American como empresa minera prioriza su producción hacia el negocio principal de cobre, donde los compromisos y metas comerciales a nivel privado y corporativo del mineral están por sobre otra actividad secundaria.

El análisis de sensibilización concluyó que los modelos de negocios son convenientes mientras la valorización del uso alternativo no aumente en un 55% con respecto al caso base, siempre y cuando este uso alternativo exista. En caso que se den y se mantengan en los próximos años precios altos de los combustibles como el año 2008 y exista un uso alternativo, será conveniente no invertir en la recuperación energética.

El proyecto de forma conjunta cumple a cabalidad con las metas consideradas por Anglo American, incrementando la eficiencia y disminución de emisiones de CO_2 de la fundición en un 20% sobre los 15% en eficiencia y 10% en CO_2 necesarios para alcanzar lo propuesto a nivel corporativo. El proyecto se hace viable tanto como Isla Parcial y Generador, presentando externalidades para la compañía que deben ser consideradas. Se recomienda la operación de Isla Parcial con respaldo de emergencia, dada su simpleza y menores costos operacionales sin requerir de un contrato especial.

Los proyectos de cogeneración logran ser rentables, a pesar de no presentarse una legislación especializada como en otros países, donde el escaso trato preferencial resulta ser indiferente en los resultados de decisión. La presente memoria evaluó una situación ficticia que se tuviera una legislación como la de California y desprendió que es posible aumentar el VAN en 2 MUS\$, correspondiente a un 8,2% mayor al modelo más favorable bajo el caso base. Es de esperar que los futuros avances regulatorios consideren a la cogeneración como un concepto separado a las ERNC, enmarcado en la eficiencia energética e incentivando la inversión por parte de los grandes consumidores, sobre todo en el ámbito de asegurar el suministro en caso de fallas y mantenimiento, principales fuentes de incertidumbre al plantear el modelo de negocios.

El trabajo futuro contempla la verificación y estudio detallado de los parámetros operacionales y de costos para validar el modelo de negocios planteado, dado que en los análisis de sensibilidad se expuso que variaciones de estos parámetros pueden desembocar en resultados muy diferentes. Conjuntamente se propone un estudio completo del potencial de cogeneración de la División Chagres, esto comprende identificar el comportamiento detallado de las demandas, procesos térmicos y fuentes de energía residual (como lo es el vapor de la Planta de Acido), con el fin de estudiar la implementación de otras tecnologías de cogeneración como los son microturbinas, turbinas a gas y motores de combustión interna, de esta forma compatibilizar al máximo los procesos metalúrgicos con las metas de eficiencia de Anglo American.

Bibliografía

- [1] “Demanda de energía eléctrica y seguridad de abastecimiento para la minería del cobre, DE / 08 / 2007, Comisión Chilena del Cobre, Dirección de Estudios”.
- [2] Anglo American Chile, www.anglochile.cl.
- [3] Celulosa Arauco, www.arauco.cl.
- [4] Contribución potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) al SIC al año 2025, Universidad Técnica Federico Santa María, Julio 2008.
- [5] Luis Vargas, “Cogeneración en Chile: Potencial y Desafíos”, 2000.
- [6] “Market Assessment of Combined Heat and Power in the State of California”, California Energy Commission, Diciembre 1999.
- [7] Carlos Córdova, Carlos Gherardelli “Cogeneración Industrial”, 2003.
- [8] “Eficiencia Energética y Económica De La Cogeneración, Posible Esquema de Marco Económico Para Su Promoción”, COGEN España, Mayo 2002.
- [9] “Cogeneración”, Universidad Autónoma de Occidente, Colombia.
- [10] “Manual for calculating CHP electricity”, Euroheat & Power, 2003.
- [11] “A Guide to Cogeneration”, Educogen, COGEN Europe, Marzo 2001.
- [12] Comisión Nacional de Energía de España, www.cne.es.
- [13] Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es/>.
- [14] Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, <http://www.omel.es>.
- [15] Asociación Española de la Cogeneración, <http://www.cogenspain.org/>.
- [16] ORDEN ITC/1522/2007, Legislación Española Sobre Cogeneración, 2007.
- [17] Real Decreto 616/2007, sobre fomento de la cogeneración, España, 2007.
- [18] Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, febrero de 2004.
- [19] Real Decreto 2818/1998, España, Diciembre 1998.
- [20] Real Decreto 661/2007, Regula actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial España, 2007.

- [21] Carlos Ocaña Pérez, Arturo Romero Muñoz, “La Organización del Sector Eléctrico Español, Regularización, Desregulación y Competencia”.
- [22] Natalia Fabra, “El funcionamiento del Mercado Eléctrico Español Bajo la Ley del Sector Eléctrico”.
- [23] “La Energía en España”, Secretaría General de Energía, 2007.
- [24] José Ignacio Pérez Arriaga, “Libro Blanco Sobre la Reforma del Marco Regulatorio de La Generación Eléctrica en España”, Junio 2005.
- [25] Daniel Víctor Cisneros Barrera, “Integración de la cogeneración en el Mercado Eléctrico Español”, Abril 2003.
- [26] Asociación Española por la Promoción de la Cogeneración, <http://www.cogenspain.org/>.
- [27] Felix Müsgens, “Market Power in the German Wholesale Electricity Market - An Analysis of Marginal Costs and Prices”, 2004.
- [28] “The Concept of Open Market Coupling”, European Energy Exchange, 2007.
- [29] Janssen, Matthias, Wobben, Magnus “Electricity Pricing and Market Power - Evidence from Germany”, Department of Economic Theory, University of Muenster, Germany, Agosto 20083.
- [30] “Market analysis and tool for electricity trading”, OSCOGEN, 2002.
- [31] “Liberalisation of the German Electricity Market”, www.ises.org.
- [32] “The German Energy Market“, www.verivox.net.
- [33] “Energy profile of Germany”, www.eoearth.org/.
- [34] Vanttefall, <http://www.vattenfall.de>.
- [35] “The German Market”, www.marketcoupling.eu/.
- [36] Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de.
- [37] European Energy Exchange, www.eex.com.
- [38] The amended German CHP-Law – essential features”, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.v, 2008.
- [39] “CHP/DHC Country Scorecard: Germany”, The International CHP/DHC Collaborative, 2008.
- [40] “Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – Combined Heat and Power Act”, Alemania, Marzo 2002.

- [41] “Combined Heat And Power Generation”, Banco Alemán de Investigación.
- [42] “The main features of the Act on granting priority to renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act)”, Alemania, Julio 2004.
- [43] Christina Schulz, Michael Kurrat, “Gris Orientated Integration of CHP Mircoturbinas”, Mayo 2007.
- [44] “Conditions for realization micro CHP in Germany”, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.v, 2008.
- [45] John Jairo García Rendón, Ana María Medina Sánchez, “La crisis del sector eléctrico en California 2000-2001: Reformas y desintegración vertical”, 2005.
- [46] Juan Pablo Montero y José Miguel Sánchez, “Crisis Eléctrica en California: algunas lecciones para Chile”, 2001.
- [47] California ISO, www.caiso.com.
- [48] Energy Information Administration, www.eia.doe.gov.
- [49] California Public Utilities Commission, <http://www.cpuc.ca.gov>.
- [50] Federal Energy Regulatory Comission, www.ferc.gov.
- [51] California Energy Commission, <http://www.energy.ca.gov/>.
- [52] Comments of the Cogeneration Association of California and the Energy Producers and Users, Coalition on Caiso’s Ppdated Standard Capacity Product Proposal, Diciembre 2008.
- [53] Public Utililities Code, “Assembly Bill N° 113”, California, Octubre 2007.
- [54] California Energy Comission, “Distributed Generation and CHP Policy Roadmap for California”, Marzo 2007.
- [55] “Combined Heat & Power Legal • Institutional • Regulatory”, Washington State University, 2001.
- [56] John Nimmons, J.D, “Legal & Regulatory Incentives for Waste Heat-to-Power Development”, University of California, Febrero 2006.
- [57] “Combined Heat and Power Baseline Assessment and Action Plan for the California Market”, Pacific Region Combined Heat and Power Application Center, Junio 2007.
- [58] “CHP/DHC Country Scorecard: California”, The International CHP/DHC Collaborative, 2008.
- [59] Public Utility Regulatory Policies Act, EEUU.

- [60] Combined Heat and Power Partnership, <http://www.epa.gov/chp/>.
- [61] www.cogeneration.net.
- [62] “Decreto con Fuerza de Ley N°4”, 2007 (D.F.L N°4/20.018).
- [63] “Decreto Supremo 327”, 1998.
- [64] “Decreto Supremo 244”, Septiembre 2005.
- [65] “Decreto Supremo N°62”, Febrero 2006.
- [66] Celulosa Arauco, www.arauco.cl.
- [67] Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl.
- [68] Anglo American Chile, www.anglochile.cl.
- [69] Datos y Estadísticas Confidenciales Anglo American Chile.
- [70] Bases de datos publicas del CDEC - SIC, www.cdec-sic.cl.
- [71] The Babcock & Wilcox Company, “Steam is Generation and Use”, 2005.
- [72] M.J. Moran, “Fundamentos de Termodinámica Técnica”, 2da Edición, 2004.
- [73] G.A. Gaffert, “Centrales de Vapor”, 1era Edición, 1981.
- [74] Siemens, www.powergeneration.siemens.com.
- [75] Turbinas Lohormann, <http://www.lohrmann.com>.
- [76] Walter Brokering, “Planificación de Sistema Eléctricos de Potencia”.
- [77] “Decreto con Fuerza de Ley N°4”, 2007 (D.F.L N°4/20.018).
- [78] “Decreto Supremo N°62”, Febrero 2006.
- [79] “Decreto Supremo N°320”, Enero 2009.
- [80] CDEC-SIC, Cálculos de Peajes para el Sistema de Transmisión Troncal y de Subtransmisión.
- [81] CDEC-SIC, Informes de Pagos por el uso de los SSY, según D.S 320.
- [82] Ley 19.300, Sobre Bases Generales del Medio Ambiente.
- [83] “Decreto Supremo N°146”.

- [84] Alexander Galetovic, Rodrigo Palma. “Tarificación de la Transmisión Eléctrica Usando Factores GGDF y GLDF: Una Estimación de sus Efectos Distributivos”, 2004.
- [85] CDEC-SIC, Estadísticas de Operación 199/2008, 1993/2002.
- [86] Comisión Chilena del Cobre - Dirección de Estudios, Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile. 2001 – 2007, Diciembre 2008.
- [87] Bolsa Climática de Chicago, <http://www.chicagoclimatex.com/>.
- [88] Jorge F. Bircher A. Gustavo Luengo H., “Sistemas Industriales con Cogeneración. Funcionamiento en Isla y Paso a Isla”, 1998.
- [89] Sistema de evaluación de Impacto Ambiental, www.e-seia.cl.

ANEXOS

La extensión de los anexos de esta memoria, hacen imposible su despliegue en papel, por lo tanto serán adjuntos en un DVD en formato digital, donde en su directorio raíz se encuentran las siguientes carpetas contendoras de los archivos correspondientes:

ANEXO 1: Se presenta la teoría termodinámica de los ciclos en que se basa la tecnología de la cogeneración.

ANEXO 2: Contiene la descripción de las etapas del proceso de fundición de concentrado de cobre que se realiza en las faenas de la División Chagres, además de las variables termodinámicas del ciclo de Rankine de la unidad propuesta.

ANEXO 3: Se describen los supuestos y definiciones utilizadas para el cálculo de los parámetros operacionales de la unidad de cogeneración.

ANEXO 4: Presenta la Potencia Firme del SIC.

ANEXO 5: Se desarrollan aspectos detallados de la legislación chilena con respecto al pago de peajes y contiene el archivo de usado en la simulación del cálculo prorratas de uso del sistema de transmisión en DeepEdit.

ANEXO 6: Contiene el archivo Excel, con el detalle de las simulaciones económicas realizadas en el capítulo 6, junto con las tablas de flujos de caja.

MEMORIA: Se encuentra la presente memoria en formato digital.

“La información que esta Memoria recoge y contiene respecto de las operaciones y actividades de Anglo American Chile Ltda. y/o de cualquiera de las divisiones mineras e industriales operativas, así como la integridad e interpretación de la información, los análisis y conclusiones derivadas de ella, sólo corresponden a su autor y, en consecuencia son de su exclusiva responsabilidad, por lo que no comprometen en forma alguna a Anglo American Chile Limitada, sus divisiones operativas o empresas propietarias, como tampoco a sus ejecutivos, profesionales o técnicos. Anglo American Chile Ltda. únicamente ha colaborado con el autor en facilitarle acceso a sus instalaciones e información para la realización de esta tesis y no tiene opinión ni participación alguna en su contenido.”