



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

**ANÁLISIS DE UTILIZACIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN EN
DIVISIONES DE ANGLO AMERICAN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

CARLOS FABIÁN CARRILLO LINCOPI

**PROFESOR GUÍA:
CRISTIAN JORGE HERMANSEN REBOLLEDO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR EDUARDO ORLANDO MOYA ARAVENA
ALFREDO EDGARDO BERNAL ROJAS**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL DE 2010**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: CARLOS CARRILLO L.
FECHA: 20/04/2010
PROF. GUIA: CRISTIAN HERMANSEN R.

“ANÁLISIS DE UTILIZACIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN EN DIVISIONES DE ANGLO AMERICAN CHILE”

El principal objetivo de la presente memoria de título es la realización de un análisis técnico-económico que permite establecer cuál es la mejor opción de negocio en cuanto a la utilización de los pequeños medios de generación ubicados en las divisiones de Anglo American Chile ya sea como empresa de generación bajo diferentes regímenes o como autoconsumidor de su propia generación. Esto viene a raíz de un interés de la compañía en explorar variadas alternativas de producción de electricidad que aseguren el suministro eléctrico a sus instalaciones en caso de racionamiento o situación de excepción en el Sistema Interconectado Central.

Primero se realizó un análisis a las características internas del mercado chileno como su legislación para pequeños generadores, normativas específicas y restricciones. Además se analizan normativas extranjeras asociadas al mismo tema además de centrar los esfuerzos en la definición que se tiene de la autoproducción.

A continuación del análisis regulatorio se procedió a definir el sistema eléctrico de cada una de las divisiones, la capacidad de generación de cada unidad, los sistemas de transmisión y las demandas proyectadas, llegando a 20,4 [MW] potenciales de generación distribuidos en cada instalación de las faenas mineras. A partir de esto se ubicaron las unidades en el sistema además de proyectar las hidrologías, costos de combustibles y precios de nudo para el posterior análisis.

A partir de lo anterior se realizó un análisis basado en diferentes escenarios probables de operación. Se conoció la conveniencia de trabajar como empresa de generación o mediante estrategias de ahorro. La particularidad de este proyecto es el hecho de utilizar generadores ya existentes por lo que no existe inversión en equipos. Esto coloca el análisis en términos netamente de evaluación en base a balances y no de indicadores típicos como recuperación de la inversión o TIR.

Finalmente se concluye que la mejor opción de negocio corresponde a convertir las máquinas bajo una empresa de generación en PMG operando con autodespacho vendiendo a costo marginal con beneficios de 17, 8 MUS\$ en un período de 10 años si no despacha, teniendo sólo como entradas los ingresos por potencia, con costos despreciables pero a disposición del sistema cada vez que se requiera.

Agradecimientos

No es fácil en tan pocas líneas poder enumerar a todas las personas que de una u otra manera han contribuido a mi formación como ser humano a través de los años, tanto por su compañía, sus consejos o simplemente una palabra de aliento. Ciertamente ahora viene una etapa en que debo cumplir metas tanto o más importantes que las que he sorteado hasta hoy.

En primer lugar quisiera agradecer a mis padres por su gran sacrificio y entrega incondicional para con sus hijos. A mi padre Hugo por su empuje y serenidad y a mi madre Rosa por su comprensión y esfuerzo. Creo firmemente que sin ellos el cumplimiento de todas mis metas hasta ahora hubiese sido más difícil. De todo corazón, gracias.

A mis hermanos, no los olvido. Vivimos tantas situaciones, tantos lugares, experiencias enriquecedoras, de cada uno de ustedes Andrea, Rosa y Hugo tengo algo valioso que aprender, son grandes personas con las cuales siempre he contado.

Por supuesto que debo agradecer a la Universidad de Chile por todo lo que me entregó durante estos años, más que por el conocimiento adquirido, por la variedad de mundos y sueños que se recogen en un solo lugar. Profesores líderes en sus respectivas disciplinas en el país y por sobre todo la calidad de las personas que estuvieron a mi alrededor como Celery, Diego, Emerson, Natalia, Oscar, Pato, Pineda y tantos más con los cuales compartí juntas, sueños, tareas, etc.

Agradezco además a los profesores que me guiaron en la elaboración de este trabajo. Al Sr. Cristian Hermansen por darse siempre el tiempo cuando mi trabajo lo requirió y al Sr. Alfredo Bernal por confiar en mí para la elaboración de esta memoria de título.

Finalmente no quiero dejar pasar a tantos otros como mis familiares, todos habitantes de esa tierra sureña que abandoné junto con mi familia para cumplir nuestros sueños. Al Liceo Barros Borgoño por forjar mi carácter e intereses. Y a tantos otros que han pasado por mi vida en diferentes lugares, instituciones y circunstancias.

Simplemente gracias.

Índice

Índice	3
1. Introducción.....	5
1.1. Motivación.....	5
1.2. Alcance	5
1.3. Metodología.....	6
1.4. Objetivos.....	6
1.4.1. Objetivos Generales.....	6
1.4.2. Objetivos Específicos	7
1.5. Estructura de la memoria.....	7
2. Análisis Regulatorio	8
2.1. Introducción.....	8
2.2. Descripción del mercado eléctrico chileno.....	8
2.2.1. Generalidades	8
2.2.2. Composición del mercado eléctrico chileno.....	9
2.3. Descripción de la generación en Chile	11
2.3.1. Datos generales.....	11
2.3.2. Sistema Interconectado Central (SIC).....	13
2.3.3. Evolución de los precios.....	15
2.4. Marco Legislativo de los Pequeños Medios de Generación (PMG y PMGD) en Chile.....	16
2.4.1. Términos generales.....	16
2.4.2. Ley 19.940	17
2.4.3. Ley 20.018	18
2.4.4. Reglamento para MGNC y PMG	18
2.4.5. Norma Técnica de conexión y operación de un PMGD.....	21
2.5. Legislación medioambiental.....	24
2.6. Resumen de conceptos	25
2.7. Conclusiones.....	26
3. Experiencia Internacional.....	27
3.1. Introducción.....	27
3.2. Mercado Eléctrico Español.....	27
3.2.1. Características generales.....	27
3.2.2. Regímenes de producción.....	29
3.2.3. Comercialización	29
3.2.4. Estado de los PMG y PMGD en el mercado eléctrico español	30
3.2.5. Estado de los autoprodutores en el mercado eléctrico español.....	31
3.3. Mercado Eléctrico de Ecuador	31
3.3.1. Descripción del sector	31
3.3.2. Funcionamiento del mercado eléctrico.....	32
3.3.3. Relación con la generación pequeña	33
3.4. Mercado Eléctrico Colombiano.....	35
3.4.1. Descripción general del mercado	35
3.4.2. Generación de electricidad	37
3.4.3. Producción como Plantas Menores en Colombia.....	38
3.4.4. Autogeneradores en Colombia	39
3.5. Conclusiones.....	40
4. Descripción de la generación actual y futura.....	41
4.1. Introducción.....	41
4.2. Anglo American Chile.....	41
4.3. División Mantoverde	42

4.3.1. Descripción general de Mantoverde	42
4.3.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Mantoverde	43
4.4. División El Soldado	47
4.4.1. Descripción general de El Soldado	47
4.4.2. Descripción del Sistema Eléctrico de El Soldado	47
4.5. División Chagres	50
4.5.1. Descripción general de Chagres	50
4.5.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Chagres	51
4.6. División Los Bronces	53
4.6.1. Descripción general de Los Bronces	53
4.6.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Los Bronces	55
4.7. Conclusiones	61
5. Escenarios de Generación	62
5.1. Introducción	62
5.2. Proyección de las condiciones del SIC	62
5.2.1. Caso Base	62
5.2.2. Determinación de otros escenarios	63
5.3. Proyección del costo del combustible	64
5.4. Precios de Nudo	65
5.5. Escenarios a elegir	66
6. Evaluación económica y de negocios	67
6.1. Introducción	67
6.2. Modalidades de negocio	67
6.2.1. Autoconsumo	67
6.2.2. Venta como empresa de generación	67
6.3. Cálculos relevantes	68
6.3.1. Ingresos de empresa de generación	68
6.3.2. Ahorro en autoproducción	69
6.3.3. Costos para ambas modalidades	70
6.4. Resultados	71
6.4.1. Empresa de generación	71
6.4.2. Ahorro	73
7. Conclusiones	76
Bibliografía	80
Anexo 1	82
Procesos de Mantoverde	82
Procesos de El Soldado	83
Procesos de Chagres	84
Procesos de Los Bronces	85
Anexo 2	86
Principales características de los motores utilizados	86
Anexo 3	88
Costo variable de los grupos	88
Cálculo de la Potencia Firme	88
Pagos por uso del sistema de transmisión	90
Ingresos como empresa de generación	93
Balance Operacional	94
Balance Comercial	96
Esquema de Ahorro	97
Costos	99
Bibliografía de Anexo 3	99

1. Introducción

1.1. Motivación

La industria asociada a la gran minería en Chile es uno de los pilares fundamentales de la economía nacional. Junto con ello, el consumo de energía por parte de las empresas del rubro representa un porcentaje relevante de la demanda, por lo que las generadoras buscan satisfacer de la mejor manera dichos consumos.

Sin embargo no siempre se pueden satisfacer de la mejor forma los contratos con las empresas generadoras, especialmente en tiempos de estrechez energética. Es por ello, que ante el crecimiento constante de su demanda, las compañías mineras y de la gran industria durante esta década han tomado precauciones para minimizar los riesgos asociados a la seguridad en el suministro de electricidad.

Se puede observar de todo este análisis previo que son entonces, los grandes clientes libres que estos últimos años han tomado las riendas de su propio suministro de electricidad dejando de lado el anterior paradigma de que las empresas dedicadas a la generación son responsables en su totalidad de la entrega de energía al industrial. En efecto ahora su participación es mucho más relevante en las decisiones a tomar con respecto a los grandes sistemas eléctricos (intervención directa en los CDEC).

Esto se ha logrado gracias a inversiones realizadas por parte de las compañías en el ámbito de generación, en donde se ha trabajado desde la generación básica de respaldo en base a petróleo, pasando por biomasa y hasta en algunos casos la exploración de energía solar y eólica. Estas modalidades en variadas ocasiones ha venido a reemplazar a la generación contratada e incluso, ha optado por vender sus excedentes (en caso de tenerlos) a distintos tipos de clientes dependiendo de las condiciones técnicas y el tipo de generación asociados.

Es por todos los motivos anteriormente señalados que la Compañía Minera Anglo American Chile ha invertido estos años en sistemas de generación de respaldo en base a Petróleo Diesel que puedan constituir una de las tantas alternativas en caso de situaciones de emergencia o pérdida del suministro. Además la empresa busca de manera constante explorar otros tipos de obtención de electricidad en base a una política de eficiencia energética.

El presente trabajo de memoria de título tiene como finalidad satisfacer la pregunta que se tiene al tratar de conocer el impacto que tendría la conexión al sistema eléctrico de los Pequeños Medios de Generación que posee la compañía Anglo American Chile en todas sus divisiones. El estudio se realiza desde el punto de vista tanto del generador como de los potenciales consumidores de la energía generada por los grupos Diesel que se encuentran diseminados por dichas divisiones.

1.2. Alcance

Este trabajo es principalmente un análisis económico en base a la venta de electricidad por parte de la compañía Anglo American Chile a potenciales clientes que serían las mismas divisiones. Es por esto que se trata de una evaluación de un proyecto con una inversión previamente realizada.

Además se trata de describir cuál sería la opción de venta en base a características de escenarios de altos costos marginales del sistema y variación de precios del petróleo. Se busca verificar si conviene seguir con la situación actual de los generadores o establecer alguna unidad de negocio pudiendo discernir qué tipo de generación se puede vender (PMG o PMGD).

Como es estrictamente de negocios, no entran en esta memoria estudios correspondientes a las consecuencias físicas que tendría la conexión, es decir, análisis de cortocircuito o de estabilidad o comportamientos dinámicos de las máquinas y sistemas de transmisión.

1.3. Metodología

Para conocer las consecuencias de la utilización de los pequeños medios de generación en las divisiones de Anglo American Chile se sigue la siguiente metodología:

Primero se busca conocer los alcances de la legislación chilena para los Pequeños Medios de Generación, las normas técnicas correspondientes y procedimientos para conectar estos generadores. Paralelo a esto, se exploran las alternativas propuestas por otras legislaciones en este tema y las experiencias que se han obtenido.

Posteriormente se caracterizan los sistemas eléctricos en estudio, tanto la generación actual y proyectada, los sistemas de transmisión y la evolución de los niveles de consumo de electricidad.

Adicionalmente se realiza una revisión del SIC, de tal manera que a partir de condiciones ya verificadas de precios de combustibles, costos marginales y precios de nudo se pueda realizar una combinación de escenarios que serán útiles en el análisis final.

El proceso culmine se verifica con la utilización de la información contenida en la legislación, sistemas eléctricos y proyecciones de escenarios de precios y costos del SIC para obtener los balances de la compañía si declara los generadores y vendiera electricidad. Se realiza además un análisis financiero y comparativo entre la situación actual de los generadores versus lo esperado en el análisis y se toma una decisión acerca de la utilización o no de las unidades para iniciar un negocio de venta de energía y potencia.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivos Generales

- Determinar generación diesel disponible por división de Anglo American Chile, balances, costos de operación, etc.
- Determinar un modelo económico para evaluar beneficios futuros y esperados, si se declaran los generadores al sistema.
- Determinar los impactos con la normativa eléctrica de los PMG
- Impacto en contrato de suministro de energía

- Determinar demandas actuales y futuras de Anglo American Chile, para todas sus divisiones.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Estudiar diagramas unilineales, niveles de demanda, proyecciones. Se deberán 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 barra considerada como puntos de inyección.
- Evaluación de estimación de costos de operación.
- Considerar aspectos legales involucrados en este proceso.
- Seguridad Energética

1.5. Estructura de la memoria

La estructura que se observa en el presente trabajo se ha organizado de la siguiente manera:

Capítulo 1. Introducción: Consta de partes bien definidas, como la motivación, alcances, metodología, objetivos de la memoria.

Capítulo 2. Análisis regulatorio: Presenta las características y disposiciones regulatorias que se aplican en el mercado eléctrico nacional, en relación a la generación de PMG y PMGD para medios de generación convencionales.

Capítulo 3. Experiencia Internacional: Presenta las características y formas de operación de algunos mercados eléctricos internacionales, considerando las medidas regulatorias existentes para los pequeños medios de generación en estudio. De esto se puede verificar la manera de buscar un precedente o indicaciones de lo que podría ser el mercado chileno.

Capítulo 4. Descripción de la generación actual y futura: Se muestra el tamaño de las unidades de respaldo y cuáles serían las proyecciones de crecimiento de éstos. Se tiene en cuenta las características de las máquinas utilizadas (o a utilizar), las líneas de transmisión cercanas (en especial las troncales) y el tamaño de los consumos.

Capítulo 5. Escenarios de generación: Presenta los escenarios potenciales que se pueden dar en base a costos marginales del SIC y precios de los combustibles.

Capítulo 6. Evaluación económica y de negocios: Comprende un análisis económico con miras a la implementación del negocio de generación por cada división de la compañía.

Capítulo 7. Conclusiones: Este capítulo muestra las conclusiones y observaciones obtenidas a partir de los resultados del trabajo de título.

2. Análisis Regulatorio

2.1. Introducción

Este capítulo presenta las características y disposiciones regulatorias que se aplican en el mercado eléctrico nacional, específicamente en relación a la generación en base a generadores Diesel de respaldo. Se realiza un análisis de acuerdo al tamaño de dichos grupos, que en este caso coincide con la definición de “Pequeño Medio de Generación” y “Pequeño Medio de Generación Distribuido”.

Primero se comienza con un análisis a nivel macro de la realidad del sector eléctrico chileno, es decir, sus características de mercado, actores, cifras relevantes, etc.

A continuación se inicia un análisis de la normativa chilena en general, aunque poniendo énfasis en los Pequeños Medios de Generación tanto distribuidos como no distribuidos. Al mismo tiempo se muestra los procedimientos para la conexión de este tipo de generadores al sistema.

El análisis concluye con una comparación entre las diferentes alternativas a utilizar incluyendo medios convencionales como no convencionales, lo que se presta para evaluar opciones de generación y cuáles serían sus condiciones de operación, conexión y despacho.

2.2. Descripción del mercado eléctrico chileno

2.2.1. Generalidades

La conformación del mercado eléctrico chileno está basada en una estructura de tipo pool o mancomunidad, muy común en Latinoamérica o Inglaterra/Gales. Esto consiste en un sistema tal que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa. La estructura se describe esquemáticamente a continuación:

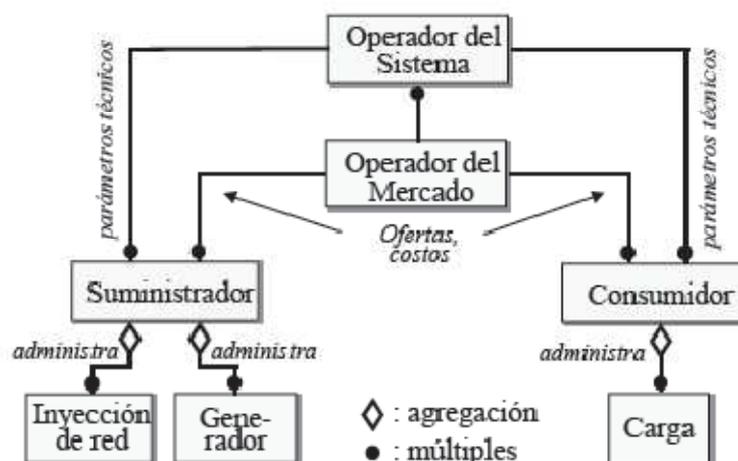


Figura 2.1.- Estructura del mercado eléctrico chileno [1]

A través de un mecanismo preestablecido y reconocido por todos sus miembros se establece el llamado “precio spot” o precio de mercado de corto plazo, es cual es el resultado de un despacho económico centralizado por parte del operador de mercado, que está basado en

entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados. En Chile esta figura está representada por el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) que además oficia como Operador del Sistema. Así, se obtiene un despacho completo, tal como si se tuviese un solo dueño.

El pool provee un esquema de tarificación para el sistema de transmisión y para el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Por último, el pool debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado.

2.2.2. Composición del mercado eléctrico chileno [2]

El mercado eléctrico nacional está compuesto por los siguientes segmentos: generación, transmisión y distribución de electricidad. Las actividades relacionadas son desarrolladas por empresas con capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

Participan de la industria eléctrica un total aproximado de 40 empresas generadoras, 8 empresas transmisoras y 30 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2008 alcanzó los 41.804,3 GWh. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes). La ubicación de estos sistemas se presenta la siguiente figura de manera de establecer su posición exacta.

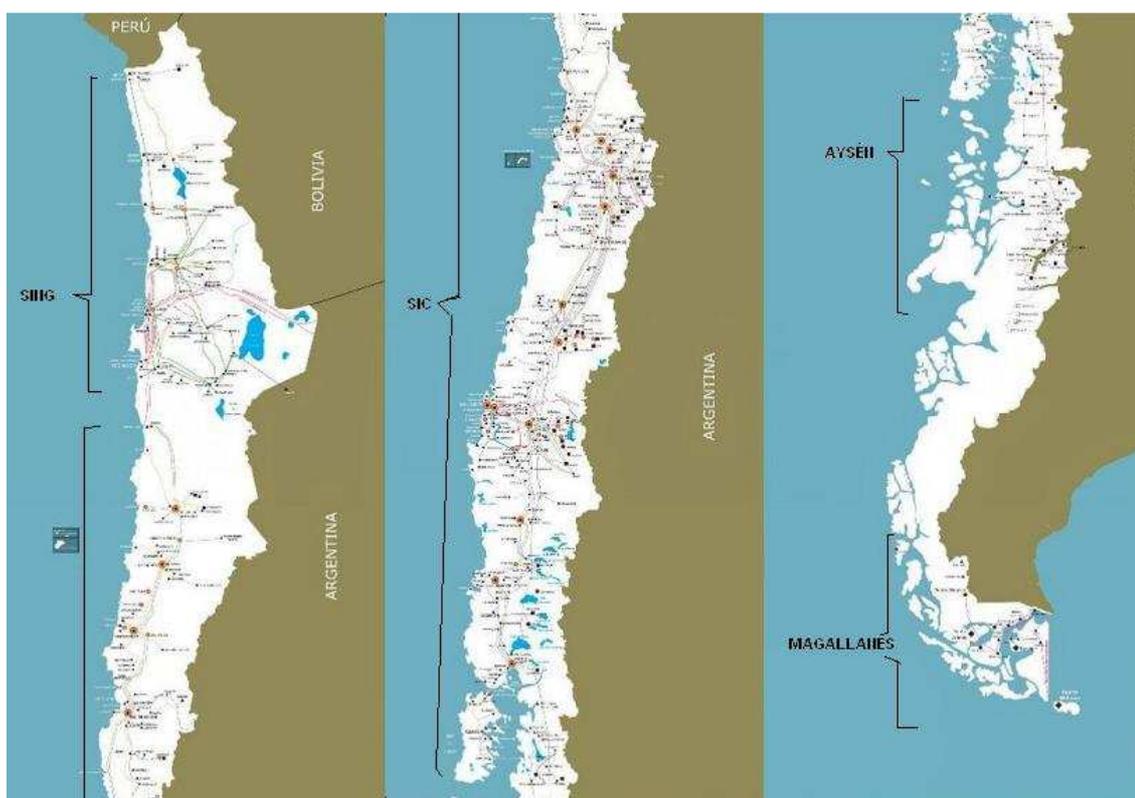


Figura 2.2.-Distribución geográfica de los sistemas eléctricos nacionales [3].

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector

energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

A continuación se realiza un bosquejo de los segmentos contenidos en el mercado nacional:

-Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras deseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

-Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 kV [4]. Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

El transmisor no tiene obligación de servicio, no siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común), los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales) y los adicionales (destinados principalmente a inyectar producción de las centrales generadoras o bien que se refiere al último tramo que permite retirar electricidad para consumo de los clientes no-regulados). La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

-Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Estas empresas operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son monopolios naturales.

-Consumidor

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en [5]:

Cientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts;

Cientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW. No obstante, los suministros a que se refiere el numeral anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts-kilómetro.

-Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) [6]

Son organismos que no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, además de un representante de los clientes libres. Están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico considerando:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema
- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que ejecutan los generadores en un período de tiempo.
- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

-Otros organismos participantes en el mercado eléctrico

Otros organismos que participan en el sector eléctrico en Chile son: El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

2.3. Descripción de la generación en Chile

2.3.1. Datos generales

Se distinguen en la producción de electricidad en Chile la capacidad instalada, generación bruta y tipo de generación, los que describen la importancia de cada sistema que compone la matriz nacional. A continuación se exponen cada uno de estos puntos:

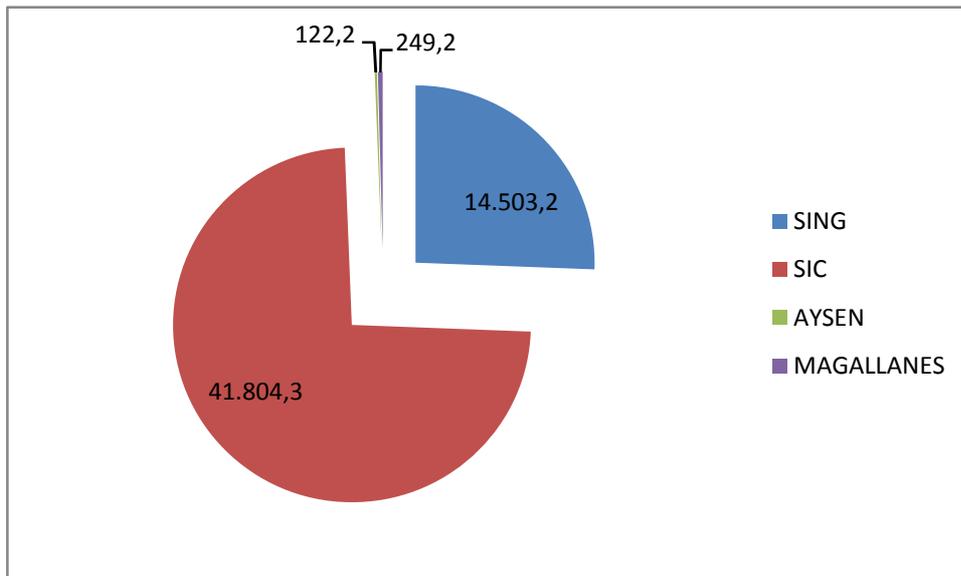


Figura 2.3.- Generación Bruta por sistema en GWh, año 2008 [7].

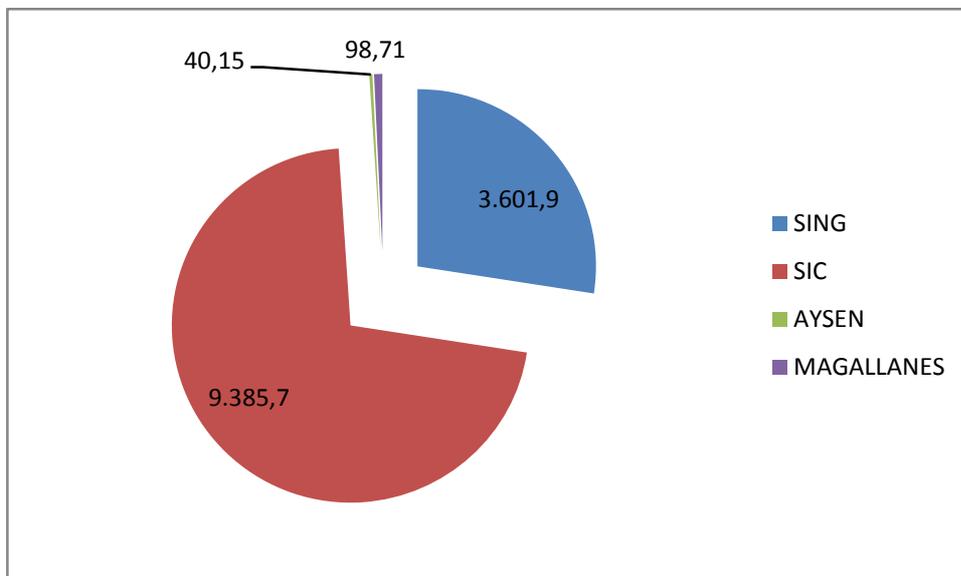


Figura 2.4.- Capacidad Instalada total por sistema en MW, año 2008 [7].

Los gráficos anteriores se complementan de buena forma, puesto que la potencia y energía poseen similares porcentajes, lo que demuestra que los sistemas SING y SIC son los que se llevan gran parte del consumo del territorio chileno. Sin embargo, un análisis más interesante consiste en comparar qué tipo de generación se está utilizando en cada uno de los sistemas, lo que se ve en la siguiente gráfica:

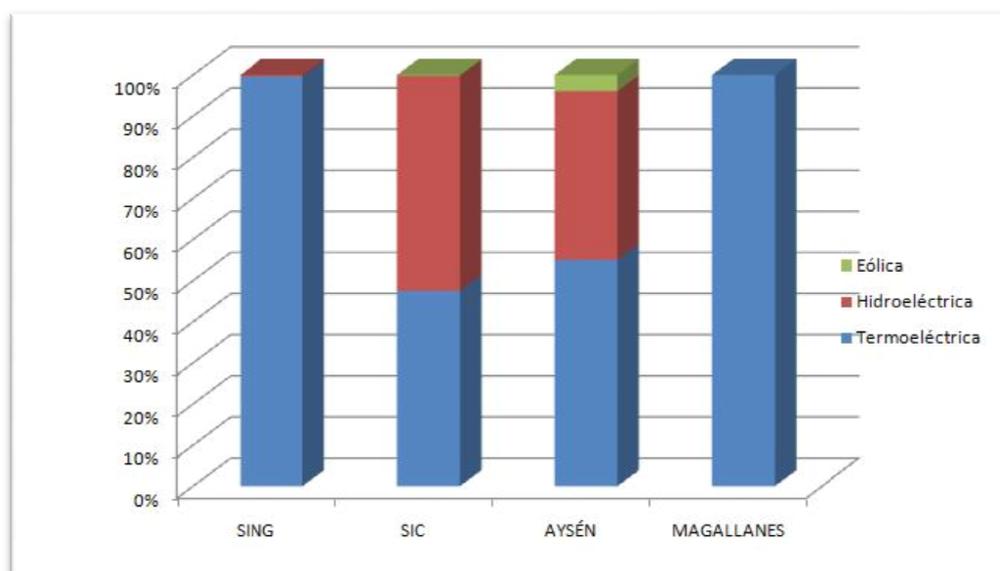


Figura 2.5.- Distribución de la capacidad instalada total por sistema y tipos de generación [7].

En la figura anterior se observa el predominio porcentual de la alternativa termoeléctrica en los sistemas que componen la matriz nacional. Sin embargo existen datos objetivos para cuantificar el tipo de matriz que predomina en cada sistema y tiene que ver con su capacidad instalada en términos del tipo de generación:

Potencia Bruta Instalada [MW]	SING	SIC	AYSÉN	MAGALLANES
Termoeléctrica	3589,0	4457,9	27,7	98,7
Hidroeléctrica	12,8	4909,6	20,6	0
Eólica	0	18,1	1,9	0

Tabla 2.1.- Capacidad Instalada de Generación predominante por cada Sistema Eléctrico [7].

De la tabla anterior, es fácil conocer cuál es la fuente que mayor impacto tiene en cada sistema. Se concluye de las figuras y tablas anteriores, que el sistema más importante a nivel de abastecimiento por capacidad instalada y generación bruta es el SIC, seguido del SING. Además se puede observar que al contener a los mayores conglomerados urbanos del país (Santiago, Valparaíso, Concepción entre otros) el SIC cubre la mayor cantidad de habitantes del territorio. Además, durante el desarrollo de este trabajo se analizarán consumos de dicho sistema interconectado, motivo por el cual, solo este será analizado.

2.3.2. Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC cubre el territorio chileno desde Paposó por el Norte hasta Quellón en la isla Grande de Chiloé por el Sur. Posee algunas características que lo distinguen de los otros sistemas y se pueden enumerar como los siguientes:

- Predomina generación hidráulica.
- Concentración en oferta y consumo.
- Cubre más del 90% de la población.

Algunas empresas generadoras que participan en el SIC son las siguientes: AES Gener, Arauco Generación, Colbún, Endesa, Guacolda, Pacific Hydro, Panguel, Pehuenche, Sociedad Eléctrica de Santiago.

La capacidad instalada por empresas generadoras es la mostrada en la figura 2.6. Allí se puede notar que la generación corresponde a unos pocos propietarios. Más aún, si se toma el porcentaje de la propiedad de cada una de las empresas, tomando como referencia su potencia instalada, aún considerando sus filiales se tiene un panorama como el mostrado en el esquema de la figura 2.7. Se observa que, a pesar de haber tenido un inicio basado en la participación de muchas empresas generadoras que competían por el mercado, se ha tendido a una concentración de la producción de electricidad en tres empresas que poseen filiales a lo largo del sistema: Endesa S.A., Colbún S.A. y AES Gener S.A.

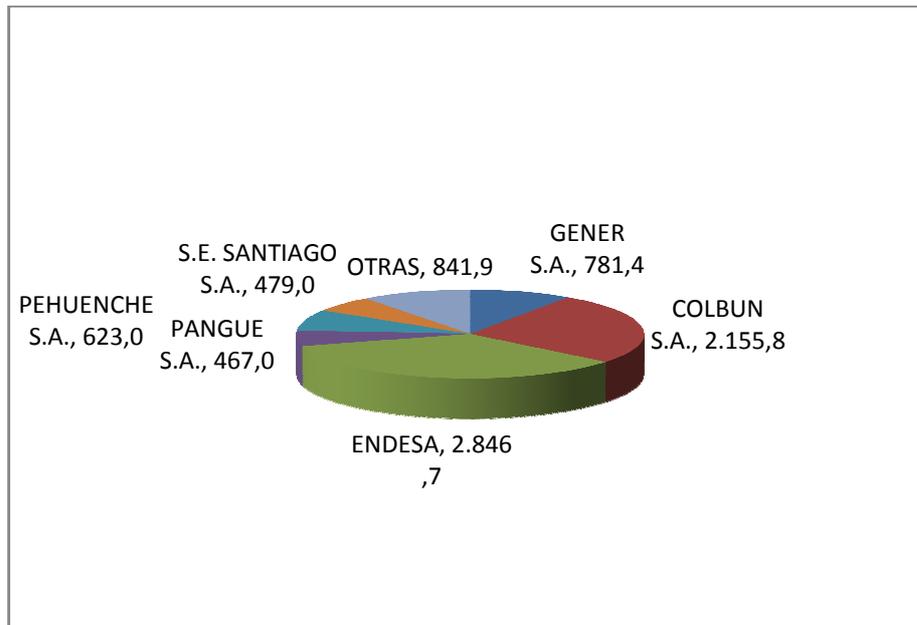


Figura 2.6.- Capacidad Instalada por empresas (2008) [7]

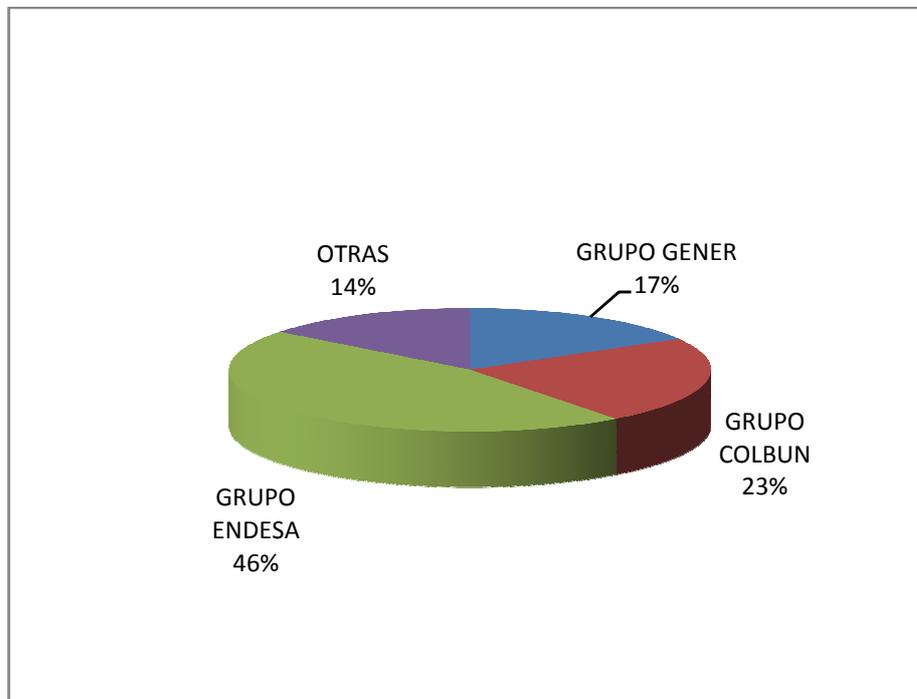


Figura 2.7.- Capacidad Instalada considerando capacidad de los grupos económicos ligados al sector eléctrico. [7]

2.3.3. Evolución de los precios

En cuanto al tema de los precios en el SIC, se puede establecer que se ha venido experimentando desde hace algunos años un alza sostenida del valor de la electricidad. Para esto, se deben analizar los llamados precios de nudo. Éstos se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la CNE, quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial. Está constituido por dos componentes:

-Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.

-Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando la unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. [8]

Para terminar el análisis en el SIC, se presentaran las variaciones que ha tenido el costo marginal según los promedios mensuales en el nudo Alto Jahuel 220 kV:

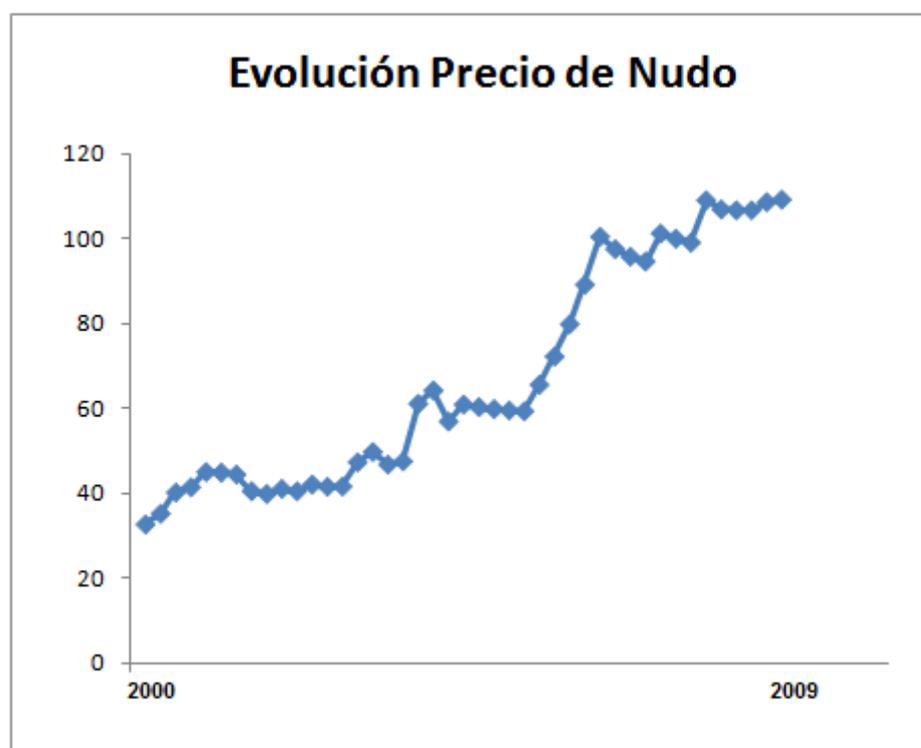


Figura 2.8.- Variaciones del Costo Marginal Promedio Mensual en el nudo Alto Jahuel 220kV desde el 2000 a 2009 en US\$/MWh [9].

Se observa que en el período comprendido entre el año 2000 hasta finales de 2008 los precios aumentaron cerca de un 300%, siempre con un alza sostenida, pero que se acentuó de mayor manera en el rango que va desde enero del 2004 a octubre del 2007. Esto se debió a causas tales como problemas en el abastecimiento de gas natural desde Argentina, lo que obligó a la utilización de combustibles menos económicos. Además se dio paso a una “huelga de

inversiones” en el sector generación, debido a que las empresas se vieron obligadas por ley a abastecer los consumos a nivel nacional independiente si se tenía contrato con dicho cliente. Esto sumado a hidrologías poco favorables y mayores requerimientos medioambientales que retrasaron proyectos de carácter térmico resultaron en una crisis que llevó a escenarios que hacían recordar lo vivido en períodos de racionamiento (a finales de los 90).

Por esta razón es importante ver el impacto que tendría en un escenario de crisis de abastecimiento el comportamiento del SIC ya que como depende tanto de la generación hídrica como de la térmica en órdenes parecidos, los precios tenderían a experimentar alzas significativas que hicieran buscar otras alternativas a clientes libres para abastecerse.

2.4. Marco Legislativo de los Pequeños Medios de Generación (PMG y PMGD) en Chile

2.4.1. Términos generales

Para comprender el significado de la generación pequeña, es necesario definir algunos términos contenidos en el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación (el cual se analizará más adelante) establecidos en la ley general de servicios eléctricos:

- Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) [10]: Se entiende por aquellos medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema no superen los 9.000 [kW], y se encuentren conectados a las redes de una empresa concesionaria de distribución o a empresas que posean líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Pequeños Medios de Generación (PGM): Aquellos medios conectados al sistema troncal, de subtransmisión o adicionales, cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 [kW].
- Medios de Generación cuya fuente sea no convencional (MGNC): Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia sean menores o iguales a 20.000[kW].
- Punto de conexión: Punto de las instalaciones de transmisión o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistema interconectado.
- Costos de conexión: Diferencia entre los costos de las obras adicionales en la red de distribución y los ahorros por la operación del PMGD asociados a los excedentes de potencia de un PMGD en la red de una empresa distribuidora.

De manera simple se pueden notar las diferencias de manera esquemática entre uno y otro medio de generación en la siguiente figura, donde se observan las conexiones posibles entre generadores atendiendo a la definición correspondiente según la norma.

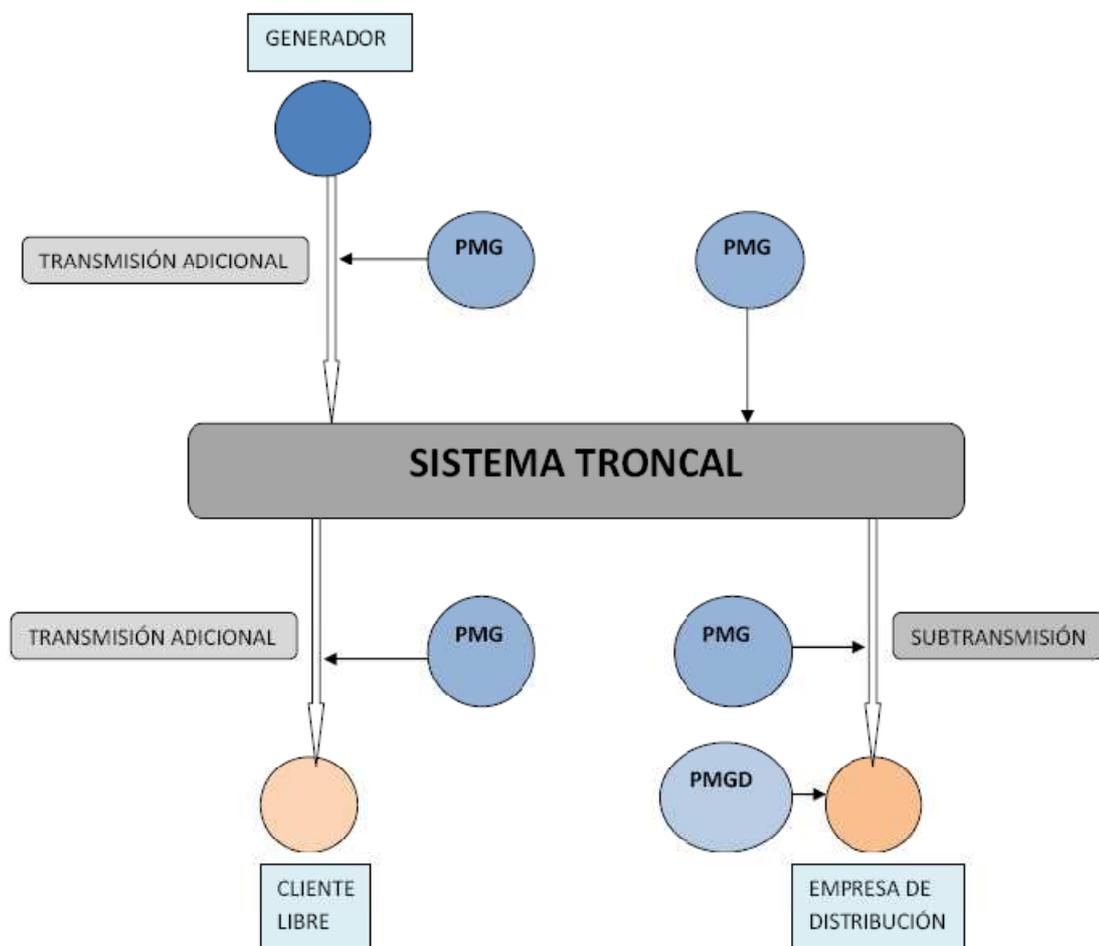


Figura 2.9.- Conexión de PMG y PMGD

A continuación se presenta el marco legal (leyes, decretos y normas) que define y contiene todos los aspectos relevantes para la comprensión de los generadores en estudio dentro del ámbito del sistema eléctrico nacional.

2.4.2. Ley 19.940

La Ley 19.940 denominada “Ley Corta 1”, promulgada el 12 de marzo del 2004, modifica el DFL 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

Esta ley, entre otros aspectos, garantiza los ingresos de las empresas de transmisión, eliminando las barreras de transporte a la competencia en producción y facilita la comercialización de electricidad al interior de las zonas de concesión de las empresas de distribución, todo ello con rentas reguladas. Además clasifica a estos sistemas en Troncales, de Subtransmisión y Adicionales.

Con respecto a los pequeños medios de generación se puede decir que los propietarios de dichos medios están exentos del pago total por concepto de inyección de electricidad. Existe un subsidio a los generadores mayores a 9 MW hasta 20 MW de manera proporcional a su capacidad. Esto es válido siempre y cuando el conjunto eximido no supere el 5% de la capacidad en el sistema eléctrico. El subsidio debe aportarse por los demás generadores a prorrata de sus propias inyecciones. Para conjuntos menores a 9 MW la exención es total.

2.4.3. Ley 20.018

Esta ley llamada también “Ley Corta 2” es otra modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos del 9 de mayo del 2005.

Entre otros aspectos importantes establece que las empresas distribuidoras tienen la obligación de satisfacer el total del consumo proyectado de sus clientes, al menos por 3 años. Además clasifica las restricciones de gas natural como no fortuitas.

La más importante modificación respecto de los pequeños medios de generación que introdujo esta ley es referente a los MGNC es el derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, hasta el 5% de la demanda para los clientes regulados a un precio que resulta del promedio de los precios vigentes a nivel de generación-transporte conforme sus respectivos contratos. El promedio se obtiene ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

2.4.4. Reglamento para MGNC y PMG [10]

Este está establecido en el Decreto Supremo 244 del 2005. El reglamento establece distintos derechos para los medios de generación descritos anteriormente (PMG, PMGD, MGNC).

PMG

Para los PMG se tiene como característica principal la inyección directa a los sistemas de transmisión, por lo que están sujetos a la coordinación del respectivo CDEC, con todo lo que ello acarrea (apego a normas y procedimientos correspondientes). Se debe comunicar la conexión al sistema con 6 meses de anticipación y su desconexión con 1 año de antelación.

Remuneración y pagos de un PMG

Cualquier PMG puede optar a la operación con autodespacho, ya sea MGNC o no. En este último caso se debe presentar una solicitud de manera fundada a la DO del CDEC respectivo la cual será respondida con 30 días de plazo.

Los propietarios de PMG pueden participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas sometidas a coordinación del CDEC de acuerdo a sus procedimientos.

Con respecto a la valoración de las inyecciones de energía, si el PMG está incluido en los balances puede optar a vender su energía mediante dos alternativas:

- Costo marginal instantáneo: Es el costo marginal horario que calcula el CDEC en el punto de conexión del PMG al sistema.
- Régimen de precio estabilizado: Corresponde al precio de nudo de la energía aplicable a estas inyecciones, obtenido mediante la dictación del decreto tarifario.

La elección se hace tomando en cuenta que la permanencia en alguno de estos regímenes debe ser como mínimo durante 4 años.

Independientemente del régimen de valoración de inyecciones de energía, la valoración de inyecciones de potencia siempre corresponderá al precio de nudo respectivo, obtenido al igual que la energía mediante la dictación del decreto tarifario.

Los retiros o compromisos asociados al PMG se deben informar al CDEC, que los incluirá en el balance de inyecciones y retiros.

Además, los PMG deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional. Sin embargo existen excepciones cuando se trata de MGNC, lo que se verá más adelante.

En cuanto a la medición y facturación de un PMG son los mismos propietarios quienes deben contar con equipos de medida para realizar registros de lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. Además los operadores deben entregar estadísticas y proyecciones de operación mensual al CDEC respectivo para 1 año para efectos de planificación del sistema eléctrico.

PMGD

En el caso de los PMGD se tienen algunas consideraciones generales. Primeramente las empresas distribuidoras tienen algunas obligaciones pertinentes a la facilitación de la conexión de dichos medios. Esto tiene que ver con el deber de permitir esa conexión a sus instalaciones cuando éstos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros, junto con la entrega de toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD, al mismo tiempo que los interesados deberán entregar la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora. Además las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD. Junto con esto, 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. Así también se adquieren obligaciones, como la mantención en todo momento del buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora.

Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD están claramente establecidos en la NTCO (Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión), de la cual se tratará más adelante de manera particular. Paralelo a esto, existe en la legislación un capítulo especial abocado a los costos de las obras adicionales para la conexión de estos generadores.

Para los PMGD se tienen las mismas consideraciones que los PMG en cuanto a temas de remuneración, pagos, medición y facturación.

Remuneración y pagos de un PMGD

Hay un capítulo importante del reglamento que tiene que ver con el régimen de operación, remuneración y pagos de un PMGD. Se explicita el hecho de que estos medios operan con autodespacho, es decir, el mismo propietario determina la potencia y energía a inyectar al sistema de distribución. Sin embargo, se debe coordinar la operación con la empresa distribuidora y el CDEC respectivo para efectos de operación a gran escala del sistema

completo, con lo que además deberá entregar un informe mensual con un detalle de sus excedentes disponibles para el siguiente mes. Además con esto se permite que estos propietarios participen de las transferencias de energía y potencia para coordinar las operaciones con el CDEC respectivo, que incluirá a dichos generadores en el balance de inyecciones y retiros.

Con respecto a la valoración de las inyecciones de energía, si el PMGD está incluido en los balances puede optar a vender su energía mediante dos alternativas

- Costo marginal instantáneo: Es el costo marginal horario que calcula el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria correspondiente.
- Régimen de precio estabilizado: Corresponde al precio de nudo de la energía aplicable a estas inyecciones, obtenido mediante la dictación del decreto tarifario.

La elección se hace tomando en cuenta que la permanencia en alguno de estos regímenes debe ser como mínimo durante 4 años.

En cuanto a la valoración de inyecciones de potencia, siempre corresponderá al precio de nudo respectivo, obtenido al igual que la energía mediante la dictación del decreto tarifario.

De igual manera que las inyecciones, los retiros de energía y potencia asociados al PMGD deben ser valorados con el régimen de precios equivalente.

El uso de instalaciones de algún concesionario de servicio público de distribución por parte de un PMGD que suministre a un cliente libre debe pagar un peaje de distribución. De esta manera, el uso de la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por parte de estos generadores que hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes.

Exenciones en pagos

El reglamento hace referencia al pago en que deben incurrir los PMG y PMGD que participan en las transferencias de energía y potencia por concepto de transmisión troncal, de subtransmisión o adicional según corresponda. Sin embargo, los pequeños medios de generación que además son MGNC están exentos del pago total por concepto de transmisión troncal. Luego, el peaje a pagar por estos generadores viene dado por la siguiente expresión:

$$a) PNC1_i = Pbase_i \cdot FP_i$$

Aquí $PNC1_i$ es el peaje del MGNC, $Pbase_i$ es el peaje sin exención de pago y FP_i es un factor proporcional dado por la siguiente expresión:

$$FP_i = \frac{EPNC_i - 9.000}{11.000} \text{ si } EPNC_i \text{ es mayor que } 9.000 \text{ kW y es nulo si es menor a este valor.}$$

$$b) PNC2_i = Pbase_i \cdot (1 - FP_i) \cdot \left(\frac{CEP - 0.05 \cdot CIT}{CEP} \right)$$

Aquí $PNC2_i$ es el pago adicional del peaje del MGNC, CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico y CEP es la capacidad instalada total del sistema, obtenida mediante:

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

Lo anterior es siempre y cuando CEP sea mayor a $0.05 \cdot CIT$. En caso contrario, el resultado es nulo.

c) Finalmente, el pago por peaje de transmisión troncal corresponde a:

$$PNCto_i = PNC1_i + PNC2_i$$

La exención de peajes es pagada a prorrata de las inyecciones de energía de las demás empresas que realizan dichas inyecciones al sistema.

2.4.5. Norma Técnica de conexión y operación de un PMGD [11]

La Norma Técnica asociada a estas instalaciones está enfocada a la conexión de los pequeños generadores a las redes de distribución. Entre otras cosas establece los siguientes hechos:

- a) Los requisitos mínimos para los dispositivos de protección, sincronización y medida que serán exigibles al propietario del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la empresa distribuidora.
- b) La forma en que deberán operar los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- c) Los procedimientos específicos a los que deberán sujetarse los propietarios de los PMGD y las empresas distribuidoras para autorizar la conexión de los medios de generación a su red y para autorizar las modificaciones a sus condiciones de operación.
- d) Los procedimientos que deberán seguir el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- e) Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.

Entre otras cosas se plantea el hecho de que las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su sistema de distribución con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes regulados. Además las exigencias planteadas deben ser cumplidas en el punto de repercusión o de conexión asociado a cada PMGD.

Para comprender a cabalidad de lo que trata esta norma técnica, basta con aclarar algunas definiciones:

- Punto de conexión: punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en la que se conecta un PMGD a un Sistema de Distribución (SD).

- Punto de repercusión: punto del SD, más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes. Es el punto de referencia para juzgar las repercusiones sobre el SD del PMGD. La distancia desde el PMGD al punto de repercusión se medirá a través de las líneas eléctricas.

Procedimiento Técnico de conexión e inicio de operación de un PMGD.

Como primera cosa se debe comunicar a la empresa de distribución la intención de conectarse mediante un formulario de solicitud. Al mismo tiempo, la distribuidora debe proporcionar una serie de antecedentes de sus instalaciones, entre las que se encuentran los siguientes:

- Plano geo referenciado mostrando la identificación, características técnicas a lo largo del trazado y ubicación de los puntos singulares del alimentador de distribución en el cual se encuentre el posible punto de conexión especificado por el interesado. Dichos puntos singulares son: equipos de maniobra, equipos de interrupción, equipos de compensación, puntos de derivación, puntos donde se ubican otros equipos de protección, control y comunicaciones, y puntos de conexión de los usuarios del SD.
- Las secciones y tipos de conductor existentes en cada segmento del trazado de la red de media tensión.
- La demanda de diseño del alimentador en la cabecera, y la última lectura de demanda máxima anual verificada o estimada por la distribuidora para el alimentador.
- Información necesaria para determinar los factores de penalización para inyecciones de energía y potencia.
- Los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, para un horizonte de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.
- La capacidad de cortocircuito de la subestación que abastece al alimentador, calculada considerando las modificaciones descritas anteriormente.

Luego, el interesado para seleccionar un punto de conexión tiene que verificar los efectos que tendría dicha conexión del PMGD en el punto de repercusión, tomando en cuenta las características dinámicas y eléctricas, entre otras. Se analizan las condiciones operando en estado normal o en isla ante una contingencia.

Al completar los pasos anteriores, se debe presentar la Solicitud de Conexión a la Red de Media Tensión de un Sistema de Distribución (SCR) a la empresa distribuidora, al CDEC respectivo y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Los antecedentes de la solicitud incluyen lo siguiente:

- Plano de ubicación de las instalaciones.
- Disposición y diagrama unilíneal de todas las instalaciones eléctricas, con los datos de los equipos considerados.
- Datos eléctricos de los transformadores que se emplearán en la conexión al SD.

- Descripción de las protecciones, especificando tipo, fabricante, conexión y funciones.
- Corriente de cortocircuito en el punto de conexión al SD de media tensión.
- Descripción del tipo y forma operativa de la máquina motriz, generador y eventualmente inversor o convertidor de frecuencia. En el último caso se requieren los protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las armónicas superiores e intermedias esperadas.
- Informe acerca del impacto del PMGD en el punto de repercusión.
- Información sobre controladores de frecuencia y voltaje, con sus rangos de operación, y del sistema de control y protecciones.
- Listado del personal u organización responsable de la operación y mantenimiento del PMGD.

Luego de entregar lo anterior a quien corresponda, se procede a poner en servicio, lo cual requiere un protocolo establecido en la norma. Si se aprueba la conexión, debe coordinarse la operación con la empresa de distribución.

Exigencias Técnicas para la conexión al sistema de distribución.

Al conectarse el PMGD al sistema, pasa a ser un usuario del SD, cuidándose específicamente que no se superen las inyecciones permitidas en el punto de conexión. Es por esto que los propietarios de los generadores son los responsables de tener en buen estado todos los equipos hasta el empalme (incluye el punto de conexión).

La conexión debe ser en YD (estrella en media tensión aterrizada) sólo si existe inyección. De otro modo, es decir, si además existe un consumo asociado, se debe conectar en DY (delta en MT).

La norma establece exigencias específicas con respecto al estado de ciertos equipos, condiciones de operación y otros, como:

- Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión
- Dispositivo de sincronización
- Instalaciones de control y medida
- Instalaciones de protección
- Comportamiento en estado normal en la red de MT
- Comportamiento en estado de alerta en la red de MT
- Calidad de servicio del PMGD
- Operación en isla

Pruebas.

Existen pruebas para ambas etapas de la conexión:

Antes de la conexión: Hay de tres tipos. Entre las primeras se cuentan las de diseño, que se aplican a los equipos y están referidas a la respuesta en tensión y frecuencia, sincronización, prueba integral a la conexión, formación fortuita de isla, limitación de la inyección DC, armónicas. En segundo lugar se cuentan las de la instalación de la conexión que consiste en verificaciones de la puesta a tierra, interruptor de acoplamiento, medidores y sistemas de protección.

Después de la conexión: Se tienen en primer lugar las pruebas de puesta en servicio, como las siguientes: prueba de Potencia Inversa o de Potencia Mínima, Prueba de Funcionamiento de la Formación y No formación de Isla, Prueba de Funcionamiento de la Separación del SD, Prueba de la Instalación Compensadora de Reactivos, Prueba de Funcionamiento de Operación Programada en Isla. Finalmente, las instalaciones deben someterse a pruebas periódicas de un año, orientadas a los sistemas de protecciones.

Basta decir que una vez que se han aprobado el protocolo de la puesta en servicio, se procede a la operación comercial.

El detalle de todas las pruebas y exigencias que aquí se han expuesto, se pueden encontrar en la correspondiente Norma Técnica.

2.5. Legislación medioambiental

Ley de bases del medio ambiente [12]

De acuerdo a la ley 19.300 existen instrumentos de gestión ambiental para el desarrollo previo de un proyecto que consiste en un Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Dentro de las obras susceptibles de requerir dichos procedimientos están las líneas de transmisión eléctrica y sus subestaciones además de las centrales generadoras mayores a 3[MW].

Lo anterior se puede explicar mediante la realización de un Estudio de Impacto Ambiental, el cual se realiza para proyectos que entre otros podría provocar alteraciones a la salud y el medio ambiente. Allí se describen las características del proyecto, los efectos ambientales y las medidas de mitigación.

Norma de Emisión de Grupos Electrónicos para la Región Metropolitana [13]

Existe un proyecto de normativa que regula las emisiones de los grupos electrónicos ubicados en la cuenca de Santiago los que en el último tiempo se han convertido en una fuente importante de emisiones a la atmósfera, por lo que repercuten directamente en la calidad del aire en la cuenca de Santiago. Como antecedentes se puede decir que dadas las características atmosféricas de la región y la necesidad de continuar reduciendo las emisiones de MP fino y sus precursores en la Región Metropolitana, con el objetivo de cumplir con las normas de calidad de aire fijadas para el año 2010 han desembocado en la necesidad de adoptar dicha normativa.

El Plan de Descontaminación Atmosférica de la RM – PPDA, señala que es necesario priorizar en la reducción de emisiones de Material Particulado fino y sus precursores. Es por

esto que el proyecto está dirigido especialmente a los equipos que son utilizados por las empresas para hacer recorte de demanda en horas punta. Con dicha normativa se espera una reducción de las emisiones de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Monóxido de Carbono (CO) e Hidrocarburos Totales (HCT). Sin embargo esto no se aplicaría en caso de unidades que sean utilizadas como apoyo al sistema en caso de contingencias.

La normativa hace distinción entre grupos existentes y nuevos mayores a 20 [kW]. Entre los primeros cabe destacar que existen catastros que indican la existencia de alrededor de 2500 unidades aunque se estima en 8000 su número real. Sus requerimientos según la normativa son:

Grupos existentes	Potencia	MP [mg/Nm3]	NOx [mg/Nm3]	CO [mg/Nm3]	COV [mg/Nm3]
Respaldo	Menor a 300 [kW]	45	5000	600	400
Respaldo	Mayor o igual a 300 [kW]	5	5000	600	400
Emergencia	Mayor o igual a 150 [kW]	180	No exigible	No exigible	No exigible

Tabla 2.2.- Requerimientos de emisiones para grupos electrógenos existentes

Grupos existentes	Potencia	MP [mg/Nm3]	NOx [mg/Nm3]	CO [mg/Nm3]	COV [mg/Nm3]
Respaldo	Menor a 300 [kW]	45	2900	600	400
Respaldo	Mayor o igual a 300 [kW]	5	2900	600	400
Emergencia	Toda Potencia	75	2900	600	400

Tabla 2.3.- Requerimientos de emisiones para grupos electrógenos nuevos

2.6. Resumen de conceptos

Hasta el momento se han visto generalidades relacionadas con los diferentes medios de generación pequeños. Sin embargo, a grandes rasgos se pueden distinguir algunas diferencias sustanciales tomando como modelo el reglamento para PMG y MGNC y la ley eléctrica. Además tomando en cuenta a los medios convencionales se puede establecer un panorama de cómo sería implementar dichos medios, lo cual se observa a continuación:

	PMGD (Entre 0 y 9 MW)	PMG (Entre 0 y 9 MW)	MGC y MGNC Entre 9 y 20 MW
MGNC	Exento de peaje troncal	Exento de peaje troncal	Parcialmente exento de peaje troncal
	Conectado a distribución	Conectado a transmisión	Conectado a transmisión
	Autodespacho	Opta a autodespacho	Despacho coordinado por CDEC
	Conflictos a SEC	Conflictos al Panel de Expertos	Conflictos al Panel de Expertos
MGC	Paga peaje troncal	Paga peaje troncal	Paga peaje troncal
	Conectado a distribución	Conectado a transmisión	Conectado a transmisión
	Autodespacho	Opta a autodespacho	Despacho coordinado por CDEC
	Conflictos a SEC	Conflictos al Panel de Expertos	Conflictos al Panel de Expertos

Tabla 2.4.- Comparación entre diferentes medios de generación pequeña

2.7. Conclusiones

El régimen que se puede observar en Chile con respecto a los Pequeños Medios favorece ampliamente a los que hacen uso de las ERNC. Sin embargo, se tienen algunos tópicos que hacen que de todas maneras sea preferencial la venta de electricidad en base a este tipo de tecnologías o a otras que no necesariamente son renovables (específicamente térmicas):

- Opción de venta de la energía a precio de nudo o a costo marginal. Paralelamente la potencia se vende al respectivo valor estabilizado. Todo esto por cuatro años.
- Participación en las transferencias de energía y potencia del CDEC respectivo independientemente de su tipo de despacho.
- Opción de régimen de autodespacho.
- Si existe suministro al sistema, PMGD no paga peajes de distribución, lo que no ocurre si suministra a clientes libres.

Esto es a grandes rasgos. Para ver la disponibilidad de uso de generadores pequeños queda por evaluar si es conveniente utilizar PMG o PMGD en razón de la existencia de redes de transmisión o distribución, opción de autodespacho, regalías en caso de ser MGNC, etc.

3. Experiencia Internacional

3.1. Introducción

En este capítulo se analiza cuál es la situación actual de los Pequeños Medios de Generación en el mundo. Para ello, se verifican distintas legislaciones que se relacionan con la realidad chilena, en la cual podrían sentarse precedentes en cuanto a la aplicación de ciertos criterios a la hora de invertir u operar con las tecnologías y legislaciones afines.

Para lo anterior, se hace un recorrido por la realidad a nivel global, es decir, cuáles son las tendencias a nivel mundial, qué están haciendo los países desarrollados, la obsolescencia de ciertas tecnologías, etc.

Finalmente se recurre a analizar en profundidad algunas legislaciones que tengan elementos que pudieran aplicarse en el país. Para ello, se recurre a mercados como el español, que si bien es cierto, aplicaron las medidas liberalizadoras mucho después de Chile, tiene normativas específicas en cuanto al trato de la producción de energía. Otras realidades a estudiar son las de dos países latinoamericanos, con realidades parecidas a Chile en cuanto a la realidad geográfica (Colombia) y actores en el sector eléctrico (Ecuador).

3.2. Mercado Eléctrico Español

3.2.1. Características generales

El sector eléctrico español ha sufrido un proceso de liberalización que fue promovido por la Unión Europea, a partir del año 1998. Previo a las modificaciones, España se caracterizaba entre otras cosas por poseer un mercado en el cual la propiedad pública y privada era dominada mayoritariamente por Endesa (cerca de un 90%), integración vertical generación-distribución de energía eléctrica y despacho coordinado centralmente (sujeto a restricciones de política energética). A pesar de los cambios experimentados, desde mucho antes se habían adoptado medidas para la progresiva implementación de las políticas adecuadas. En efecto, ya en 1997 se creó la ley que estableció la separación entre las actividades del rubro: Producción, comercialización, transporte y distribución. Las dos primeras actividades no están reguladas, aunque se desarrollan en régimen de libre competencia y están sometidas a autorización administrativa. Las empresas eléctricas se vieron obligadas a separar contable y jurídicamente dichas actividades. Además, a diferencia de Chile, existen las figuras separadas de Operador del Sistema y Operador de Mercado. [14]

La normativa en la cual se basa el funcionamiento del sector eléctrico es la Ley 54/1997, la cual define el negocio en sí. Dicha ley se ha modificado de acuerdo a adaptaciones que ha tenido que sufrir el país debido a disposiciones del Parlamento Europeo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (2007). Ésta es complementada con algunas normas de desarrollo, entre otras:

- Real Decreto 2019/1997 por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 6/1999 de Medidas Urgentes de liberalización e incremento de la competencia.

- Real Decreto 1955/2000 por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. [15]

Producción

Con respecto a la producción en sí, se han totalizado valores como los mostrados en las tablas 3.1 y 3.2 correspondientes a los balances de energía y potencia, respectivamente, lo que demuestra la gran cantidad de demanda potencial que tiene este mercado. De hecho la mayor demanda de potencia horaria el 2008 fue de 42.961 MW. Dichos balances incluyen régimen ordinario y especial (de lo que más adelante se tratará en profundidad) e intercambios con otros países.

	Sistema peninsular GWh	Sistemas extrapeninsulares GWh	Total nacional GWh
Hidráulica	21.428	0	21.428
Nuclear	58.973	0	58.973
Carbón	46.275	3.372	49.647
Fuel/Gas	2.378	8.313	10.691
Ciclo Combinado	91.286	4.243	95.529
Total Régimen ordinario	220.340	15.928	236.268
Consumos en generación	-8.338	-920	-9.258
Hidráulica	4.416	2	4.418
Eólica	31.393	384	31.777
Otras renovables	7.183	463	7.646
No renovables	23.308	6	23.314
Total Régimen especial	66.300	855	67.155
Generación neta	278.302	15.863	294.165
Consumos en bombeo	-3.731	0	-3.731
Intercambios Internacionales	-11.040	0	-11.040
Demanda b.c.*	263.531	15.863	279.394

Tabla 3.1.- Balance de Energía 2008 España [16]

* Corresponde a lo que sale en bornes de las máquinas.

	Sistema peninsular MW	Sistemas extrapeninsulares MW	Total nacional MW
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.716	0	7.716
Carbón	11.359	510	11.869
Fuel/Gas	4.418	2.751	7.169
Ciclo Combinado	21.675	1.392	23.067
Total Régimen ordinario	61.825	4.654	66.479
Hidráulica	1.979	1	1.980
Eólica	15.874	144	16.018
Otras renovables	4.069	216	4.285
No renovables	7.132	41	7.173
Total Régimen especial	29.054	402	29.456
TOTAL	90.879	5.056	95.935

Tabla 3.2.- Balance de Potencia 2008 España [16]

Además se puede observar de manera cualitativa el aporte de las diferentes fuentes de energía de acuerdo a su potencia instalada:

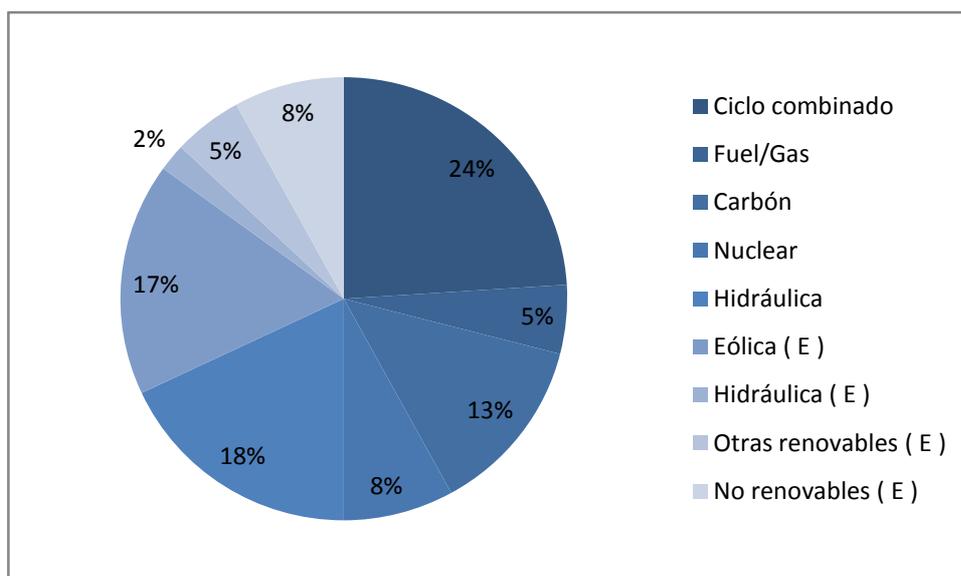


Figura 3.1.- Porcentaje de Potencia instalada en España.

3.2.2. Regímenes de producción

De acuerdo a la normativa española, existen dos regímenes de producción de electricidad, tendientes principalmente a caracterizar las nuevas tecnologías de carácter limpio: el régimen especial y el régimen ordinario.

El Real Decreto 661/2007 regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, la cual consiste en la generación en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable como las siguientes:

- Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
 - Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
 - Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
 - Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.
- [17]

El resto de las formas de producción están incluidas en el régimen ordinario, es decir, hidroelectricidad a gran escala, todas las formas de termoelectricidad a base de combustibles fósiles e instalaciones de energía renovable mayor a 50 MW (estas últimas con algunas facilidades jurídicas y económicas sobre el resto).

3.2.3. Comercialización

Quizás la mayor particularidad del mercado eléctrico español es la importancia que se da al rubro de la comercialización. En este caso, consiste en la compra y venta de energía eléctrica. Los comercializadores pueden adquirir la energía en el mercado diario e intradiario, en el

mercado a plazo, a generadores tanto del régimen ordinario como del régimen especial y a otros comercializadores. Por otro lado pueden vender energía bien a los consumidores mediante la libre contratación, bien directamente al mercado diario e intradiario, en el mercado a plazo y a otros comercializadores. [17]

Para mayor claridad con respecto a algunos conceptos relevantes, puede decirse que el mercado diario es en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. En tanto el mercado intradiario tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario. [16]

Está definida también la figura de contratos bilaterales, en la cual productores, autoprodutores, agentes externos, distribuidores, comercializadores, consumidores o representantes de cualquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción pueden formalizar contratos con entrega física de suministro de energía eléctrica. [16]

Además se realizan intercambios internacionales por parte de los comercializadores que actúan como sujetos que realizan estas operaciones. Existe interconexión con Francia y Portugal. [16]

3.2.4. Estado de los PMG y PMGD en el mercado eléctrico español

El paralelo que se puede mostrar entre los llamados PMG y PMGD de Chile y la realidad española es la consideración de observar el llamado régimen especial. Como se ha observado, existen consideraciones de tamaño para discriminar entre instalaciones de un tipo u otro. La diferencia radica en que en la realidad nacional se hace una distinción entre medios de generación no convencional (MGNC), por lo que un PMG o PMGD puede pertenecer a esta categoría.

Sin embargo, al igual que en Chile, no se puede considerar la producción de electricidad mediante grupos Diesel como de régimen especial, más bien ordinario ya que no se trata explícitamente en la legislación española. El detalle de los grupos que están registrados como motores de respaldo en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio son los siguientes:

Nombre de la unidad de producción	Potencia instalada en MW
Torrecilla III Grupo 1	0,8
Torrecilla III Grupo 2	0,8
Cachina	2
Central Provisional, Grupos electrógenos, Puerto BCN	6,25
Central para el suministro a la empresa Danone	6,25
Central para el suministro al C. Comercial Bonaire	16,25
Central para el suministro al C. Comercial Heron City	6,25
Grupo 1 Central provisional Pinto	1
Grupo 2 Central provisional Pinto	1
Grupo 3 Central provisional Pinto	1
Grupo 4 Central provisional Pinto	1
Sector 13-I Riba Roja	12,6
TOTAL	55,2

Tabla 3.3.- Motores Diesel usados como generación de respaldo en el registro del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. [17]

3.2.5. Estado de los autoprodutores en el mercado eléctrico español [18]

La legislación española define a los autoprodutores de energía eléctrica como aquellas personas físicas o jurídicas que generan electricidad fundamentalmente para su propio uso bajo dos condiciones:

- Si autoconsume al menos, el 30 % de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW
- Si autoconsume al menos, el 50% si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.

Tanto los autoprodutores como los productores en régimen especial deben llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean.

Los autoprodutores podrán incorporar al sistema su energía cuando la misma tenga por objeto abastecer a sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales, cuando su participación sea mayoritaria, debiendo abonar los costes permanentes del sistema, en la proporción que reglamentariamente se determine, cuando dicho abastecimiento exija el uso de redes de transporte o distribución. Si realizado dicho abastecimiento, estos autoprodutores tuvieran energía excedentaria, la misma habrá de someterse a lo establecido para el régimen ordinario en la respectiva Ley, salvo que su producción se realice en régimen especial.

3.3. Mercado Eléctrico de Ecuador

3.3.1. Descripción del sector

Al igual que la mayoría de las economías del mundo, Ecuador tuvo que regular las actividades del sector eléctrico y restar intervención del Estado, que se limita a regular, normalizar y controlar el servicio, mientras que los proyectos de generación y distribución pasan a manos del sector privado. Por esta razón, en octubre de 1996 entró en vigor la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Registro Oficial n. ° 43). Existen antecedentes en el país de este tipo de concesiones al sector privado, ya que en Guayaquil la Empresa Eléctrica del Ecuador (Emelec) maneja desde hace setenta años la distribución de energía eléctrica. La ley contempla la siguiente estructura institucional:

- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec): Es una entidad que no ejerce actividades empresariales; se encarga de elaborar los planes para el desarrollo de la energía eléctrica y de regular el sector
- Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), cuya misión es administrar las transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico mayorista; sus miembros son todas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los grandes consumidores
- Empresas de generación
- Empresa de transmisión: Operada por Transelectric S.A

- Empresas de distribución y comercialización.

En cuanto a los nuevos proyectos de generación, el Conelec licitará públicamente a los inversores nacionales y extranjeros la construcción y la operación de los nuevos proyectos; por su parte, el sector privado podrá también proponer otros proyectos. La construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos requerirá sólo de un permiso concedido por el Conelec; las centrales podrán ser tanto para autogeneración como para prestar un servicio público.

En el mercado libre los generadores podrán vender energía eléctrica en contratos a plazo o en el mercado ocasional, así como exportar los excedentes que se pudieran ocasionar. Los distribuidores y los grandes consumidores podrán pactar de forma privada unas tarifas diferentes a las fijadas por el Conelec.

En la actualidad, la distribución de energía eléctrica se realiza a través del Sistema Nacional Interconectado, que permite llevar la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas hasta todas las regiones del país; se entrega potencia y energía en bloques a diferentes empresas eléctricas. [19]

3.3.2. Funcionamiento del mercado eléctrico [20]

Como se mencionó anteriormente, la administración del mercado eléctrico mayorista está a cargo del CENACE, que se encarga de la operación técnica y económica. Esta entidad es la encargada de coordinar las acciones de todos los agentes del sistema de forma que la operación sea segura.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por generadores, una empresa de transmisión, distribuidores y los consumidores. Las transacciones que se realizan en este mercado son de dos tipos:

- Ventas en el mercado spot: También llamado ocasional. Esta es la instancia en que los generadores venden energía y el resto de los actores (generadores, distribuidores y grandes consumidores) compran. Las ventas que realizan los generadores son las que resultan de la generación de las unidades que despache el Cenace. Por otro lado, las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije este organismo. Todo esto se realiza para cada período horario, sobre la base del costo marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.
- Contratos a plazo: Estos contratos a plazo son los que se acuerdan libremente entre generadores y grandes consumidores o entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año. Éstos deben ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Cenace. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores y otros actores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Modos de entrega de energía

La distribución o entrega de energía a los clientes se realiza a través las subestaciones y líneas de transmisión de y por medio de las empresas distribuidoras. Los clientes que reciben esta energía se clasifican en forma general en 2 grandes grupos: Clientes Regulados, que son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario y Clientes No Regulados, que son aquellos cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe; estos contratos se los conoce también como de libre pactación.

Un resumen esquemático de lo que representa el mercado eléctrico mayorista, se observa a continuación:

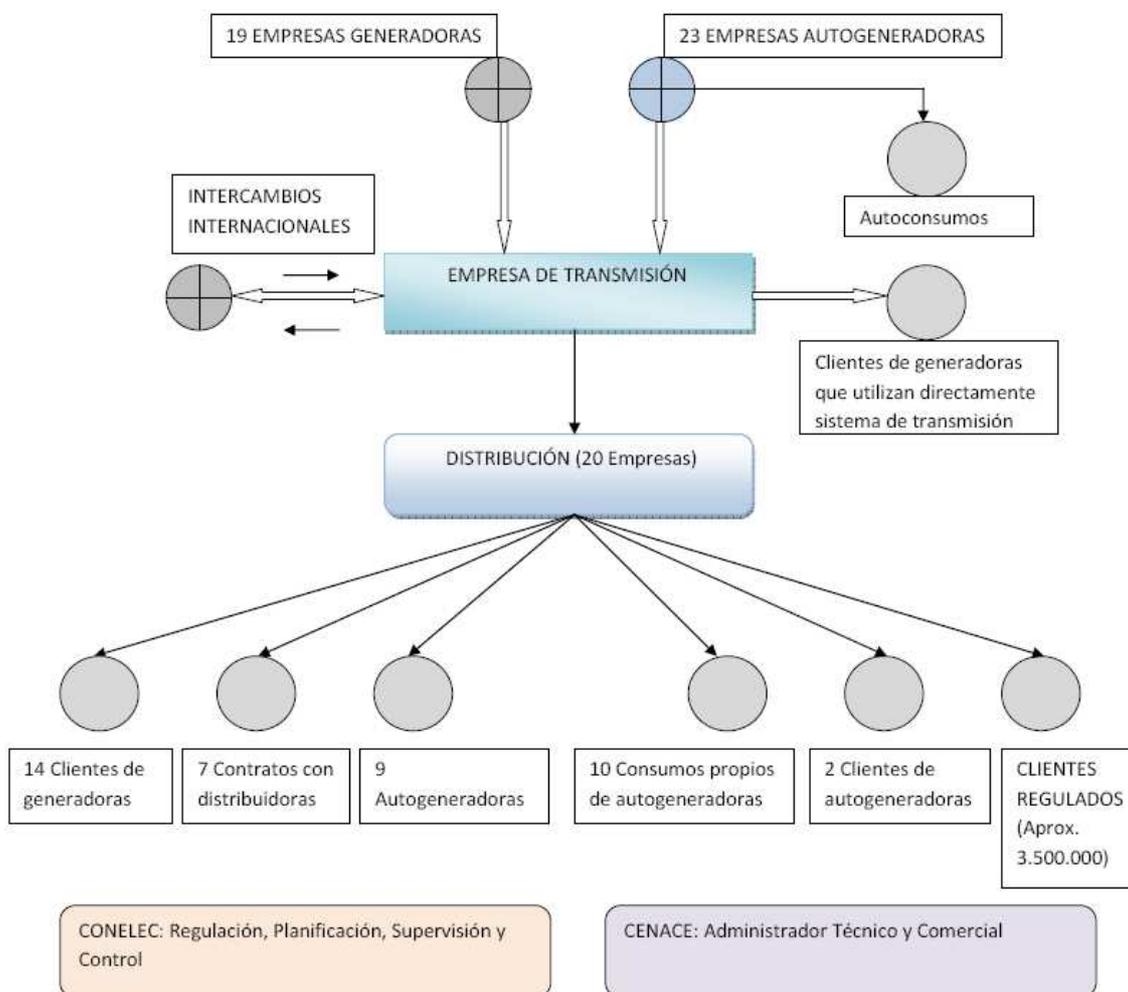


Figura 3.2.- Conformación del mercado eléctrico ecuatoriano. [21]

3.3.3. Relación con la generación pequeña

No existe en Ecuador un reglamento o normativa específica con respecto a los PMG o PMGD. Sin embargo, esto se podría encuadrar en dos ámbitos específicos de su industria, uno

que data de largo tiempo como la autogeneración y otro de desarrollo reciente como son las energías renovables. Se van a analizar estos dos puntos.

Autoprodutores [22]

A diferencia de Chile la autoproducción representa un porcentaje relevante de la matriz energética, por lo que está un poco más desarrollada la legislación. La venta de los excedentes de autoprodutores ya está consignada en la Ley de Régimen del Sistema Eléctrico. Sin embargo la regulación de la autogeneración está descrita en la “Regulación Conelec 001/02”. Aquí se define el autoprodutor como un “productor independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados”. Se definen también los consumos propios como “la demanda de potencia y energía de la instalación o instalaciones de una persona natural o jurídica que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa autoprodutora”.

Con respecto a los autogeneradores se puede decir que existen de tres tipos contemplados:

- Autoprodutores con consumo propio conectado directamente a la barra del generador sin pasar por las redes de transmisión o distribución (aislado)
- Autoprodutores con consumo propio conectado directamente a la barra del generador con sus excedentes que pasan por las redes de transmisión o distribución
- Autoprodutores con consumo propio conectado en otros puntos del sistema con sus excedentes que pasan necesariamente por las redes de transmisión o distribución

La energía excedentaria puede igualmente participar en el mercado spot y a través de contratos con grandes consumidores al igual que otros regímenes. Esto permitiría, ante una eventualidad de falta en el suministro de electricidad en las centrales autoprodutoras, solicitar la compra de ésta en caso de que no pueda satisfacer sus necesidades, de la misma manera como lo haría un gran consumidor. Otra de las características del negocio de autoproducción es que debido a la geografía del país se cuenta con algunos sistemas no incorporados a la red interconectada, por lo que los autoprodutores realizan una labor relevante en este ámbito, vendiendo su electricidad cuando se es requerido de la misma forma que lo hace en el mercado mayorista.

Están contemplados pagos por potencia por el hecho de vender sus excedentes al MEM como un agente más. Además se tiene la obligación de pagar por el uso de las redes de transporte y distribución del Sistema Nacional de Transmisión o al propietario de la línea.

Energías renovables y generadores pequeños

El desarrollo de éstos es menor, por lo que se tienen sólo algunas consideraciones. En cuanto al fomento de las energías renovables (que van hasta los 10 MW en centrales de pasada y hasta los 15 MW en otras formas como biomasa, eólica, solar) se tiene un despacho preferente por estas centrales. Si se supera el 2% de producción en este tipo de generación en relación a la matriz total, los excedentes se toman según lista de méritos. En cuanto a los precios de la energía, éstos son fijados por la autoridad por 12 años, sólo para centrales que operan desde antes del 2009. Para el resto, la autoridad fija los precios por períodos relativos. No se

reconocen pagos por potencia y se paga un peaje por concepto de transporte a un precio fijo.[23]

Para centrales menores a 1 MW, se debe comercializar única y exclusivamente al distribuidor que tenga como zona de concesión el área donde se encuentra emplazada la central, sean autogeneradores o no.

3.4. Mercado Eléctrico Colombiano

3.4.1. Descripción general del mercado [24]

Como todas las legislaciones de América Latina, hubo un cambio con respecto a la visión del negocio energético a principios de los años noventa. Es por eso que la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado.

El sector eléctrico de Colombia se basa en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-.

Una visión de lo que representa a grandes rasgos el mercado, se puede observar en el esquema mostrado en la figura 3.3, donde se representan los diferentes actores que influyen en el funcionamiento del negocio eléctrico colombiano.

Restricciones

Existen algunas restricciones al negocio de la electricidad, principalmente motivadas por el hecho de querer evitar monopolios, por lo que se tiene lo siguiente:

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).
- Ninguna empresa de generación puede adquirir participaciones o propiedades o hacer fusiones o integraciones si, resultante de la operación, queda con una participación superior al 25%.

La participación en la actividad de generación se mide con base en el ENFICC (Energía en firme anual para el cargo por confiabilidad = Máxima energía eléctrica que es capaz de entregar un generador continuamente, en condiciones de baja hidrología, durante un año). La participación de una empresa es la suma del ENFICC de sus plantas dividido por la sumatoria del ENFICC de todas las empresas de generación. Adicionalmente se calcula el indicador IHH como la sumatoria del cuadrado de las participaciones (Porcentaje de participación multiplicado por 100).

Si el porcentaje de participación está entre el 25 y el 30% e $IHH > 1800$ la empresa generadora tendría vigilancia especial de la SSPD. Si el porcentaje de participación es superior al 30% e $IHH > 1800$ la empresa generadora deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación sea inferior a este límite.



Figura 3.3.- Principales actores del negocio eléctrico de Colombia. [24]

Actores relevantes del sistema

Con relación al mercado, el marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías: Usuarios Regulados y No Regulados. La diferencia básica entre ambos, se relaciona con el manejo de los Precios o Tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad. Mientras en el primer caso, las Tarifas son establecidas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria, en el segundo caso los Precios de venta son libres y acordados entre las partes.

Otros actores relevantes son los transmisores, que se dividen en dos grupos: Sistema de Transmisión Nacional o STN (sistema de transmisión de energía eléctrica que opera a tensiones iguales o superiores a 220 kV) y los Sistemas de Transmisión Regional o STR (Sistema de transmisión compuesto por redes regionales de transmisión que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local). Juntos conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que además incluye las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

3.4.2. Generación de electricidad [25]

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y a carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. Las unidades están conectadas al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

- **Generadores**

Los agentes a los que se les denomina genéricamente Generadores, son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

- **Plantas Menores**

Las Plantas Menores son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la Resolución CREG - 086 de 1996.

- **Autogeneradores**

Se define como Autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. La reglamentación aplicable a estos agentes, está contenida en la Resolución CREG - 084 de 1996.

- **Cogeneradores**

Se define como Cogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración y que puede ser o no, el propietario del sistema de Cogeneración. Entendiendo como Cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la resolución CREG - 085 de 1996.

Capacidad de Generación

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional -SIN- a diciembre 31 de 2008 alcanzó un valor de 13,456.8 MW, 78 MW más que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 63.4% del total de la capacidad efectiva del SIN, la térmica el 32.3% y menores y cogeneradores el 4.2%.

Tipo de recurso	MW	%
Hidráulica	8.525,0	63,4%
Térmica	4.343,0	32,3%
Gas	2.757,0	
Carbón	967,0	
Otros	619,0	
Menores	564,2	4,2%
Hidráulica y térmica	545,8	
Eólica	18,4	
Cogeneradores	24,5	0,2%
Total SIN	13.456,7	100,0%

Tabla 3.4.- Capacidad Efectiva Neta (MW) año 2008

3.4.3. Producción como Plantas Menores en Colombia [26]

Las plantas menores, es decir, las que tienen como tope los 20 MW de producción, se manejan según la potencia de sus plantas, que se dividen en dos tipos:

Capacidad efectiva menor a 10 MW: No tienen acceso al Despacho Central (es decir, no participan en el Mercado Mayorista de Electricidad). Pueden vender su energía según tres tipos de comercialización:

- Venta a comercializadora sin convocatoria pública. No debe existir relación económica entre comprador y vendedor y se vende la energía al precio que se transa en la respectiva bolsa (horario) menos un peso colombiano por kWh
- Venta a comercializadora con convocatoria pública
- Venta a diferentes agentes como generadores o comercializadores que destinen la producción a satisfacer la demanda de usuarios no regulados a precios pactados libremente.

Capacidad efectiva mayor o igual 10 y menor a 20 MW: Se puede optar por participar del Despacho Central, en cuyo caso se realiza una participación en el Mercado Mayorista en la forma clásica como se establece en la reglamentación. En caso contrario, se realiza la comercialización del mismo modo que se hace con las plantas menores a 10 MW.

Condiciones de acceso y otros

Cuando se ha optado por la forma en cómo se realiza el proceso de comercialización, se debe tomar en cuenta todas las condiciones para el acceso a las redes. Cualquiera sea el

transportador (STN, STR, Sistemas Locales de Distribución), se deben asegurar ciertas condiciones para el transporte, como la entrega de información técnica por parte de las empresas de redes eléctricas a los propietarios de las plantas menores.

Se dan casos especiales referidos al suministro de Usuarios No Regulados, en la cual se debe asegurar el suministro para respetar los contratos. Para ello, se requiere un acceso al uso de un servicio de respaldo por parte de los generadores, al que se accede mediante un contrato con un comercializador, cuya demanda debe ser igual a la convenida entre el generador y el usuario no regulado. Las tarifas para este servicio son acordadas libremente por las partes involucradas y pueden tomar en cuenta cargos como uso de los sistemas de transmisión, pérdidas, etc.

3.4.4. Autogeneradores en Colombia [27]

En Colombia el régimen de autoproducción es válido sólo si satisface sus propias necesidades, por lo que no se relaciona con una venta excedentaria a otros actores del sistema.

Existe una clasificación para los autogeneradores, la cual depende del usuario beneficiado:

- Autogenerador Usuario Regulado: Esto se aplica a consumos de usuarios regulados, es decir, si su demanda máxima es igual o menor al límite de potencia establecido (0.5 MW para potencia y 270 MWh al mes en energía).
- Autogenerador Usuario No Regulado, en caso contrario.

Al igual que en plantas menores se deben cumplir ciertas condiciones para que el autogenerador comience su funcionamiento. Primero, se debe asegurar la entrega de información técnica por parte de las empresas de transmisión.

Sistemas de respaldo

Además se pueden suscribir contratos con las comercializadoras para uso de respaldo en caso de no satisfacer la demanda del cliente. Hay que recordar que la única utilización de las redes de distribución y transmisión para este régimen tiene que ver con el uso para estos sistemas de respaldo. En este caso, se tienen las mismas formas de actuar que las descritas con los generadores pequeños.

Otro aspecto relevante es el de las tarifas para los servicios de respaldo, ya que como se tienen dos tipos de usuarios, se aplica lo siguiente:

- Para autogenerador Usuario Regulado: Las tarifas son reguladas también en este aspecto.
- Para autogenerador Usuario No regulado: Al igual que en plantas menores, las tarifas son acordadas libremente por las partes involucradas y pueden tomar en cuenta cargos como uso de los sistemas de transmisión, pérdidas, etc.

Excepciones

A pesar de no participar de la venta de excedentes de energía y potencia a terceros, se pueden realizar transacciones de manera parcial o total sólo en casos de racionamiento eléctrico, lo

que significa que pueden utilizar las redes STN, STR y de distribución para vender energía a la Bolsa en los términos comerciales que se definan en el respectivo estatuto.

3.5. Conclusiones

Se pueden sacar varias cosas en limpio después de haber analizado cada una de las alternativas. Al plantear inicialmente que la idea es buscar ideas en otras legislaciones cómo debería plantearse en Chile el hecho de implementar los PMG y PMGD, se observó que en España se tienen regímenes de autoproducción acordes al tamaño que se puede implementar a nivel local. En este caso se tienen condiciones como el autoconsumir al menos el 30% de lo generado. Para Ecuador y Colombia no existen límites aparentes, de hecho en el primer caso existen plantas de tamaño considerable tomando en cuenta la geografía que no permite conexiones entre ciertos lugares. Para Colombia sólo está establecida la diferenciación entre consumidores que aprovechan el recurso, lo que redundará en distintas tarifas de electricidad.

En el caso de otros regímenes cabe destacar los siguientes:

- España: Régimen especial, el cual permite la conexión de generación pequeña abocándose a las fuentes renovables. Para el caso de producción térmica se tiene solamente producción en régimen ordinario.
- Ecuador: Se tiene un despacho preferente por las unidades pequeñas que posean fuentes renovables con tamaños menores a 15 MW en solar, eólica y 10 MW en pequeña hidroelectricidad. Para generadores menores a 1 MW sean del combustible que sean, deben vender a distribuidoras.
- Colombia: Régimen de Plantas menores hasta 20 MW con libertad de venta a diferentes clientes y seguridad de abastecimiento mediante sistemas de respaldo.

Lo anterior comprende regímenes excedentarios que vale la pena analizar cuál sería la mejor alternativa para implementar en Chile. Claramente quedan cosas por hacer y analizar bajo qué condiciones es apropiado para un gran consumidor adoptar cuál alternativa utilizar. Se tienen alternativas cada vez más atractivas para utilizar generación pequeña pero cuesta aún implementar la autoproducción.

4. Descripción de la generación actual y futura

4.1. Introducción

En este capítulo se hace un recuento de todos los datos relevantes para tener en cuenta en el análisis técnico-económico que se realizará más adelante. El orden de esta parte está condicionado por cada una de las divisiones en estudio, donde se toman en consideración los siguientes aspectos:

- Descripción general: Se incluye un perfil de la ubicación geográfica de las faenas y una reseña de las labores realizadas en cada una de ellas.
- Descripción del sistema eléctrico: Datos desagregados por los siguientes ítems:
 - Consumos: Tamaño de las demandas tanto actuales como proyectadas.
 - Sistema de transmisión: Conexión de las divisiones con el resto del sistema.
 - Generación de respaldo: Tamaño de los motores Diesel que están emplazados en las instalaciones.

Lo anterior interesa tanto en las condiciones actuales como en la evolución de la demanda, lo que a la larga representa un cambio en la generación y posibles nuevas líneas de transmisión.

4.2. Anglo American Chile [28]

Anglo American Chile es una empresa minera dedicada a la explotación, procesamiento y comercialización de cobre en cátodos, ánodos, blíster, cobre y molibdeno contenido en concentrados y ácido sulfúrico.

Forma parte del Grupo Anglo American y opera en Chile desde 1980. Actualmente está conformada por 5 divisiones productivas en cuatro regiones del país, una oficina central en Santiago y la unidad de exploraciones mineras Anglo American Exploration Division, responsable de las actividades de exploración del Grupo en Sudamérica. Además, posee 44% de la propiedad de Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi.

Emplea a cerca de 9.000 trabajadores, entre personal propio y contratistas.

Opera a través de tres razones sociales: Anglo American Norte S.A (Mantos Blancos y Mantoverde), Anglo American Sur S.A. (El Soldado, Chagres y Los Bronces), Anglo American Chile Ltda. (presta servicios de administración a las dos anteriores).

El Grupo Anglo American comenzó sus operaciones en Chile en 1980, adquiriendo 40% de Empresa Minera de Mantos Blancos S.A., la que explotaba el yacimiento del mismo nombre en la II Región. En 1984 se convirtió en el socio mayoritario de esta empresa.

Entre 1988 y 1992 hizo efectiva la opción de compra por el yacimiento de Mantoverde, ubicado en la III Región, el cual pasó a formar parte de Empresa Minera de Mantos Blancos S.A.

En 1996, Anglo American adquirió 44% de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo yacimiento se encuentra en la I Región.

En 2000 aumentó a 99,97% su participación en la propiedad de Empresa Minera de Mantos Blancos S.A.

En 2002, adquirió la Compañía Minera Disputada de Las Condes, integrando a sus operaciones las divisiones El Soldado, Fundición Chagres y Los Bronces.

A partir de 2004, la empresa ha puesto en práctica importantes proyectos, tales como el Desarrollo Los Bronces, la Optimización de la Fundición Chagres y el Rajo Extendido de El Soldado.

En 2007 se aprobó e inició la construcción del Proyecto Desarrollo Los Bronces.

4.3. División Mantoverde

4.3.1. Descripción general de Mantoverde [28]

Ubicación

Se encuentra ubicada en la III Región, a 56 kilómetros de la ciudad de Chañaral y a 900 metros sobre el nivel del mar.

Comprende una mina a rajo abierto, plantas de chancado e instalaciones para el procesamiento de minerales oxidados.

La División Mantoverde tiene una dotación aproximada de 824 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

Producción y Procesos Principales

Mantoverde es una mina a rajo abierto que el año 2008 produjo 62.501 toneladas de cobre fino, lo representó un 10% de lo extraído por la compañía en Chile. Al igual que todas las faenas de similares características, al momento de extraer el material y realizar el proceso de chancado se dispone en pilas que luego son tratadas por una solución de ácido sulfúrico y agua (lixiviación) para luego seleccionar el cobre mediante extracción por solventes y electro-obtención, desde donde salen los cátodos de cobre listos para su comercialización.

El diagrama simplificado del proceso se puede encontrar en el anexo “Procesos de Mantoverde”.



Figura 4.1.- Ubicación División Mantoverde

4.3.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Mantoverde

La descripción de las divisiones en general se realiza mediante la caracterización a nivel macro de sus instalaciones, es decir, no se busca entrar en detalles específicos acerca de todas las componentes del sistema.

Consumo de la división

Mantoverde posee las características de consumo que se observan en la tabla 4.1.

Consumos Projectados	Mantoverde GWh	Mantoverde MW
2009	210	24
2010	214	24
2011	218	25
2012	223	25
2013	227	26
2014	232	26
2015	236	27
2016	241	28
2017	246	28
2018	251	29
2019	256	29
2020	261	30

Tabla 4.1.- Energía y demandas máximas proyectadas para División Mantoverde

Lo anterior muestra que la división proyecta un crecimiento vegetativo anual de un 2%, lo cual es válido también para el resto de las divisiones. Esto, sin embargo no es definitivo puesto que hay en estudio que contempla la introducción de una planta de lixiviación de sulfuros, lo que incrementaría la demanda en unos 50 MW adicionales. Para el cálculo de las demandas máximas se supone un factor de carga y de utilización unitarios. Este supuesto es válido también para el resto de las divisiones. La evolución de la demanda se puede observar en la gráfica de la figura 4.2.

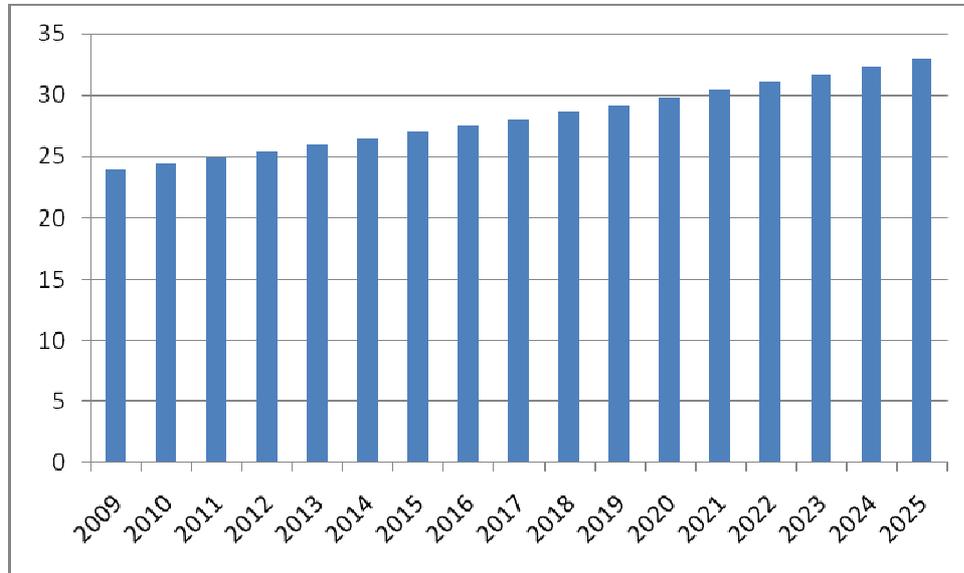


Figura 4.2.- Evolución del consumo proyectado en MW para Mantoverde

Sistema de Transmisión [29]

Mantoverde está ubicada al extremo norte del SIC. Las subestaciones que conectan el sistema con las faenas son S/E Mantoverde 110 kV y S/E Impulsión 110 kV, las que toman su camino hacia S/E Diego de Almagro 220 kV y S/E Cardones 220 kV respectivamente. El esquema que se observa en la figura 4.3 es la interconexión de las subestaciones mencionadas con el sistema troncal tomando la menor ruta eléctrica.

Las características eléctricas de las instalaciones de transmisión se pueden encontrar en las tablas 4.2 y 4.3 a manera de resumen. Para aquellas tablas, los tipos de instalación corresponden a:

- TxA: Transmisión Adicional
- STx: Subtransmisión

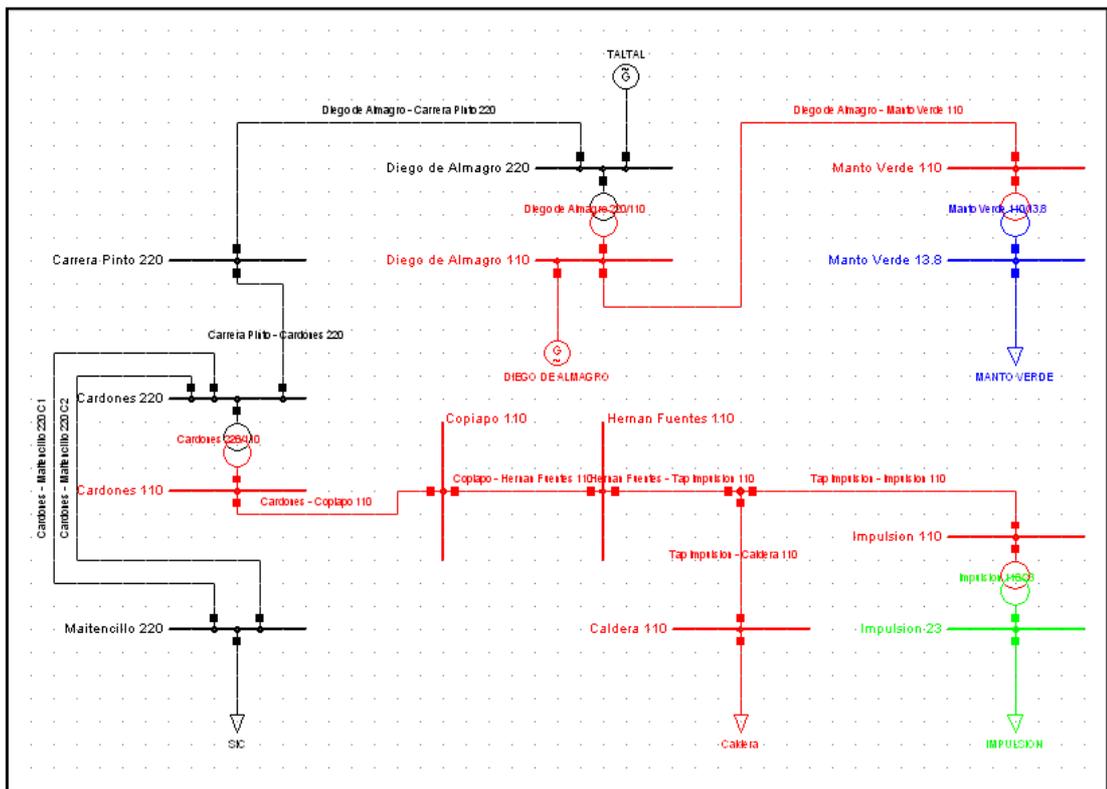


Figura 4.3.- Sistema Eléctrico simplificado División Mantoverde.

Nombre	Circuito	Propietario	Tramo		Tensión [kV]	Largo [km]	Tipo Instalación
			Extremo 1	Extremo 2			
Diego de Almagro - Manto Verde 110kV	C1	ANGLO AMERICAN MANTO VERDE	S/E Diego de Almagro	S/E Manto Verde	110	43	TxA
Tap Impulsión - Impulsión 110kV	C1	GUACOLDA	Tap Impulsión	S/E Impulsión	110	3	TxA
Hernán Fuentes - Tap Impulsión 110kV	C1	E MELAT	S/E Hernán Fuentes	Tap Impulsión	110	12,97	STx
Hernán Fuentes - Tap Impulsión 110kV	C1	E MELAT		Tap Impulsión	110	1,83	STx
Copiapó - Hernán Fuentes 110kV	C1	E MELAT	S/E Copiapó	S/E Hernán Fuentes	110	7,41	STx
Cardones - Copiapó 110kV	C1	E MELAT	S/E Cardones	S/E Copiapó	110	13,29	STx

Tabla 4.2.- Características de las líneas de transmisión que conectan Mantoverde con el sistema.

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal	Relación de Transformación y Tensiones Nominales	
		[MVA]	AT	BT
ANGLO AMERICAN MANTO VERDE	Impulsión 110/23 kV_5MVA	5	110	23
ANGLO AMERICAN MANTO VERDE	Manto Verde 110/13.8kV_16-21MVA_1	16	110	13,8
ANGLO AMERICAN MANTO VERDE	Manto Verde 110/13.8kV_16-21MVA_2	16	110	13,8

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal			Relación de Transformación y Tensiones Nominales		
		AT	MT	BT	AT	MT	BT
		[MVA]	[MVA]	[MVA]			
TRANSELEC	DAlmagro 220/110/13.8kV_120MVA_3	96	96	24	220	115	13,8
TRANSELEC	Dalmagro 220/115/13.8kV_90MVA	67	67	22	220	115	
TRANSELEC	Cardones 220/115/13.8kV_75MVA_1	60	60	10	220	115	13,8
TRANSELEC	Cardones 220/115/13.8kV_75MVA_2	60	60	10	220	115	13,8
TRANSELEC	Cardones 230/138kV_126MVA_3	126	126	80	154	110	13,8

Tabla 4.3.- Características de los transformadores de dos y tres devanados que conectan Mantoverde con el sistema.

Sistema de Generación de Respaldo

En todas las divisiones en estudio se cuenta con generación Diesel de respaldo. Para ello se cuenta con motores Diperk modelo P2000 los cuales poseen las siguientes características:

Valores de salida		
Tensión	380-415	V
Frecuencia	50	Hz
Potencia	2000	kVA
Potencia Activa	1600	kW

Tabla 4.4.- Valores de salida grupo electrógeno modelo P2000

Un detalle más específico que contiene las características técnicas de los motores utilizados puede ser encontrado en el anexo “Principales características de los motores utilizados”.

Específicamente en Mantoverde se ha contabilizado un aporte de 4,1 MW en generación de respaldo instalado en los últimos años, lo cual representa un 17% de la demanda máxima. Este es el porcentaje más alto de todas las divisiones ya que las instalaciones se encuentran en el extremo norte del SIC, la cual es una zona crítica.

4.4. División El Soldado

4.4.1. Descripción general de El Soldado [28]

Ubicación

Se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Nogales, a 132 kilómetros de Santiago y a 600 metros sobre el nivel del mar.

Comprende una mina a rajo abierto y otra subterránea, plantas de chancado e instalaciones para el tratamiento de minerales oxidados y sulfurados.

La División El Soldado tiene una dotación aproximada de 1.400 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.



Figura 4.4.- Ubicación División El Soldado

Producción y procesos principales

El Soldado produjo el año 2008 una cantidad de 6.720 toneladas de cobre contenido en cátodos y 43.071 de concentrados, lo que representa un 8% de lo obtenido en el mercado nacional por parte de Anglo American.

El proceso de obtención de cátodos es similar al realizado en Mantoverde, mientras que los concentrados se obtienen mediante un proceso de molienda, flotación, espesamiento y filtrado para luego transportar dichos concentrados a la fundición Chagres.

El diagrama simplificado del proceso se puede encontrar en el anexo “Procesos de El Soldado”.

4.4.2. Descripción del Sistema Eléctrico de El Soldado

Consumos de la división

De acuerdo a lo proyectado por la compañía, el consumo para los próximos años es el siguiente:

Consumos Proyectados	El Soldado GWh	El Soldado MW
2009	273	31
2010	278	32
2011	284	32
2012	290	33
2013	296	34
2014	301	34
2015	307	35
2016	314	36
2017	320	37
2018	326	37
2019	333	38
2020	339	39

Tabla 4.5.- Energía y demandas máximas proyectadas para División El Soldado

El Soldado no tiene proyectada expansiones derivadas de ampliaciones de las faenas mineras. La evolución en el tiempo del consumo en términos de demanda máxima se puede observar en la figura 4.5, donde se considera el crecimiento vegetativo anual del 2%.

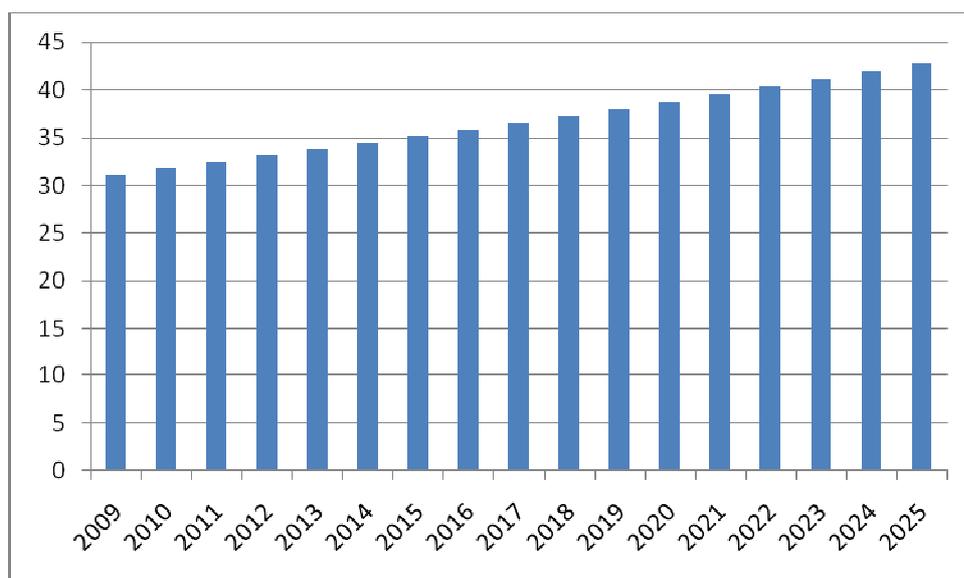


Figura 4.5.- Evolución del consumo proyectado en MW para El Soldado

Sistema de Transmisión [29]

La División El Soldado se ubica en una zona muy activa del SIC, correspondiente a las cercanías del nudo de Quillota, con gran presencia de generadores (Nehuenco, San Isidro) y consumos (Valparaíso, Santiago). El sistema eléctrico asociado a la División se conecta al sistema mediante la subestación El Cobre 110 kV. Esquemáticamente se puede apreciar en la figura 4.6, la cual tiene la particularidad de incluir el diagrama de conexión de la división Chagres, dada la cercanía con El Soldado.

Sistema de Generación de Respaldo

En la división El Soldado se contabiliza un aporte de 4 MW en generación de respaldo instalado en los últimos años, con lo que se puede suplir en la actualidad hasta un 11% de la demanda máxima de la división.

4.5. División Chagres

4.5.1. Descripción general de Chagres [28]

Ubicación

Se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Catemu, a 100 kilómetros al norte de Santiago y a 400 metros sobre el nivel del mar.

Su proceso productivo (fusión de concentrados de cobre) se realiza mediante el moderno horno flash, una tecnología que destaca por sus bajas emisiones y que hace de esta fundición la líder en materia medio ambiental en Chile.

En 2008 produjo 146.144 toneladas de cobre ánodico y 486.616 toneladas de ácido sulfúrico.

La División Chagres cuenta con una dotación aproximada de 457 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

Producción y procesos principales

El material que entra a la planta proviene principalmente de El Soldado y Los Bronces.

Primeramente el concentrado se envía a secado para luego proceder a su fusión en un horno Flash Outokumpu. Debido a las mezclas que se producen con los materiales utilizados en este proceso, se originan dos productos: Cobre refinado y ácido sulfúrico.

El cobre es refinado mediante procesos de oxidación y reducción, el cual es finalmente moldeado en placas contenedoras de ánodos de entre 280 y 420 kilogramos con una pureza de 99.6%. En tanto el ácido sulfúrico, producido por los gases del proceso, aporta hasta 1.500 toneladas diarias de material.

El diagrama simplificado del proceso se puede encontrar en el anexo “Procesos de Chagres”.



Figura 4.7.- Ubicación División Chagres

4.5.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Chagres

Consumos

La proyección de demanda para las faenas de Chagres se pueden observar a continuación:

Consumos Proyectados	Chagres GWh	Chagres MW
2009	163	19
2010	166	19
2011	170	19
2012	173	20
2013	176	20
2014	180	21
2015	184	21
2016	188	21
2017	191	22
2018	195	22
2019	199	23
2020	203	23

Tabla 4.8.- Energía y demandas máximas proyectadas para División Chagres

Se puede apreciar un crecimiento en la demanda, lo que se advierte con mayor claridad en la figura 4.8. Esto no se trata de algún proyecto de expansión sino en la evolución de la producción asociada al procesamiento de concentrados que llegan a la planta.

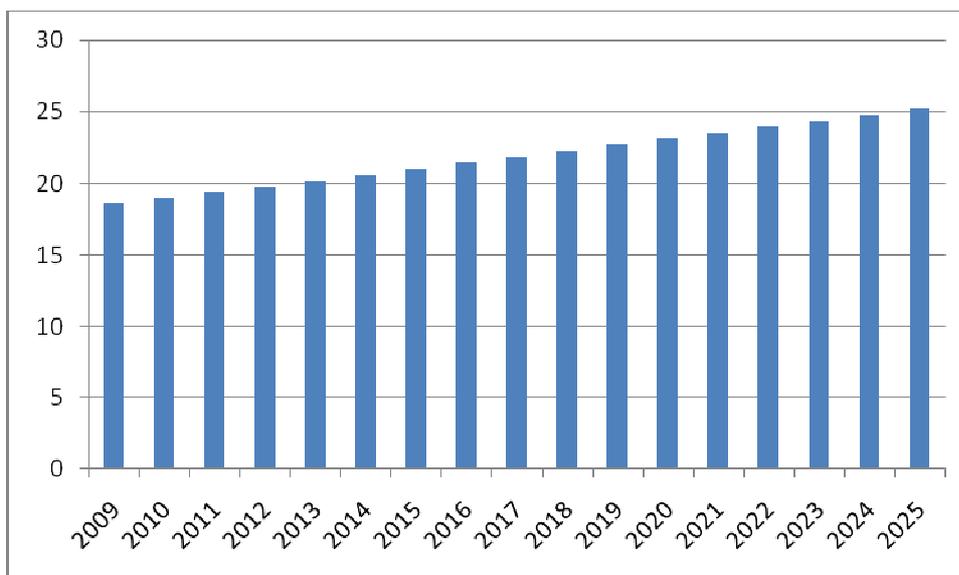


Figura 4.8.- Evolución del consumo proyectado en MW para Chagres

Sistema de Transmisión [29]

Esta división se localiza en una zona cercana a El Soldado, es decir, en la misma zona de influencia del nudo de Quillota. La conexión al SIC se realiza en la S/E Chagres 110 kV. Esto se puede apreciar con mayor claridad en la figura 4.6 que muestra además un diagrama simplificado del sistema eléctrico de la división.

Las características eléctricas de las instalaciones de transmisión se pueden encontrar en las tablas que se observan a continuación:

Nombre	Circuito	Propietario	Tramo		Tensión	Largo	Tipo Instalación
			Extremo 1	Extremo 2	[kV]	[km]	
Tap F. Chagres - F. Chagres 110kV	C1	HGV	Tap Fundición Chagres	S/E Fundición Chagres	110	0,42	TxA
Esperanza (HASA) - Aconcagua 110kV C1	C1	HASA	S/E Esperanza (HASA)	Tap Fundición Chagres	110	8,02	STx
Esperanza (HASA) - Aconcagua 110kV C1	C1	HASA	Tap Fundición Chagres	Tap San Felipe 110	110	20,52	STx
Esperanza (HASA) - Aconcagua 110kV C2	C2	HASA	S/E Esperanza (HASA)	S/E Fundición Chagres	110	8,42	STx
Esperanza (HASA) - Aconcagua 110kV C2	C2	HASA	S/E Fundición Chagres	Tap San Felipe 110	110	20,92	STx
Esperanza (HASA) - Las Vegas 110kV	C1	HASA	S/E Esperanza (HASA)	S/E Las Vegas	110	0,27	STx
San Pedro - Las Vegas 110kV C1	C1	AES GENER	Tap Pachacama	S/E Las Vegas	110	13,8	STx
San Pedro - Las Vegas 110kV C2	C2	AES GENER	Tap Pachacama	S/E Las Vegas	110	13,8	STx
San Pedro - Las Vegas 110kV C1	C1	AES GENER	S/E San Pedro	Tap Pachacama	110	16,2	STx
San Pedro - Las Vegas 110kV C2	C2	AES GENER	S/E San Pedro	Tap Pachacama	110	16,2	STx
San Pedro - Quillota 110kV	C1	AES GENER	S/E San Pedro	S/E Quillota	110	2,2	STx

Tabla 4.9.- Características de las líneas de transmisión que conectan Chagres con el sistema.

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal	Relación de Transformación y Tensiones Nominales	
		[MVA]	AT	BT
ANGLO AMERICAN CHAGRES	Chagres 110/12 kV 33MVA T11	20	110	12
ANGLO AMERICAN CHAGRES	Chagres 110/12 kV 33MVA T12	20	110	12

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal			Relación de Transformación y Tensiones Nominales		
		AT	MT	BT	AT	MT	BT
		[MVA]	[MVA]	[MVA]			
TRANSELE C	Quillota 220/115/13.8kV 150MVA 4	120	120	24	220	115	13,8
TRANSELE C	Quillota 220/115/13.8kV 75MVA 1	60	60	10	220	115	13,8
TRANSELE C	Quillota 220/115/13.8kV 75MVA 2	60	60	10	220	115	13,8

Tabla 4.10.- Características de los transformadores de dos y tres devanados que conectan Chagres con el sistema.

Sistema de Generación de Respaldo

En las faenas de Chagres se tiene instalado un total de 4 MW en generación Diesel de respaldo. Luego, lo que se puede suplir en la actualidad es hasta un 17% de la demanda máxima de la división, lo que representa una contribución de 4.1 MW. Sin embargo por condiciones de eficiencia y mantenimiento, se puede asegurar un 15% sin afectar la producción.

4.6. División Los Bronces

4.6.1. Descripción general de Los Bronces [28]

Ubicación

Se encuentra ubicada en la Región Metropolitana, a 65 kilómetros de Santiago y a 3.500 metros sobre el nivel del mar.

Los Bronces es una mina de cobre y molibdeno que se explota a rajo abierto. El mineral que se extrae es molido y transportado por un mineroducto de 56 kilómetros a la planta de flotación Las Tórtolas, en la que se produce cobre y molibdeno contenido en concentrados. Además, en la mina se produce cobre en cátodos.

La División Los Bronces tiene una dotación aproximada de 1.712 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

Actualmente, se encuentra implementando el proyecto Desarrollo Los Bronces, cuyo objetivo es aumentar su capacidad productiva.



Figura 4.9.- Ubicación División Los Bronces

Producción y procesos principales

Los Bronces es la mayor división en términos porcentuales de producción de Anglo American, obteniendo en 2008 la cantidad de 190.012 toneladas de concentrados de cobre y 43.679 de cátodos, representando un 37% de lo extraído en Chile.

Adicionalmente se extraen 2.578 toneladas de molibdeno obtenido en concentrados siendo la única división de la compañía en explotar este mineral.

Básicamente la extracción del cobre corresponde a los mismos procesos de obtención de concentrados y cátodos observados en El Soldado. La particularidad se presenta en el tratamiento del concentrado puesto que al realizar la molienda se requiere enviar el material por un mineroducto cuyo terminal se ubica en el sector de Las Tórtolas, donde se sigue con el proceso de flotación, espesamiento y filtrado, pero obteniendo además molibdeno.

Finalmente parte del material se envía directamente al mercado y el resto se procesa en Chagres. El diagrama simplificado del proceso se puede encontrar en el anexo “Procesos de Los Bronces”.

Proyecto Desarrollo Los Bronces (PDLB)

El PDLB consiste en la ampliación de la capacidad de procesamiento de mineral hacia el año 2011. Para ello se construyen nuevas instalaciones que cumplirán con ese fin, las que se detallan a continuación:

Los Bronces: El “PDLB” contempla la construcción de nuevas instalaciones de operación:

- Aceleración del actual ritmo de explotación de la mina a rajo abierto.
- Ampliación del depósito de estériles San Francisco, con un diseño que asegura su estabilidad y seguridad a largo plazo.
- Nuevos equipos mineros: Cargador frontal, pala eléctrica y 2 perforadoras, además de 9 camiones de 300 toneladas.

- Nuevas instalaciones de molienda: una molienda convencional integrada por un molino SAG de 30.000 HP, 2 molinos de bolas de 25.000 HP c/u y 2 chancadores de 1.000 HP.
- El proyecto considera sólo el uso de áreas ya intervenidas, sin afectar activos ambientales relevantes.

Sistema de Abastecimiento de Agua: El “PDLB” considera la construcción de nuevas tuberías y estaciones de bombeo en el área cordillera y en el valle.

- El agua adicional que requiere el proyecto se obtiene mediante reasignación de usos actuales y recirculación de agua de proceso desde el tranque de relaves Las Tórtolas.
- En el sector San Francisco, el proyecto no incluye modificaciones a las actuales instalaciones.

Sistema de Transporte de Pulpa (STP): El “PDLB” incluye una nueva tubería para el transporte de la pulpa de mineral entre la mina en la zona cordillerana y la planta concentradora ubicada en el sector de Peldehue.

- Nuevo mineroducto, paralelo al actual, para el transporte del mineral adicional procesado. El trazado aprovechará al máximo las plataformas actuales. Además se reforzarán los controles operacionales y las medidas de seguridad.

Las Tórtolas: El “PDLB” considera la ampliación de la planta de procesamiento de cobre y molibdeno y del tranque de relaves Las Tórtolas, en la comunas de Colina y Til Til.

- Nuevos módulos de flotación a un costado de la planta concentradora existente.
- Nuevo galpón de almacenamiento de concentrado de cobre.
- Ampliación gradual del tranque de relaves desde 1.000 a 1.900 M ton de capacidad. Aumento de 50 m. en la cota de llenado final e incorporación de 3 nuevos muros perimetrales.
- Instalación de nuevos pozos de monitoreo de aguas, sistemas de drenaje y control de filtraciones.
- Robustecimiento del sistema de recuperación de agua.

4.6.2. Descripción del Sistema Eléctrico de Los Bronces

Consumos

La división Los Bronces de Anglo American Chile tiene la siguiente proyección en los consumos:

Consumos Proyectados	Los Bronces GWh	Los Bronces MW
2009	884	101
2010	1.010	115
2011	1.661	190
2012	1.746	199
2013	1.969	225
2014	2.008	229
2015	2.049	234
2016	2.089	238
2017	2.130	243
2018	2.172	248
2019	2.213	253
2020	2.262	258

Tabla 4.11.- Energía y demandas máximas proyectadas para División Los Bronces

Se puede notar que existe un cambio gradual en el tamaño de los consumos. Esto se debe a la puesta en marcha del Proyecto Desarrollo Los Bronces, lo que se puede observar en la figura 4.10.

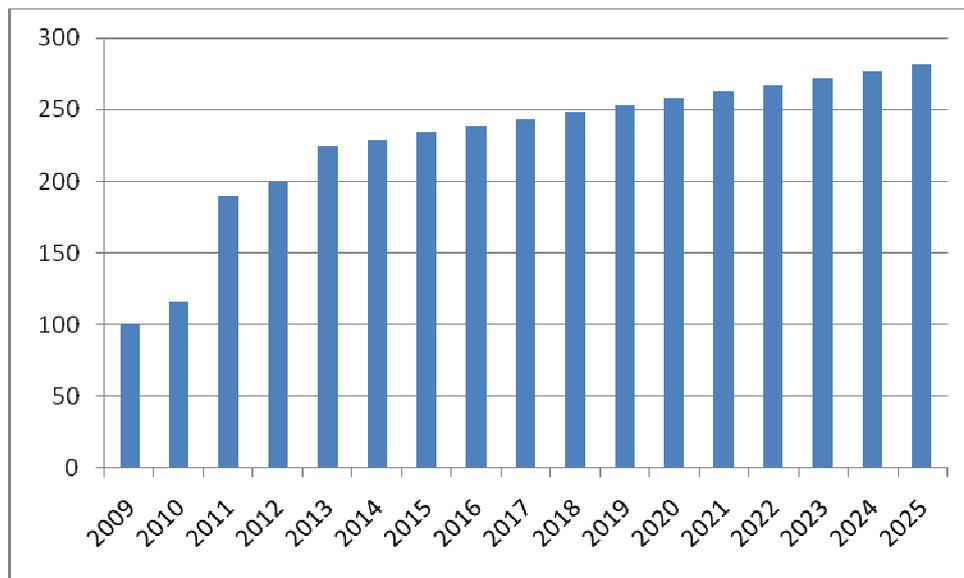


Figura 4.10.- Evolución del consumo proyectado en MW para Los Bronces

Sistema de Transmisión Actual y Proyectado [29]

Los Bronces está ubicada en las cercanías de Santiago. El nudo correspondiente a la conexión con el sistema corresponde a Polpaico 220 kV. Existe una variedad importante de consumos, al ser la división más importante en cuanto a tamaño se refiere de la compañía. El esquema actual de la división se puede ver en la figura 4.11. Sin embargo, es de especial importancia la ampliación correspondiente al Proyecto Desarrollo Los Bronces, por lo que se incluye el diagrama eléctrico simplificado del área en la figura 4.12.

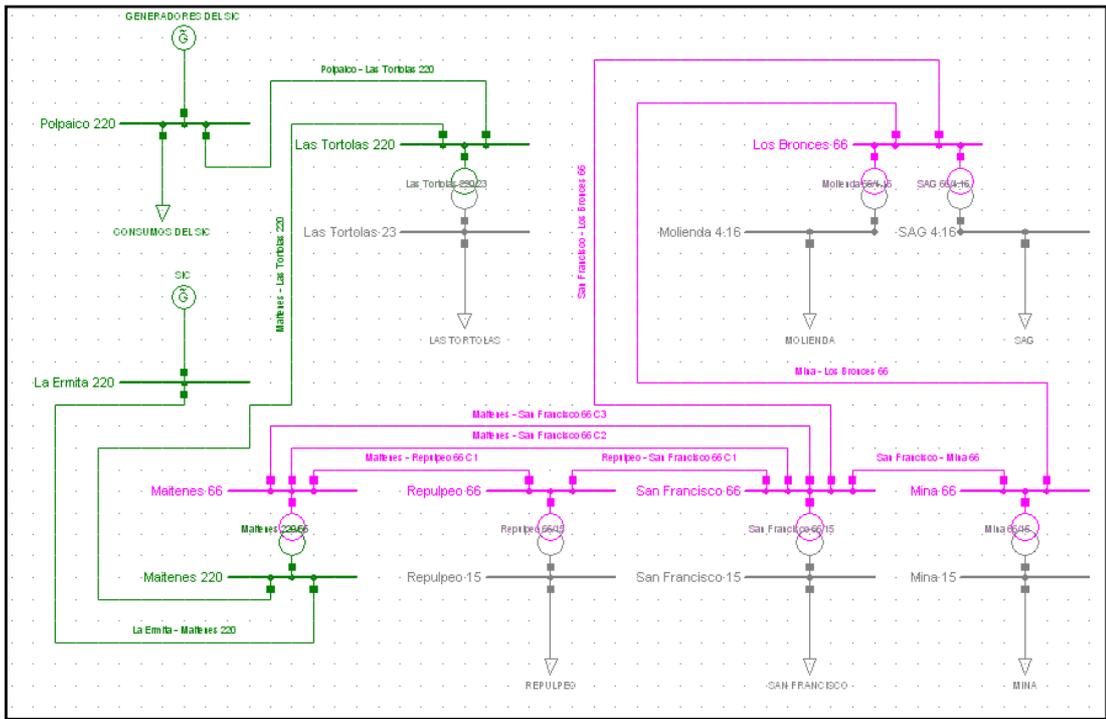


Figura 4.11.- Sistema Eléctrico simplificado División Los Bronces

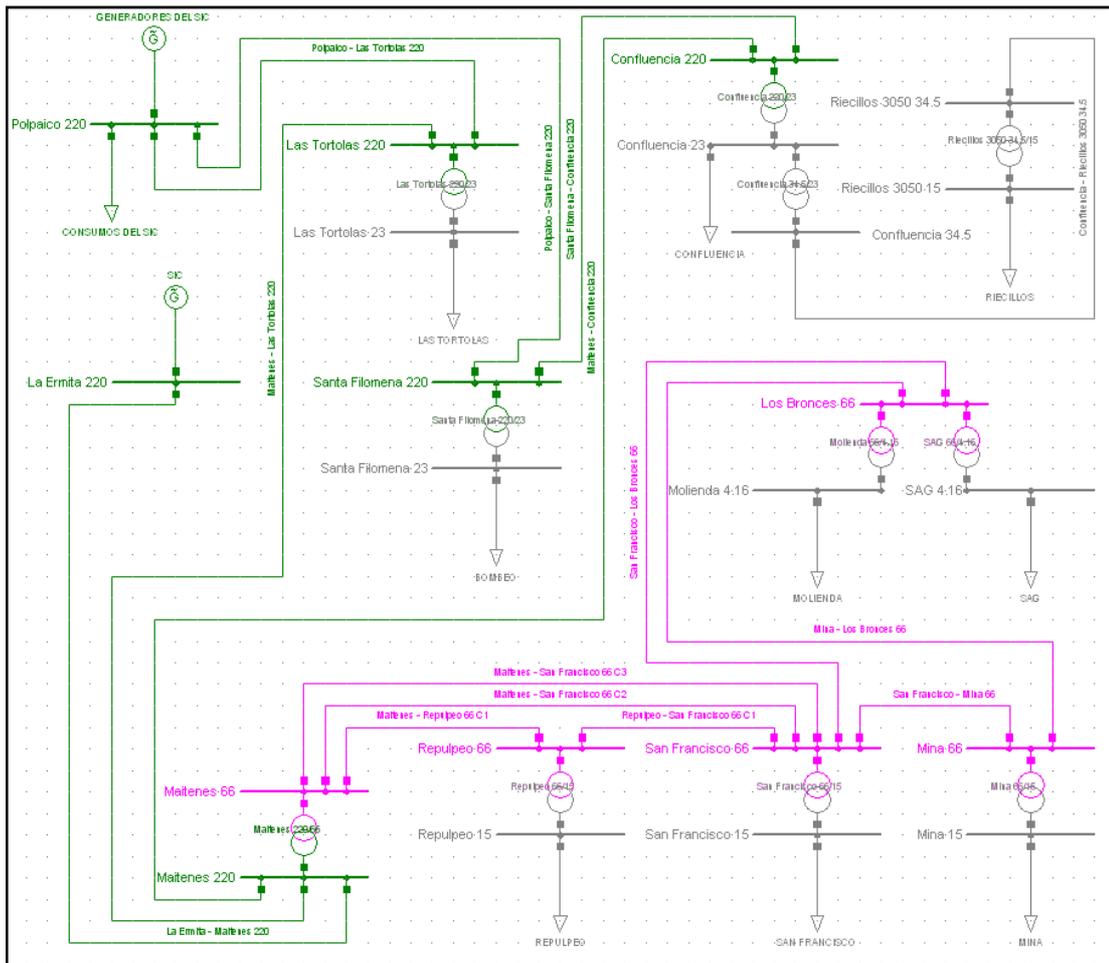


Figura 4.12.- Sistema Eléctrico simplificado PDLB

Las características eléctricas de las instalaciones de transmisión de la División Los Bronces actuales se pueden encontrar en las tablas 4.12 y 4.13. En tanto, para el PDLB son las tablas 4.14 y 4.15.

Nombre	Circuito	Propietario	Tramo		Tensión	Largo	Tipo Instalación
			Extremo 1	Extremo 2	[kV]	[km]	
Polpaico - Los Maitenes 220kV	C1	COLBUN	S/E Polpaico	S/E Las Tórtolas	220	17	TxA
Polpaico - Los Maitenes 220kV	C1	COLBUN	S/E Las Tórtolas	S/E Los Maitenes	220	42,8	TxA
Alfalfal - Los Almendros 220kV C1	C1	AES GENER	S/E Alfalfal	S/E La Ermita	220	32,2	TxA
Alfalfal - Los Almendros 220kV C1	C1	AES GENER	S/E La Ermita	S/E Los Almendros	220	12	TxA
Alfalfal - Los Almendros 220kV C2	C2	AES GENER	S/E Alfalfal	S/E La Ermita	220	32,2	TxA
Alfalfal - Los Almendros 220kV C2	C2	AES GENER	S/E La Ermita	S/E Los Almendros	220	12	TxA
La Ermita - Los Maitenes 220kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E La Ermita	S/E Los Maitenes	220	9	TxA
Los Maitenes - San Francisco 66kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Los Maitenes	Repulpeo	66	10,6	TxA
Los Maitenes - San Francisco 66kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Repulpeo	S/E San Francisco	66	4,6	TxA
Los Maitenes - San Francisco 66kV	C2	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Los Maitenes	S/E San Francisco	66	15,2	TxA
Los Maitenes - San Francisco 66kV	C3	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Los Maitenes	S/E San Francisco	66	15,2	TxA
San Francisco - Los Bronces 66kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E San Francisco	S/E Mina 2	66	3,2	TxA
San Francisco - Los Bronces 66kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Mina 2	S/E Los Bronces	66	3,4	TxA
San Francisco - Los Bronces 66kV	C2	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E San Francisco	S/E Los Bronces	66	7,4	TxA

Tabla 4.12.- Características de las líneas de transmisión que conectan Los Bronces con el sistema.

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal	Relación de Transformación y Tensiones Nominales	
		[MVA]	AT	BT
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	La Ermita 66/15kV 5 MVA	5	66	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Mina 66/15kV 20MVA 2	15	66	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Mina 66/15kV 5MVA 1	5	66	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	PHI 66/15kV 25MVA	20	66	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SAG 1 66/4.16kV 11.2MVA 1A	10	66	4,16
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SAG 1 66/4.16kV 11.2MVA 1B	10	66	4,16
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SAG 2 66/4.16kV 20MVA 1	15	66	4,16
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SAG 2 66/4.16kV 20MVA 2	15	66	4,16
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Sala Molienda 3 66/4.16kV 23MVA	18	66	4,16
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SFrancisco 66/15kV 25-30MVA 1	25	66	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	SFrancisco 66/15kV 25-30MVA 2	25	66	15
COLBUN	LTortolas 220/25kV 40MVA 1	32	230	23
COLBUN	LTortolas 220/25kV 40MVA 2	32	230	23

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal			Relación de Transformación y Tensiones Nominales		
		AT	MT	BT	AT	M T	BT
		[MVA]	[MVA]	[MVA]			
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 1	40	40	13	220	69	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 2	40	40	13	220	69	15
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 3	40	40	13	220	69	15

Tabla 4.13.- Características de los transformadores de dos y tres devanados que conectan Los Bronces con el sistema.

Nombre	Circuito	Propietario	Tramo		Tensión [kV]	Largo [km]	Tipo Instalación
			Extremo 1	Extremo 2			
Las Tortolas - Bombeo 1 23 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Las Tórtolas	Bombeo 1	23	1	TxA
Santa Filomena - Bombeo 2 23 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Santa Filomena	Bombeo 2	23	0,03	TxA
Santa Filomena - Bombeo 3 23 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Santa Filomena	Bombeo 3	23	3,96	TxA
Bombeo 3 - Bombeo 4 23 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Bombeo 3	Bombeo 4	23	3,39	TxA
Confluencia - Riecillos 3050 34,5 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Confluencia	Riecillos 3050	34,5	15,1	TxA
Riecillos 3050 - Riecillos 2700 15 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Riecillos 3050	Riecillos 2700	15	3	TxA
Riecillos 3050 - Riecillos 2700 15 kV	C2	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Riecillos 3050	Riecillos 2700	15	3	TxA
Riecillos 2700 - Riecillos 2400 15 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Riecillos 2700	Riecillos 2400	15	4	TxA
Polpaico - Santa Filomena 220 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Polpaico	S/E Santa Filomena	220	39	TxA
Santa Filomena - Confluencia 220 kV	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Santa Filomena	S/E Confluencia	220	19	TxA
Maitenes - Confluencia 220 Kv	C1	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	S/E Los Maitenes	S/E Confluencia	220	20	TxA

Tabla 4.14.- Características de las líneas de transmisión que conectan Los Bronces (PDLB) con el sistema.

Propietario	Nombre	Capacidad Nominal	Relación de Transformación y Tensiones Nominales	
		[MVA]	AT	BT
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Confluencia 220:23	100	220	23
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Santa Filomena 220:23	40	220	23
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Confluencia 23:34,5	20	34,5	23
ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	Riecillos 3050 34,5:15	20	34,5	15

Tabla 4.15.- Características de los transformadores de dos y tres devanados que conectan Los Bronces (PDLB) con el sistema.

Sistema de Generación de Respaldo

En las instalaciones de la división Los Bronces se cuenta actualmente con un aporte en generación Diesel de 8,3 MW instalado en los últimos años, lo cual satisface un 8% de la demanda.

Esta capacidad crecerá por motivo del PDLB, por lo que los nuevos tamaños son los que se muestran a continuación:

	Conexión [kV]	Potencia unitaria [MW]	Cantidad	Total [MW]
San Francisco Ortigas	0,4	1,2	4	4,8
San Francisco (Diperk)	0,4	0,85	1	0,85
San Francisco (Caterpillar)	4,16	0,7	2	1,4
Molienda (Cummins)	0,4	0,8	5	4
				11,05

Tabla 4.16. - Generación de respaldo PDLB

Con seguridad se puede hablar de un suministro de 8 MW puesto que hay que considerar que algunos de estos equipos no podrían funcionar en óptimas condiciones, por lo que se contaría con un 4.2% de disponibilidad en MW. Esto corresponde a las potencias sin considerar derrateo por altura, lo cual se corrige en el análisis realizado en el anexo 3.

4.7. Conclusiones

De acuerdo a lo contenido en este capítulo se pudo establecer la topología y las características de los sistemas eléctricos de las divisiones de la compañía. Esto es de especial importancia si se quiere realizar algún tipo de venta a otras divisiones o consumos no ubicados necesariamente en la barra de conexión de los generadores de respaldo. Dicha topología ha tomado en consideración la ruta hacia la subestación troncal más cercana, para tener como referencia en caso de aplicar algún tipo de cobro a dicha venta de electricidad.

Siguiendo la línea de crecimiento proyectado para algunas divisiones, se pudo establecer los nuevos tamaños de los consumos y los sistemas de respaldo, especialmente el del relacionado con el Proyecto Desarrollo Los Bronces.

El crecimiento de las instalaciones y la introducción de nuevos procesos contribuyen a ampliar la capacidad de los grupos generadores, tal como se hará con el PDLB, estimado en 5 MW adicionales.

5. Escenarios de Generación

5.1. Introducción

En este capítulo se establecen los diferentes escenarios de generación a utilizar en la modelación final de los sistemas en estudio. Para ello se tienen en cuenta dos variables de importancia para el análisis: las condiciones hidrológicas y el precio de los combustibles.

Como primera aproximación a las condiciones hidrológicas se calculan ciertos costos marginales y se suponen tendencias para cada una de las barras en estudio, con lo que se determinan los correspondientes valores en base a diversos escenarios.

Para el caso del precio de los combustibles, se toma en cuenta la evolución histórica del valor del petróleo para la determinación de distintos precios representativos para cada situación.

Intermedio al análisis se realiza una estimación de los precios de nudo, lo que permite una mayor consistencia en los cálculos posteriores.

Finalmente se argumenta el porqué de los escenarios elegidos en base a las características hidrológicas del SIC y los precios de combustibles.

5.2. Proyección de las condiciones del SIC

Es de suma importancia saber las condiciones en que operarán las máquinas durante el período de evaluación. Para ello es imprescindible conocer cómo serán las hidrologías de aquellos años, por lo que se deben establecer valores que estén acordes con lo que se pide.

En particular con lo expuesto anteriormente, se trabajarán con tres hidrologías distintas: seca, normal y húmeda. Para ese fin se calculan los costos marginales esperados para el SIC en el período 2011-2020 para cada escenario en razón de condiciones ya experimentadas (valores de referencia).

5.2.1. Caso Base

Para la determinación de los valores a utilizar se han extraído los costos marginales de los últimos años para cada barra troncal cercana a las divisiones, es decir, Diego de Almagro 220 para Mantoverde, Quillota 220 para El Soldado y Chagres y Polpaico 220 para Los Bronces. La información que se obtuvo tiene como horizonte máximo el 2013 [30], por lo que tuvo que realizar supuestos para la obtención de valores posteriores a esa fecha.

Se sabe que para los próximos años van a entrar en operación varias centrales térmicas de tecnologías como las que se utilizan hoy en día. Además se contarán con unidades cuyo combustible será gas natural licuado (GNL), con lo que la tendencia hace parecer que será una constante durante los siguientes años en el SIC. El único gran episodio de cambio de escenario a uno de menores costos sería la entrada de las centrales de Hidroaysén, aunque al parecer deberán pasar algunos años para que se pueda ejecutar alguna acción concreta que permita la pronta operación de dichas centrales. Luego, no es segura la fecha de inicio de su operación.

Luego de este análisis se puede suponer que se sigue la tendencia por algunos años más, por lo que los costos marginales anuales para fechas posteriores a 2013 se toman como el promedio de los costos marginales de años anteriores, es decir, de 2009 a 2013. Estos valores a su vez corresponden a ponderaciones de costos marginales de la energía para bloques de valle y de demanda máxima. El resultado de este análisis se observa a continuación:

CASO BASE	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diego de Almagro 220	87,9	93,7	105,2	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
Quillota 220	77,7	81,9	94,6	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Polpaico 220	77,7	82,1	96,4	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2	87,2

Tabla 5.1.- Costos Marginales para caso base en [US\$/MWh] [30]

La tendencia por tanto es como se muestra en la siguiente gráfica:

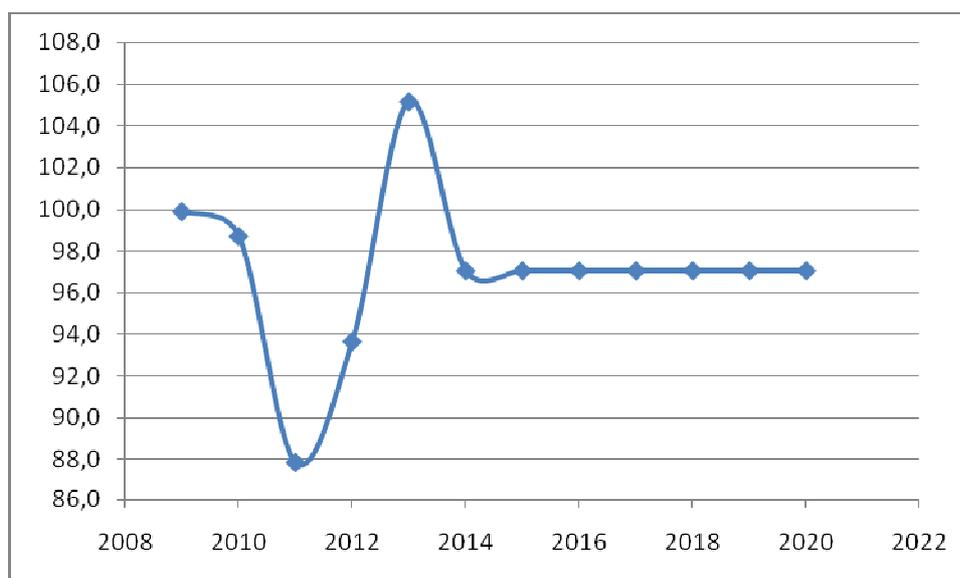


Figura 5.1.- Tendencia de costo marginal de la energía en [US\$/MWh] para Diego de Almagro 220

5.2.2. Determinación de otros escenarios

Se ha observado la tendencia de los costos marginales en el caso base. Sin embargo para la determinación de otros escenarios se realiza una ponderación de dicho caso base por algún factor representativo, conociendo algunos hechos históricos.

Para el cálculo de costos marginales en un año húmedo o seco, se supone la conservación de la tendencia del caso base y se pondera por un factor para dichos años. Luego, se tiene lo siguiente:

$$Cmg_{Año_húmedo} = 0.8 \cdot Cmg_{Caso_base}$$

$$Cmg_{Año_seco} = 1.2 \cdot Cmg_{Caso_base}$$

El resultado de la aplicación de dichas fórmulas se puede ver en las tablas 5.2 y 5.3.

AÑO HUMEDO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diego de Almagro 220	70,3	74,9	84,1	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7
Quillota 220	62,1	65,5	75,7	68,4	68,4	68,4	68,4	68,4	68,4	68,4
Polpaico 220	62,2	65,7	77,1	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8

Tabla 5.2.- Costos Marginales para año húmedo en [US\$/MWh]

AÑO SECO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diego de Almagro 220	105,4	112,4	126,2	116,5	116,5	116,5	116,5	116,5	116,5	116,5
Quillota 220	93,2	98,2	113,5	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6
Polpaico 220	93,3	98,5	115,7	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7

Tabla 5.3.- Costos Marginales para año seco en [US\$/MWh]

5.3. Proyección del costo del combustible

En este caso se tienen resultados para informes encargados por la CNE para el crudo WTI en base a estudios realizados por Purvin and Gertz. Estos valores son tomados como referencia para los próximos años y sus valores son hasta 2019. Para 2020 se toma como el promedio simple de los demás años de evaluación.

Crudo WTI			
Año	Precio [US\$/bbl]	Precio [US\$/lt]	Precio [US\$/m3]
2011	77,5	0,49	487,52
2012	82,9	0,52	521,55
2013	85,6	0,54	538,09
2014	87,8	0,55	551,99
2015	90,3	0,57	567,72
2016	93,0	0,59	585,02
2017	96,1	0,60	604,32
2018	99,5	0,63	625,77
2019	103,2	0,65	648,98
2020	107,3	0,67	674,90

Tabla 5.4. - Precio del petróleo [30]

Sin embargo el análisis a realizar hace una simplificación del problema de proyección de precios considerando que los valores expuestos pertenecen a cantidades altas en comparación a los números históricos. Esto se puede notar observando las tendencias a lo largo del período comprendido entre el 2002 y 2009 en que se tuvieron precios bajos y muy altos del barril de petróleo, lo que se puede tomar como referencia, al analizar el gráfico de a continuación:

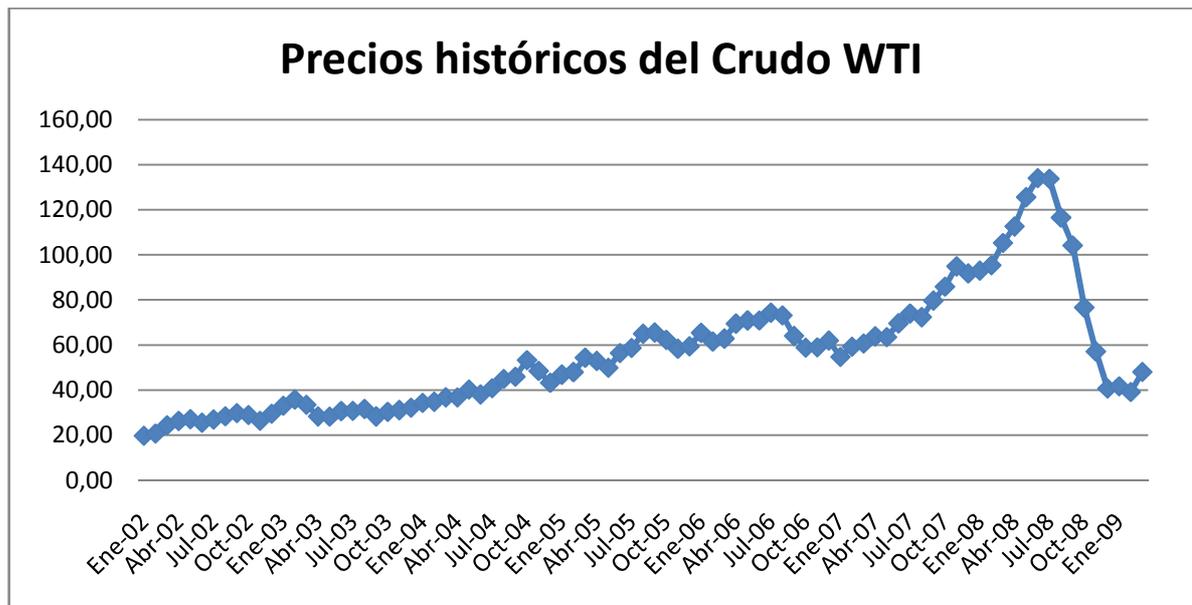


Figura 5.2.- Precios del barril de petróleo en [US\$/bbl] [30]

De acuerdo a esto, se han elegido los siguientes precios para los correspondientes escenarios:

CRUDO WTI	Precio [US\$/bbl]	Precio [US\$/lt]	Precio [US\$/m3]
Barato	40	0,25	251,59
Caso Base	60	0,38	377,39
Caro	100	0,63	628,98

Tabla 5.5.- Precios del petróleo a considerar en el análisis

5.4. Precios de Nudo

Para redondear el análisis de proyecciones se incluye una estimación de un valor que no se incluye en la modificación de los escenarios pero sí es de suma importancia el hecho de encontrar su valor para los posteriores cálculos, como son los precios de nudo para el período de evaluación.

Esto se ha realizado de tal manera que este valor permanezca constante de modo que sea representativo de las tendencias que ha experimentado el sector eléctrico en los últimos años y que se ha querido reproducir para los próximos. Para ello simplemente se ha tomado un promedio de los precios de nudo durante el período de abril de 2002 a abril de 2009, considerando que han existido épocas con altibajos en los valores de los precios. [30]

Los valores estimados de los precios de nudo en las barras troncales más cercanas a las divisiones se muestran a continuación:

BARRAS MÁS CERCANAS	Precio de Nudo Energia (US\$/MWh)	Precio de Nudo Potencia (US\$/MW/mes)
Diego de Almagro 220	64,86	8.241,09
Quillota 220	57,46	7.356,78
Polpaico 220	58,72	7.506,92

Tabla 5.6.- Precios de nudo estimados para las barras troncales cercanas a divisiones

5.5. Escenarios a elegir

Para esta elección se deben tener en consideración diferentes combinaciones de escenarios como los mostrados anteriormente. Como se trata de 3 situaciones de costo de la energía correspondientes a distintas hidrologías (húmeda, normal, seca) y precios de combustibles (barato, normal, caro) se tomarán en cuenta los siguientes:

- Caso base de hidrología:
 - Combustible barato
 - Combustible normal
 - Combustible caro

- Hidrología húmeda:
 - Combustible barato
 - Combustible normal
 - Combustible caro

- Hidrología seca:
 - Combustible barato
 - Combustible normal
 - Combustible caro

Como se ve, se han considerado todos los casos, puesto que para el SIC no necesariamente existe una dependencia directa entre las hidrologías y el precio de los combustibles ya que lo primero es una situación local y los precios son producto de situaciones globales de tipo económico, geopolítico, etc.

Las características de los escenarios elegidos tienen carácter de estáticos, al contrario de las sensibilizaciones que se realizarán en el análisis de negocios.

6. Evaluación económica y de negocios

6.1. Introducción

En este capítulo se analizan las diversas alternativas de negocio que se vislumbran junto con los escenarios probables que se han detallado anteriormente.

Como primer objetivo está el dar a conocer las modalidades de negocio a implementar, argumentando porqué se han elegido. Luego se muestran los supuestos utilizados en el análisis, los cálculos más importantes hasta llegar al análisis final donde están contempladas todas las modalidades de negocio y sus respectivas sensibilizaciones.

6.2. Modalidades de negocio

Analizando el problema de venta de electricidad por parte de las divisiones, existen básicamente dos formas de abordar esta situación, que se muestran a continuación:

6.2.1. Autoconsumo

Esta modalidad se puede interpretar como el ahorro por parte de las divisiones de la compañía del consumo de energía que potencialmente se estuviera extrayendo del sistema y a su vez se produce por los mismos grupos generadores que operan en las instalaciones.

En rigor, se utilizaría el total de potencia de los grupos generadores para satisfacer parte de la demanda de las divisiones, lo que redundaría en una utilización mixta de la electricidad, es decir, una parte extraída de las centrales propias y el restante desde el sistema, lo cual significaría prescindir de la posibilidad de venta de electricidad a dicho sistema. Es lo que se conoce como isla parcial y se puede observar esquemáticamente a continuación:

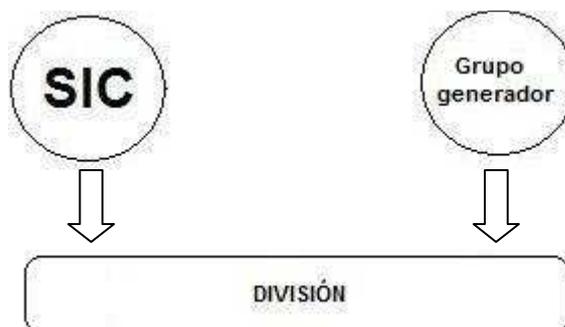


Figura 6.1. - Configuración como autoconsumidor

6.2.2. Venta como empresa de generación

El hecho de comercializar como empresa de generación supone la venta de electricidad haciendo uso de las instalaciones de transmisión ya existentes para la utilización por parte del SIC de la electricidad producida.

Como principal idea de negocios a desarrollar, está la intención de simplificar el análisis de la venta de electricidad entre las distintas divisiones de la compañía, por lo que no está contemplada la inserción de empresas de distribución en este estudio.

Para el análisis se busca un balance entre los ingresos obtenidos por la venta de electricidad neta al sistema y los costos asociados a la producción de dicha electricidad.

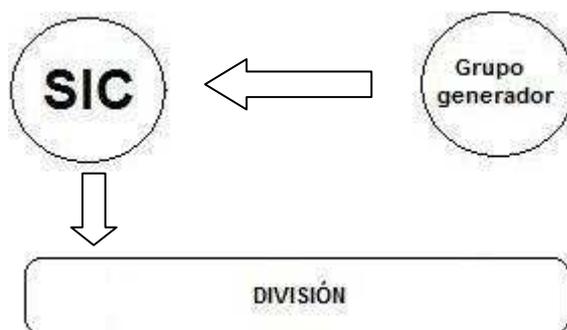


Figura 6.2.- Configuración como empresa de generación

6.3. Cálculos relevantes

6.3.1. Ingresos de empresa de generación

El ingreso para la modalidad como empresa de generación se compone de tres ítem, como son los ingresos por energía, por potencia y comercial.

Los ingresos por energía y potencia están relacionados con el resultado operacional asociado al funcionamiento de los grupos, lo cual depende directamente de los valores variables de hidrologías y precios de los combustibles.

El ingreso comercial depende básicamente de las tres diferentes formas de comercializar la energía, las cuales son las definidas por el reglamento de PMG (Venta a costo marginal o precio de nudo) o a través de un contrato entre la empresa de generación y el cliente libre que recibe el producto electricidad.

Para llegar al valor obtenido de los ingresos, se adjunta el anexo 3, en el cual se refiere el detalle de los cálculos realizados para la totalidad de los grupos que operan en las divisiones. Sin embargo se muestran aquí los resultados de los casos base para la empresa de generación. Estos corresponden a condiciones hidrológicas normales, precios medios de combustible y despacho el 50% del tiempo. Los casos analizados corresponden al régimen de operación (como PMG o PMGD), tipo de despacho (AUTO o coordinado por el respectivo CDEC) y diferentes modalidades de venta de energía (a costo marginal CMG, precio de nudo PN o a precio de contrato CONT). Aquí se supone la venta directa a las divisiones de la compañía, aunque esto es válido en cierta forma a instalaciones de distribución ubicadas en las cercanías de cada división.

INGRESOS POR CASO MUSS									
CASO	PMG AUTO CMG	PMG AUTO PN	PMG AUTO CONT	PMG CDEC CMG	PMG CDEC PN	PMG CDEC CONT	PMGD AUTO CMG	PMGD AUTO PN	PMGD AUTO CONT
Ingreso Operacional Empresa generación	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,40	33,40	33,40
Ingreso Comercial Empresa generación	27,54	0,00	14,69	27,54	0,00	14,69	27,15	0,00	14,49
Total ingresos	61,1	33,6	48,2	61,1	33,6	48,2	60,6	33,4	47,9

Tabla 6.1.- Ingresos por casos

Aquí se puede observar la relación entre las diferentes componentes de los ingresos para el caso base, donde se aprecia la importancia de las entradas correspondientes a la energía generada por los grupos. La componente operacional es muy relevante y es fija dependiendo del tipo de despacho. Sin embargo la diferencia se da en los ingresos comerciales, en los cuales se puede apreciar que si se vende la energía a costo marginal se esperan mayores beneficios que en cualquier otro régimen. Le sigue la venta a precio de contrato, supuesto en $75 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$. La venta a precio de nudo no es beneficiosa en comparación a las otras puesto que al suponer que se está vendiendo en la misma barra la electricidad, el ingreso comercial resulta nulo.

Los mayores ingresos resultan ser vendiendo como PMG con venta a costo marginal, en donde los ingresos llegan a los 61,1 millones de dólares en el período en estudio.

6.3.2. Ahorro en autoproducción

La modalidad de ahorro consiste en la utilización de los generadores para el uso privado de la compañía sin posibilidad de venta a otro actor del sistema eléctrico. Para ello se hace imprescindible saber cuál es el pago en que incurren las divisiones de la compañía por concepto de consumo de energía y potencia, lo cual se observa a continuación:

PAGOS DE LA EMPRESA MUSS											
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
Pago por Energía	175,0	182,4	200,1	204,1	208,3	212,4	216,5	220,8	225,1	229,9	2.074,53
Pago por Potencia	2,1	2,2	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	24,76
PAGO FINAL											2099,3

Tabla 6.2.- Facturación total de electricidad de las divisiones de la compañía

Para llegar a los resultados recién expuestos se puede consultar el anexo 3, en donde se muestran todos los supuestos y cálculos utilizados.

El cálculo del ahorro se puede desglosar en dos ítems: ahorro por parte de las divisiones en razón de la utilización de los grupos generadores y reducción de pago de peajes por el menor uso de la energía proveniente del sistema.

Para lo primero se debe tomar en cuenta la relación entre la utilización real de los equipos y el precio de la energía. En el primer caso se toma como referencia el uso en un 50% del tiempo de los generadores. Aquí además se considera un precio de contrato de $75 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$.

Con respecto a los peajes se considera la reducción en pagos que ocasionaría el hecho de conectarse con los generadores operando, es decir, el sistema vislumbra una reducción de demanda por parte de las divisiones que se traduce en disminución de pagos a empresas por

uso de los sistemas de transmisión. El detalle de dichos cálculos y valores se observan en el anexo 3.

Los pagos finales considerando uso del 50% del tiempo, precio de contrato de energía de 75 $\frac{US\$}{MWh}$ y costos normales de combustibles se muestran a continuación:

PAGO FINAL ESQUEMA AHORRO MUSS											
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
Pago Empresa	177,1	184,5	202,5	206,5	210,8	214,9	219,1	223,5	227,7	232,7	2.099,3
Ahorro	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	41,8
											PAGO TOTAL
											2057,5

Tabla 6.3.- Facturación total de las divisiones con los generadores operando

6.3.3. Costos para ambas modalidades

Con respecto al cálculo de los costos, estos son de dos tipos: fijos y variables.

Los costos fijos comprenden todo lo relacionado con la operación y mantenimiento de los generadores. Se adjunta una tabla en la cual se especifican valores típicos de consumo específico de petróleo y aceite por parte de las unidades con la cual se calculan los costos asociados al uso de las máquinas. Además se observan los costos de mantención anuales y de operación horaria referenciales en pesos de acuerdo a valores entregados por Anglo American Chile. El detalle de los cálculos se observa en el anexo 3.

Consumo Petróleo [lt/kWh]	0,3
Consumo Aceite [lt/hr]	0,95
Costo Aceite [\$/lt]	1500
Costo de mantención para operaciones cada 60.000 hr	37.587.200
Costo de mantención para operaciones cada 500 hr	8.228.571
Costo de operación [\$/hr]	1.080

Tabla 6.4.- Valores tomados para el cálculo de los costos fijos

Con respecto al costo variable de las unidades, su cálculo se relaciona directamente con el precio de los combustibles. La metodología para llegar a los valores de interés se encuentra en el anexo 3.

Se muestra a continuación la distribución de costos a nivel general a lo largo del período de evaluación, tomando como referencia la utilización la mitad del tiempo, hidrología y precio de los combustibles normal independiente del régimen de operación, ya sea empresa de generación o ahorro.

COSTOS DE GENERACIÓN MUSS											
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
Costo Variable [US\$]	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	76,1
Costo Fijo [US\$]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,2
											COSTO TOTAL
											81,3

Tabla 6.5.- Costos de generación en condiciones normales

6.4. Resultados

6.4.1. Empresa de generación

La empresa de generación puede funcionar vendiendo a diferente régimen de generación (PMG, PMGD), despacho (Autodespacho o por CDEC), de venta de energía (costo marginal, precio de nudo y precio de contrato), hidrologías (húmeda, normal, seca) y precio de combustible (barato, normal, caro). La utilidad, es decir, la diferencia entre los ingresos y los costos asociados a este tipo de generación se puede encontrar en la tabla 6.6 donde se han considerado además tasas de descuento de un 10%, porcentaje de impuestos de 17% y valor del dólar de \$589 basado en un promedio obtenido durante los últimos años. Se considera un proyecto con inversiones nulas en equipos ya que estos fueron incorporados anteriormente y no se necesitó de ellos desde el período de evaluación.

BALANCE TOTAL EMPRESA DE GENERACIÓN MUSS																												
Tipo de Generación		PMG															PMGD											
Despacho		Autodespacho									CDEC						Autodespacho											
Venta de energía		Cmg			Pnudo			Contrato			Cmg			Pnudo			Contrato			Cmg			Pnudo			Contrato		
Hidrología		H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S	H	N	S
Precio de Combustible	B	-12	7	25	-17	-7	3	-10	0	10	-6	14	34	-12	0	11	-4	7	19	-12	6	25	-17	-7	3	-10	0	10
	N	-31	12	6	-36	26	16	-29	19	-9	25	-5	15	31	19	-8	23	12	0	31	13	6	36	26	16	29	19	-9
	C	-69	50	31	-74	64	54	-66	56	46	63	43	23	68	57	45	61	49	38	69	50	32	74	64	54	67	56	46

Tabla 6.6.- Balance de empresa de generación para cada régimen

Se observa que a hidrologías cada vez más húmedas disminuyen los beneficios (teniendo en todos los casos analizados valores negativos). En esta sensibilización se puede notar además que conviene utilizar combustible barato lo que incide en la disminución de costos de producción, lo que está acorde con la intuición.

A pesar de todo los valores más altos que corresponden a hidrologías secas y combustibles baratos están lejos de ser escenarios probables. Para eso basta analizar los años y precios del crudo normales en los cuales se tiene una visión más realista de dichos escenarios.

Para complementar lo anterior se procede a realizar una sensibilización en razón de la utilización de las máquinas para todos los casos de tipo de régimen de producción, despacho y modalidad de venta:

BALANCE TOTAL EMPRESA DE GENERACIÓN MUSS		PMG						PMGD			
		Auto			CDEC			Auto			
		Cmg	Pnudo	Contrato	Cmg	Pnudo	Contrato	Cmg	Pnudo	Contrato	
Porcentaje de Despacho %	0	17,8	4,0	11,5	-	25,3	-39,1	-31,6	17,6	3,9	11,3
	10	12,0	-1,9	5,6	-	21,1	-34,9	-27,4	11,7	-2,0	5,4
	20	5,8	-8,0	-0,5	-	17,2	-31,0	-23,5	5,6	-8,1	-0,7
	30	-0,3	-14,2	-6,7	-	13,3	-27,1	-19,6	-0,6	-14,2	-6,8
	40	-6,4	-20,3	-12,8	-	9,4	-23,2	-15,7	-6,7	-20,4	-13,0
	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	50	12,3	-26,1	-18,7	-	5,2	-19,1	-11,6	12,6	-26,2	-18,8
	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	60	18,4	-32,3	-24,8	-	1,3	-15,2	-7,7	18,7	-32,4	-25,0
	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	70	24,6	-38,5	-31,0	2,5	-11,3	-3,9	24,9	-38,6	-31,2	
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
80	30,8	-44,6	-37,2	6,4	-7,5	0,0	31,1	-44,7	-37,3		
90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
90	36,7	-50,5	-43,0	10,6	-3,3	4,2	36,9	-50,6	-43,2		
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100	42,8	-56,7	-49,2	14,5	0,6	8,1	43,1	-56,7	-49,3		

Tabla 6.7.- Sensibilización respecto de utilización de unidades

Se puede notar en los casos estudiados que para los regímenes de autodespacho las mayores ganancias corresponden a porcentajes de despacho bajos o nulos. Esto corresponde puesto que si bien en el caso en que no hay utilización de los equipos no existen costos asociados a producción ni ingresos por energía permanecen las entradas correspondientes a los llamados ingresos por potencia puesto que éstas dependen de la potencia firme de las máquinas y no de la producción.

En el caso del despacho por el CDEC ocurre lo contrario. Las mayores ganancias se dan al aumentar el porcentaje de despacho. Esto tendría que ver con el hecho de tomar en cuenta las transferencias de energía ya que la empresa de generación se compromete a satisfacer cierta demanda por energía y si no es así dicha compañía generadora está obligada a retirar desde el sistema esta merma.

En los casos estudiados se pueden obtener incluso más sensibilizaciones producto del precio de contrato, el cual es negociable a diferencia del costo marginal que no es flexible. Si se modifican los precios de contrato y se encuentra aquel en que conviene realizar algún negocio de generación con resultados positivos, se podría llegar a un acuerdo entre las partes. Dicha sensibilización de precios de contrato para porcentajes de despacho superiores de los casos estudiados (PMG y PMGD Autodespachado con 0% y PMG despachado por CDEC al 100%) se observa a continuación:

Balance MUS\$			
Precio Contrato US\$/MWh	PMG Auto	PMG CDEC	PMGD Auto
20	-15,5	-18,8	-15,3
40	-5,7	-9,0	-5,6
60	4,1	0,8	4,0
70	9,0	5,6	8,9
75	11,5	8,1	11,3
80	13,9	10,5	13,7
90	18,8	15,4	18,5
110	28,6	25,2	28,2
130	38,4	35,0	37,8

Tabla 6.8.- Sensibilización con respecto a precios de contrato

Al notar un precio de contrato de 75 [US\$/MWh] que es el estándar, se obtienen los mayores beneficios en PMG autodespachado. Algo parecido ocurre con PMGD en las mismas condiciones mientras que con despacho con CDEC el beneficio es menor.

Condiciones especiales

Existen condiciones especiales en las cuales el beneficio podría disminuir y es en caso de racionamiento. Para ello se debe calcular el costo de falla correspondiente al sistema compuesto por los generadores y consumos estudiados.

El costo de falla asociado a las instalaciones de Anglo American Chile está relacionado con la pérdida de producción de cobre producida por alguna situación especial ocurrida en el sistema. Por lo tanto es proporcional al precio del cobre, que durante estos últimos años se ha acrecentado. Dichos fenómenos de racionamiento para el caso teórico se consideran de una semana con una profundidad entre un 5 y un 10% en esa cantidad de tiempo. Según fuentes de la compañía, se toma en cuenta para el análisis una pérdida asociada a este hecho de US\$ 2.000.000 para un episodio de este tipo con 10 % de racionamiento como datos referenciales.

De acuerdo a lo anterior, si dentro de los 10 años en estudio ocurre un racionamiento, si además se considera un precio de contrato de 75 [US\$/MWh] para los casos de autodespacho se tienen beneficios de 9,46 MUS\$ en el caso de PMG y de 9,28 MUS\$ para PMGD. En el caso de despacho por CDEC este valor sería de 6,1 MUS\$.

6.4.2. Ahorro

Respecto de la modalidad de ahorro se han calculado los balances correspondientes a cada una de las condiciones en que podrían operar los grupos, como el tiempo en que están disponibles los equipos, el valor con el cual se valoriza la energía y sobre todo el precio de los combustibles para lo cual en condiciones normales se tiene lo observado en la tabla 6.9. En rojo aparecen los valores de precio de contrato que habría que considerar en menor cuantía puesto que convendría la compra de energía directamente desde el sistema.

BALANCE TOTAL AHORRO COMBUSTIBLE NORMAL MUS\$										
Precio de contrato US\$/MWh		20	40	60	70	75	80	90	110	130
Porcentaje de despacho %	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	10	-7,8	-7,6	-7,4	-7,2	-7,2	-7,1	-7,0	-6,8	-6,6
	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	30	15,5	14,6	13,7	13,3	13,0	12,8	12,4	11,5	10,6
	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	50	22,8	20,8	18,7	17,7	17,2	16,7	15,7	13,6	11,6
	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	70	29,6	26,0	22,4	20,6	19,7	18,8	16,9	13,3	-9,7
	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	90	35,7	30,1	24,4	21,6	20,1	18,7	15,9	10,2	-4,6
	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	110	41,6	33,5	25,3	21,2	19,2	17,2	13,1	-4,9	3,2
120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
130	47,2	36,1	25,0	19,4	16,7	13,9	-8,3	2,8	13,9	
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
150	52,2	37,7	23,2	15,9	12,3	-8,7	-1,4	13,1	27,6	
160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
170	56,5	38,1	19,8	10,6	-6,0	-1,4	7,8	26,1	44,5	
180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
190	60,6	37,9	15,3	-4,0	1,7	7,4	18,7	41,4	64,0	

Tabla 6.9.- Balances ante precios normales de combustible

Para otros precios de combustibles se tienen las tablas 6.10 y 6.11 en la cual la última representa un escenario más probable

BALANCE TOTAL AHORRO COMBUSTIBLE BARATO MUS\$										
Precio de contrato US\$/MWh	20	40	60	70	75	80	90	110	130	
Porcentaje de despacho %	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	10	-5,9	-5,7	-5,5	-5,4	-5,3	-5,2	-5,1	-4,9	-4,7
	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		11,8	10,9	10,0	-9,5	-9,3	-9,1	-8,6	-7,7	-6,8
	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		17,2	15,1	13,1	12,1	11,6	11,1	10,0	-8,0	-6,0
	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		22,1	18,5	14,9	13,0	12,1	11,2	-9,4	-5,8	-2,2
	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		26,3	20,6	15,0	12,1	10,7	-9,3	-6,5	-0,8	4,8
	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	30,3	22,2	14,0	10,0	-7,9	-5,9	-1,8	6,4	14,5	
70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	34,0	22,9	11,8	-6,3	-3,5	-0,7	4,9	16,0	27,1	
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	37,1	22,6	-8,1	-0,9	2,7	6,4	13,6	28,1	42,6	
90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	39,5	21,2	-2,8	6,3	10,9	15,5	24,7	43,0	61,4	
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	41,8	19,1	3,5	14,9	20,5	26,2	37,5	60,2	82,8	

Tabla 6.10.- Balances ante precios baratos de combustible

BALANCE TOTAL AHORRO COMBUSTIBLE CARO MUS\$										
Precio de contrato US\$/MWh	20	40	60	70	75	80	90	110	130	
Porcentaje de despacho %	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		11,6	11,3	11,1	11,0	11,0	10,9	10,8	10,6	10,3
	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		23,1	22,2	21,3	20,8	20,6	20,4	19,9	19,0	18,1
	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		34,1	32,1	30,0	29,0	28,5	28,0	27,0	24,9	22,9
	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		44,7	41,1	37,4	35,6	34,7	33,8	32,0	28,4	24,8
	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		54,5	48,9	43,2	40,4	39,0	37,6	34,7	29,1	23,4
60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	64,2	56,1	47,9	43,8	41,8	39,8	35,7	27,5	19,4	
70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	73,5	62,4	51,3	45,8	43,0	40,2	34,7	23,6	12,5	
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	82,3	67,8	53,3	46,1	42,4	38,8	31,6	17,1	-2,6	
90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90,4	72,0	53,7	44,5	39,9	35,3	26,1	-7,8	10,6	
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	98,2	75,6	52,9	41,6	35,9	30,3	18,9	3,7	26,4	

Tabla 6.11.- Balances ante precios caros de combustible

7. Conclusiones

El trabajo analizó con detenimiento la normativa vigente en cuanto al desarrollo de los pequeños medios de generación a nivel nacional puesto que las características de las máquinas en estudio (generadores en base a petróleo Diesel) poseen las características para ser calificadas como PMG o PMGD pero a nivel convencional, por lo que no se espera que se apliquen regalías especiales traducidas en incentivos a nuevas inversiones por parte del sistema, sólo de particulares, como sucedería con las ERNC ya que la tendencia en el escenario chileno por lo menos es ir en dirección del desarrollo de nuevas fuentes de generación que no sean contaminantes. Lo que puede cambiar es una nueva normativa que exigiría a los generadores de las características de los que se encuentran en las divisiones de Anglo American Chile poseer una cantidad límite de emisiones de gases que son contaminantes. Se recomienda a la compañía adoptar esta norma que en un principio está pensada para la cuenca de Santiago (Los Bronces), adaptarla al resto de las faenas.

Similar escenario al nacional se presenta a nivel mundial. Analizando normativas específicas como la española se pueden encontrar incentivos a la generación pequeña, así como en legislaciones similares a la chilena como son la colombiana y ecuatoriana en donde se resalta el hecho de buscar cualquier tipo de generación en lugares en que no se puede acceder al sistema central, lo que no sucedería en Chile. Ya desde hace algún tiempo se han encontrado marcos específicos para otro tipo de inversiones menos contaminantes aunque se destaca que la generación de emergencia es relevante en zonas donde no se asegura el suministro. Eso sí queda pendiente revisar en Chile alternativas como la autoproducción ya que observando la realidad extranjera existen normas específicas e incluso los sistemas aseguran en algunos casos “respaldo al respaldo” mediante un mercado paralelo al regular.

Las condiciones en que el sistema eléctrico de cada una de las divisiones está conformado son de algún modo particulares puesto que informan como sería la venta de electricidad especialmente en autoproducción. Primero hay que hacer notar que en ningún caso se va a llegar a satisfacer la demanda completa de cada división por lo que de todas maneras sería como un respaldo permanente, con valores de potencia en Manto Verde de 4,1 [MW], en El Soldado de 4 [MW], en Chagres de 4 [MW] y en Los Bronces de 8,3 [MW]. El nivel de demanda de cada división sobrepasa los 20 [MW] el más pequeño por lo que sería lógico pensar que el principal cliente que absorbería toda la energía sería cada división de la compañía.

Todo lo anterior se limita a actuar frente a condiciones esperadas de hidrologías y costos de los combustibles. En el primer caso no se sabe con tanta claridad cómo van a ser dichas condiciones. Sin embargo pueden esperarse precios de normales a altos del petróleo según proyecciones realizadas por estudios especializados. Es en este sentido que se analizaron posteriormente los comportamientos de los generadores en cuanto a la venta de electricidad, tomando en cuenta principalmente estos dos casos expuestos.

Al encontrar todas las condiciones en estudio se procedió a establecer las modalidades de negocio a implementar. La empresa de generación apareció primero como alternativa ya que se quiere establecer si conviene la venta de electricidad a otros actores, dada la participación que están teniendo actualmente los clientes libres en el sistema como entes activos. Obviamente se trata de dos negocios distintos según la legislación chilena pero coligados. Dentro de la empresa de generación aparecen dos tipos de regímenes, los cuales son como PMG y como PMGD. En el primer caso se tiene la opción de estar directamente conectado al sistema a través de las redes de transmisión. De hecho podría conectarse en la misma barra en

que cada división está conectada al sistema y hacer uso de las redes sin necesidad de realizar inversiones en equipamiento especial o líneas nuevas. Distinto es el caso de la utilización como PMGD. En este caso habría que realizar adicional a la conexión al sistema, inversiones en el ámbito de la distribución que si bien es cierto usaría redes ya existentes no se descarta que tuviesen que reforzarse, lo cual según la normativa corre por cuenta del generador en términos monetarios. Además se debe coordinar la entrega de electricidad y tener especial cuidado ya que estas redes son más sensibles ante fallas y perturbaciones, por lo que sería aún más complicado implementar esta alternativa. En el análisis se consideró no realizar inversiones en este ámbito a modo de simplificación por lo que los resultados en caso de haberlas serían más desfavorables para esta alternativa. Además se consideró que el área de influencia para cada empresa de distribución estaba muy cercana a cada división.

En el caso del despacho es importante la decisión que se tome en cuanto a esto puesto que la legislación da alternativas en este caso. Se puede optar a autodespachar pero con permisos especiales, lo que retrasaría un poco las labores de puesta en marcha pero aseguraría la total libertad de operar ante cualquier inconveniente. En el caso de despacho totalmente coordinado por el respectivo CDEC se tendría que operar en condiciones que podrían resultar desfavorables como por ejemplo hacerlo pocas horas por día sujeto a los dictámenes del organismo. Aún más si se sabe el tipo de energético utilizado y por lista de méritos, las unidades operarían bajo ciertas condiciones específicas, es decir, no la mayoría del tiempo. Sin embargo se contaría con respaldo constante del sistema ante cualquier imprevisto y operarían las transferencias de energía, lo que es beneficioso para la división o cliente que requiera contar con electricidad. Eso sí en ambos casos se debe coordinar la operación con el CDEC independiente del régimen.

Quizás el punto clave de la empresa sería la estrategia de venta de energía. Las modalidades más favorables a priori serían la venta a costo marginal o a precio de contrato. Si se realiza a precio de nudo y especialmente si es en la misma barra donde se entrega la electricidad no resulta negocio, por lo que se puede apreciar cuáles alternativas serían más beneficiosas.

Ya teniendo una visión cualitativa del negocio se procedió a tratar de encontrar de forma cuantitativa los beneficios de la empresa de generación. Al realizar una sensibilización tomando en cuenta las hidrologías y precios de los combustibles para cada uno de los casos de modalidades de tipo de generación, despacho y venta de energía se pudieron observar las diferentes tendencias que favorecen a obtener resultados positivos. Se debería comerciar con precios bajos de petróleo y en hidrologías secas, lo cual no es un escenario muy probable. Para ello se estudió la alternativa de sensibilizar con respecto a la cantidad de tiempo en que se despachan las máquinas con lo que se obtuvo resultados más contundentes.

En condiciones normales los generadores que más beneficios obtienen es operando la menor cantidad de tiempo posible, es decir, 0% del tiempo como autodespacho con valores de 17,8 MUS\$ para PMG y 17,6 MUS\$ para PMGD con venta a costo marginal. Interesante es además la venta a precio de contrato puesto que es acordada y no es tan flexible como el costo marginal que siempre depende de la hidrología que no se puede controlar. Si se acuerda un precio de 75 [US\$/MWh] se obtienen beneficios por 11,5 MUS\$ en el caso de PMG y 11,3 MUS\$ para PMGD ambos autodespachados y con nula producción.

El porqué ocurren beneficios si no se está despachando se puede explicar por el hecho que se están obteniendo ingresos por potencia, puesto que sólo se necesita tener las máquinas conectadas y dichos ingresos son proporcionales a la potencia firme y no a la producción de electricidad, como ocurre con los ingresos por potencia. Además no existen prácticamente costos, por lo que sólo se obtienen utilidades.

Si se realiza un análisis en el caso de despacho del 10% del tiempo (que es lo que comúnmente pasa con este tipo de máquinas si es el CDEC el despachador) se obtienen beneficios levemente menores. En el caso de venta a costo marginal que es el caso más exitoso desde el punto de vista de los beneficios, se obtienen valores de 12 MUS\$ para PMG y 11,7 MUS\$ para PMGD. Luego, las horas límites de producción para cada modalidad de interés son de 2540 hr para venta a costo marginal en PMG y PMGD y 1665 hr para venta con precio de contrato de 75 [US\$/MWh]. Otro caso a tomar en cuenta es el de despacho por CDEC que debería descartarse puesto que se obtienen mayores beneficios mientras ocurre mayor producción, es decir, al 100% lo que en la práctica es imposible ya que la generación Diesel no es base para el sistema eléctrico.

Otro caso de interés para la empresa de generación es la sensibilización con respecto a los precios de contrato. Se observó que mientras más altos son, mayores beneficios se obtienen. Pero esto es competitivo siempre con los costos marginales que a precios similares siempre sacan ventaja, por lo que convendría trabajar con ellos.

En el caso de la modalidad de ahorro no se observa ningún beneficio por parte del sistema ya que la compañía trabaja como si botara carga, lo que tendría algún impacto en la reducción de cobro por uso de los sistemas de transmisión pero que no resulta en una mayor utilidad en términos comparativos con lo que se espera ahorrar. Esta modalidad obliga a que el cliente minero sea suministrado por el sistema y el grupo generador pero sin transferencias de energía (isla parcial).

El mayor impacto en cuanto a condiciones se tiene con respecto al valor del precio de los combustibles. Aquí no se considera directamente la hidrología ya que no se vende electricidad desde los grupos a las divisiones. Se valoriza la energía según un precio de contrato de largo plazo que es el que tienen las compañías eléctricas que abastecen a dichas divisiones para realizar las comparaciones. Todo esto unido a la cantidad de tiempo en que operan las máquinas establecen el valor exacto del beneficio esperado que es de 1,7 millones de dólares en condiciones normales de precio de combustible operando la totalidad del tiempo con un precio de la energía de 75 [US\$/MWh]. En el otro caso más realista, en iguales condiciones pero con precios altos de combustibles no se logran beneficios positivos por lo que se está al límite de aceptar trabajar con esta modalidad.

Un caso de interés para ambas modalidades de negocio es la espera de condiciones especiales para el sistema, en especial los consumos asociados. En caso de racionamiento se espera que en el peor de los casos para un episodio de este tipo los beneficios disminuyan en 2 MUS\$ a lo largo del proyecto, por lo que muchas alternativas estarían descartadas.. Los modelos que mejor soportarían estos inconvenientes serían los PMG y PMGD autodespachados. Obviamente todo tiene un riesgo ya que al ingresar los generadores al SIC la compañía minera como consumidor no obtendría ningún beneficio y el costo de falla sería altísimo, por lo que no se podría disponer de las máquinas para el uso propio, que es para lo que se compraron dichos equipos.

Otra particularidad de este proyecto es la no presencia de inversiones en máquinas puesto que éstas se han realizado durante los últimos años. La finalidad de todo esto es saber hasta qué punto es conveniente operar estas máquinas como sea, bajo qué modalidad o tenerlas en las mismas condiciones en que han estado. En caso de existir inversiones los resultados serían más desfavorables puesto que si ya los mejores resultados obtenidos han arrojado beneficios más pequeños que la inversión en generadores entonces no conviene realizar la compra de motores para este propósito. Para los casos en que realmente vale la pena realizar las compras

de equipos, se ha tenido como referencia un valor de alrededor de 5 MUS\$ de inversión como dato referencial.

De todo lo anterior se concluye que la alternativa más viable de tomar en cuenta es la de PMG con autodespacho a costo marginal siempre en escenarios moderados. El beneficio esperado en condiciones normales es de 17,8 MUS\$ en los 10 años de evaluación. Esto significa tener prácticamente la misma situación actual en que se encuentran los generadores pero a disposición del SIC, con la ventaja de operar cuando se estime conveniente. Esto daría libertad para operar y obtener ingresos por potencia pero no disposición de los grupos ante cualquier emergencia interna de la compañía minera.

Si bien es cierto se obtienen beneficios aproximados de 1,5 MUS\$ cada año de operación, esto es una cifra bastante cercana al 1% de lo que paga la empresa por concepto de energía y potencia, por lo que si bien es marginal, es una entrada que no se tenía anteriormente

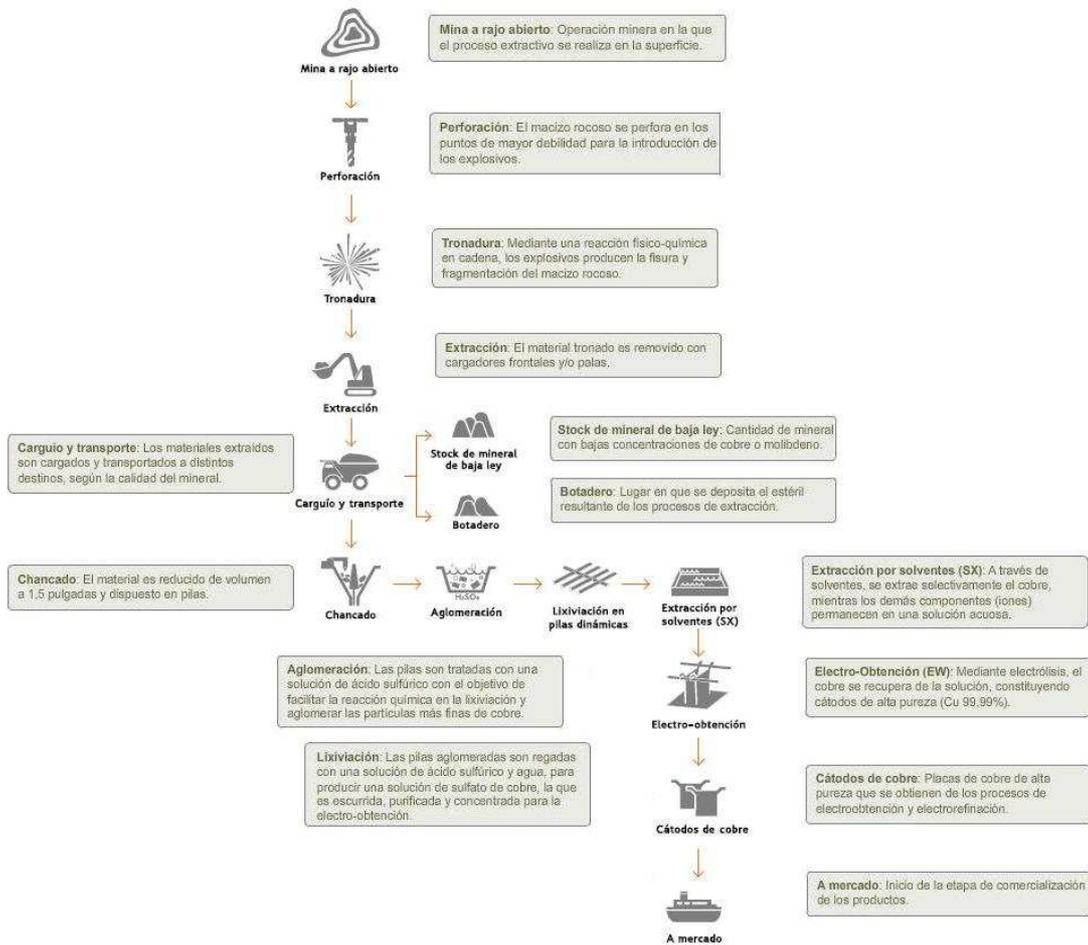
Bibliografía

- [1] EL57A, Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad de Chile, Rodrigo Palma
- [2] http://www.economiaynegocios.cl/especiales/crisisdelgas_2005/03_gasen_mercado_0_0.htm Reportaje sobre crisis del gas, El Mercurio
- [3] <http://www.portalenergia.cl> Portal Energía
- [4] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- [5] Ley General de Servicios Eléctricos, 14-9-2007
- [6] Decreto Supremo 327, 10-9-98
- [7] <http://www.cne.cl> Comisión Nacional de Energía
- [8] EM736, Análisis Técnico-Económico del Sector Eléctrico en Chile. Universidad de Chile, Cristian Hermansen y Francisco Aguirre-Leo
- [9] <http://www.cdec-sic.cl> Centro de Despacho Económico de Carga SIC
- [10] Decreto 244 Reglamento para Pequeños Medios de Generación no convencionales y Pequeños Medios de Generación, 2-9-2005
- [11] Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión, 22-5-2007
- [12] Ley 19.300 de bases del medio ambiente
- [13] Proyecto de Norma de Emisión de Grupos Electrógenos para la Región Metropolitana <http://www.conama.cl/rm/568/article-38471.html>
- [14] Artículo sobre conformación del sistema eléctrico español, http://www.ces.gva.es/pdf/trabajos/articulos/revista_29/art2-rev29.pdf
- [15] Informe mensual OMEL “Mercado de electricidad. Evolución del mercado de producción de energía eléctrica”, Agosto 2009
- [16] Informe del Sistema Eléctrico español año 2008.
- [17] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. <http://www.mityc.es>
- [18] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico
- [19] Información general sobre sistema eléctrico ecuatoriano, <http://www.cideiber.com/infopaises/Ecuador/Ecuador-05-03.html>

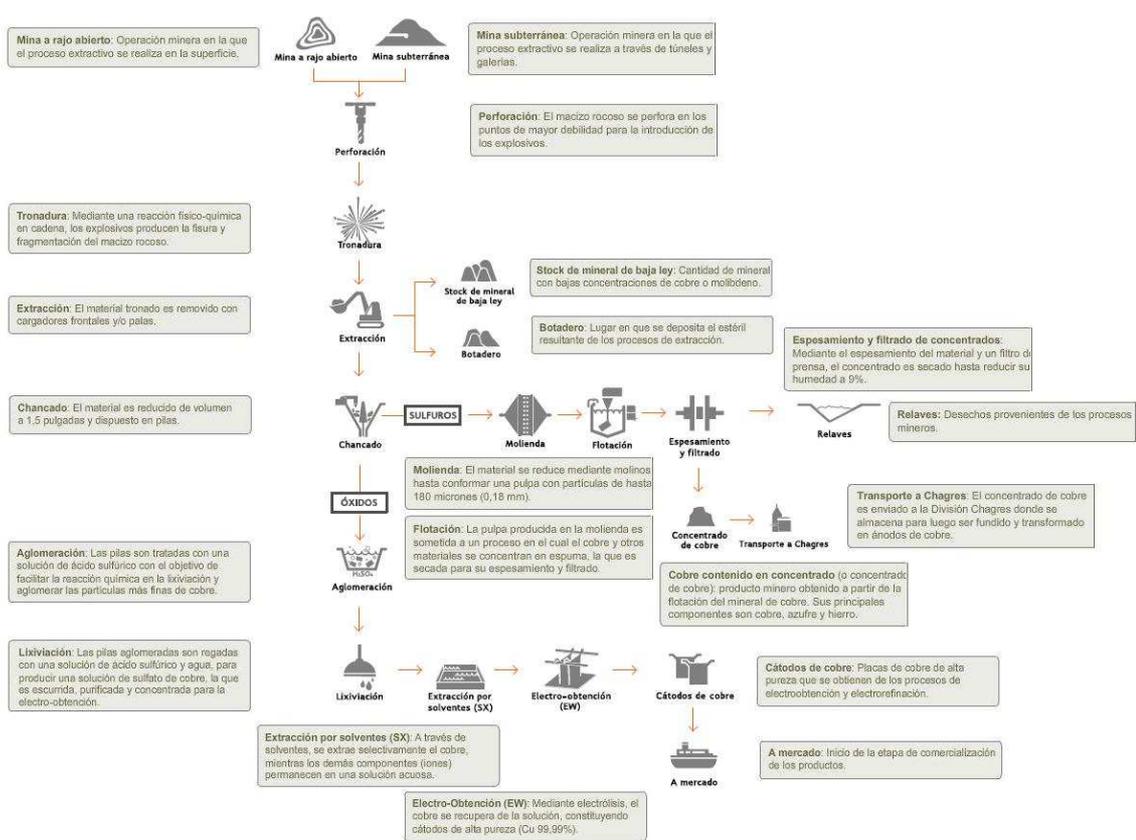
- [20] “Panorama actual de los Autogeneradores en el Ecuador, su evolución, sus ventajas y desventajas con respecto de los generadores y consumidores comerciales e industriales”
<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/980/5/T10746CAP3.pdf>
- [21] Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador (CONELEC)
- [22] Regulación N° CONELEC 001/02 “Participación de los Autoproductores con sus excedentes de generación”
- [23] Regulación N° CONELEC 009/06 “Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”
- [24] XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP administrador y operador del mercado eléctrico colombiano <http://www.xm.com.co>
- [25] Empresa de Energía de Bogotá S.A. <http://www.eeb.com.co>
- [26] Resolución CREG - 086 de 1996
- [27] Resolución CREG - 084 de 1996
- [28] Anglo American Chile <http://www.anglochile.cl>
- [29] Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC www.cdec-sic.cl
- [30] Informe Técnico definitivo “Fijación de Precios de Nudo SIC” Abril de 2009

Anexo 1

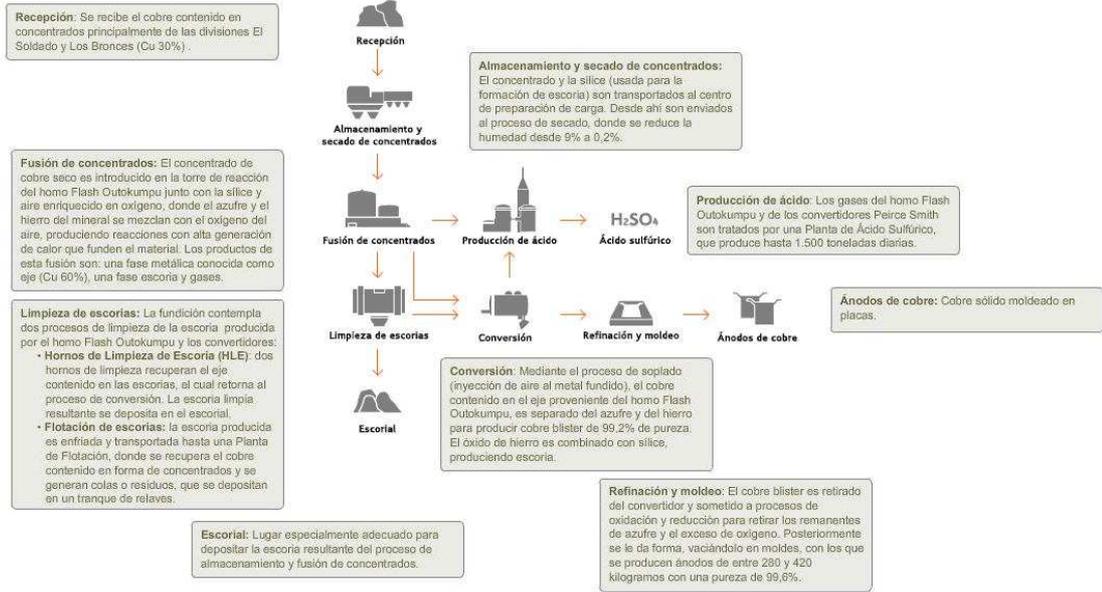
Procesos de Mantoverde



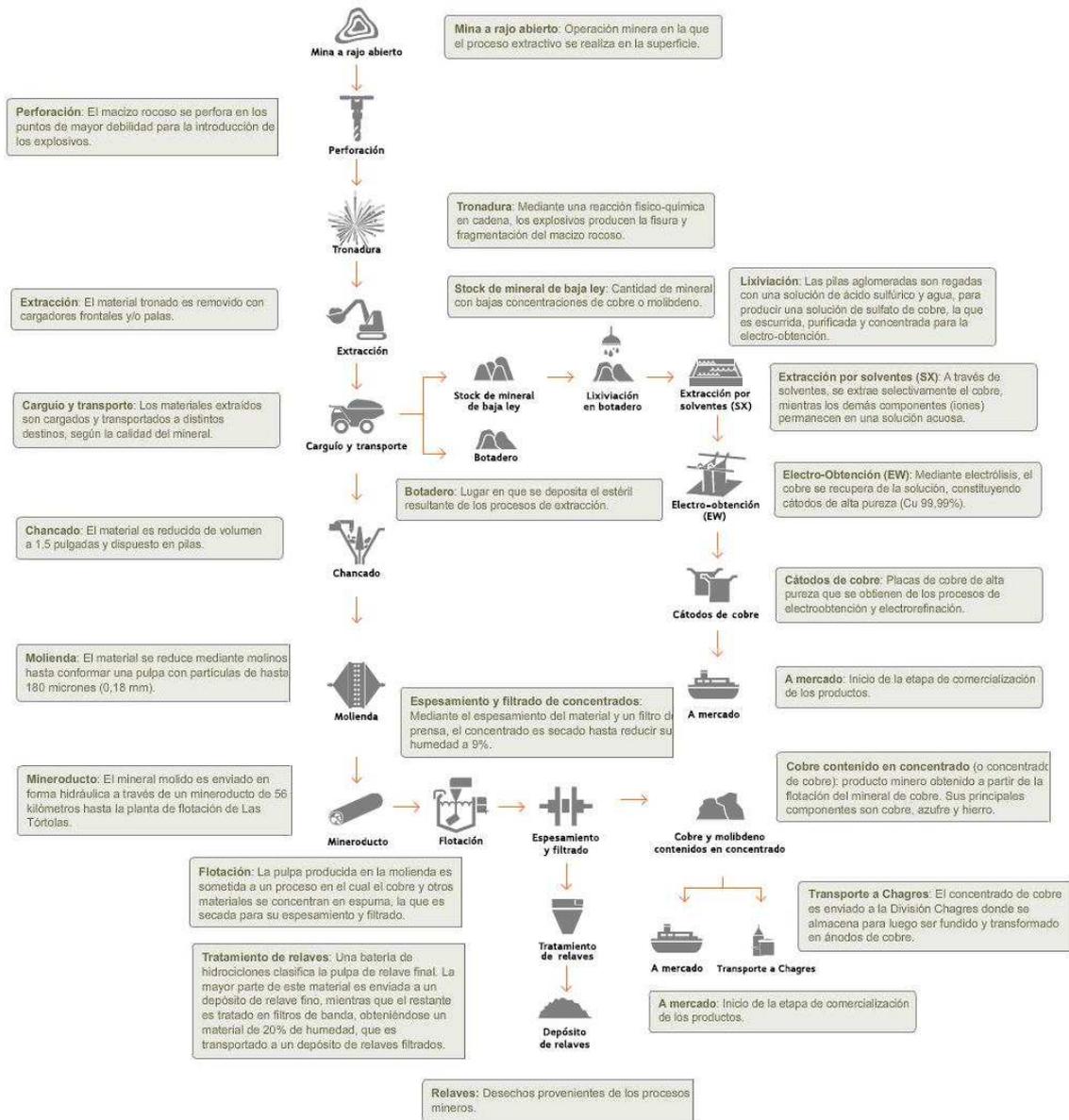
Procesos de El Soldado



Procesos de Chagres



Procesos de Los Bronces



Anexo 2

Principales características de los motores utilizados

MODELO P2000



Figura 1.- Grupo electrógeno FGWilson modelo P2000

Características principales		
Potencia de salida prime	2.000	kVA
	1.600	kW
Sobrecarga admisible 1 hora cada 12 horas de funcionamiento	10	%
Factor de potencia	0,8	
Voltaje	400/230	Vac
Fases	3 mas neutro	
Conexión	Y con neutro accesible	
Frecuencia	50	Hz
Velocidad de giro	1500	rpm
Regulación de frecuencia de salida	Menor +-1%	
Regulación de voltaje de salida	+0,5%	
Acoplamiento	Directo	
Condiciones de operación	Nivel del mar, 27°C, y	
	60% de humedad relativa	

Tabla 1.- Características eléctricas de los motores

Potencia disponible a carga variable, promediando 80% de valor nominal prime en cualquier periodo de doce horas de operación, en reemplazo de la red pública, en forma continuada sin limitación de horas anuales.

Admite un 10% de sobrecarga por una hora cada doce de operación, en tramos cortos (partida de motores u otras cargas puntuales o transientes).

La capacidad interna de combustible es de 61.1 litros, por lo que se deben tener estanques en las instalaciones. Lo que se recomienda es el uso de Diesel clase A2. Con respecto al consumo de combustible se tiene lo siguiente de acuerdo al porcentaje de carga a 50 Hz:

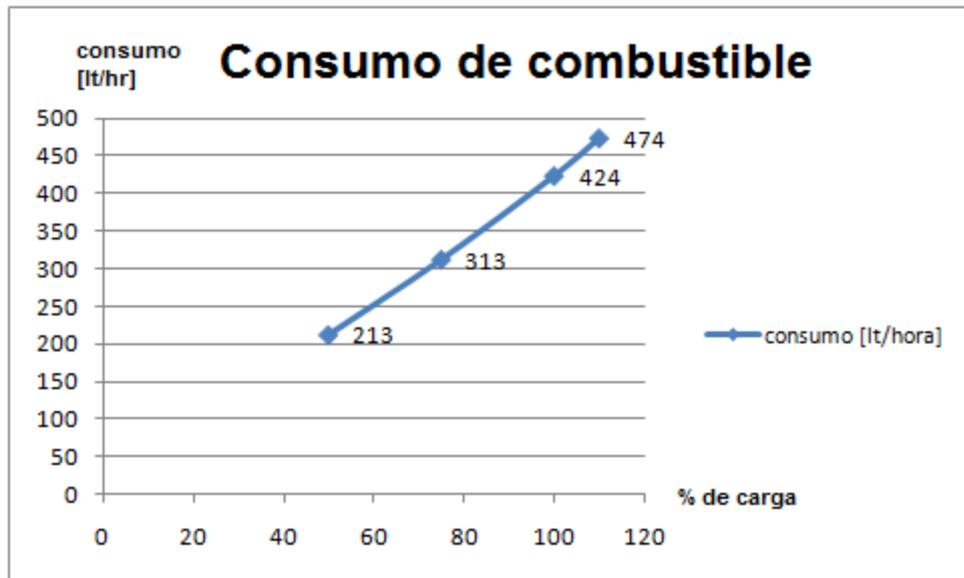


Figura 2.- Consumo de combustible por porcentaje de carga

Anexo 3

Costo variable de los grupos

Para la determinación de los costos variables, existe una forma de cálculo a través de la siguiente relación:

$$CV_{ij} = Costo_comb_{ij} \cdot Cons_esp_{ij} + CV_nocomb_{ij}$$

Aquí:

CV_{ij} : Costo variable de la central j el año i en [US\$/MWh]

$Costo_comb_{ij}$: Costo del combustible utilizado en la central j el año i en [US\$/m³]

$Cons_esp_{ij}$: Consumo específico de combustible utilizado por la central j en año i en [m³/MWh]

CV_nocomb_{ij} : Costo variable asociado con ítems no relacionados directamente con la compra de combustible por parte de la central j el año i en [US\$/MWh]

Para el caso del costo del combustible, este varía con respecto al escenario a elegir. Los valores por año se han mostrado en el capítulo 5.

En el caso del consumo específico se tiene un valor representativo para los grupos de acuerdo a la característica de las máquinas utilizadas según datos del fabricante de referencia. Esto corresponde al siguiente valor:

$$Cons_esp_{ij} = 0.5 \left[\frac{gal}{kWh} \right] = 0.132 \left[\frac{m^3}{MWh} \right]$$

Luego, para el costo variable no combustible se han elegido valores de centrales térmicas con consumo de Petróleo Diesel menores a 9 MW. [1] El costo elegido corresponde a un promedio de dichos valores como una referencia, teniendo como resultado:

$$CV_nocomb_{ij} = 18.67 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

Cálculo de la Potencia Firme

Para el análisis se requiere saber con certeza los valores de las potencias de las máquinas, puesto que las divisiones de la compañía están situadas muy por sobre el nivel del mar. En particular se analiza el caso de Los Bronces, en la cual los equipos están ubicados en promedio a 3.000 msnm, por lo que existe un efecto de derrateo por altura. Esto se manifiesta como una pérdida de 1% de la potencia por cada 100 [m] por sobre una ubicación estándar que se sitúa en los 1.000 [m]. Esto es válido hasta los 4.000 [m]. [2]

Como todas las divisiones a excepción de Los Bronces están ubicadas por debajo de los 1.000 msnm no sufren pérdidas por altura. Sin embargo dicha división espera un derrateo de los motores de un 20%, por lo que el valor definitivo para la potencia máxima de estas instalaciones se reduce de 12.32 [MW] a 9.86 [MW].

Para el cálculo específico de la potencia firme se deben tener en consideración los diversos tipos de instalaciones, es decir, si corresponden a PMG o PMGD entre otros. La determinación de este valor está dada principalmente en dos etapas: potencia preliminar y definitiva.

Para conocer la potencia preliminar se deben conocer factores como los mostrados en el cálculo de potencia firme del CDEC-SIC: [3]

$$P_{prel_{ij}} = 0,8 \cdot P_{suf_{ij}} + 0,1 \cdot P_{tp_{ij}} + 0,1 \cdot P_{lc_{ij}}$$

En esta expresión:

$P_{prel_{ij}}$: Potencia preliminar de la central j el año i en [MW]

$P_{suf_{ij}}$: Potencia de suficiencia de la central j el año i en [MW]

$P_{tp_{ij}}$: Potencia en caso de tiempo de partida de la central j el año i en [MW]

$P_{lc_{ij}}$: Potencia en caso de incremento de carga de la central j el año i en [MW]

Potencia preliminar

En el caso de la potencia de suficiencia, se deben considerar una potencia inicial y la indisponibilidad de las unidades.

Las potencias iniciales consideradas en el análisis corresponden al tamaño nominal de las unidades generadoras, es decir, lo que actualmente entregan o tienen proyectado entregar en caso de emergencia según lo descrito en el capítulo 4 respecto de los tamaños de la generación de respaldo, sin incluir los consumos propios.

Con respecto a la indisponibilidad se han tomado en cuenta los episodios de mantención y forzados, que incluyen salidas intempestivas y fallas. En el primer caso se tiene una tasa promedio de 500 [hr/año] para salidas programadas y 170 [hr/año] de fallas, lo que corresponde a un promedio de centrales parecidas según datos del CDEC-SIC. [4]

Luego la potencia de suficiencia se calcula:

$$P_{suf_{ij}} = P_{inic_{ij}} \cdot \frac{T_{prog_{ij}} + T_{fall_{ij}}}{365 \cdot 24}$$

Aquí:

$P_{suf_{ij}}$: Potencia de suficiencia de la central j el año i en [MW]

$P_{inic_{ij}}$: Potencia inicial considerada para la central j el año i en [MW]

$T_{prog_{ij}}$: Tiempo destinado a mantenimientos programados de la central j el año i en [hr]

$T_{fall_{ij}}$: Tiempo asociado a mantenimientos no programados y fallas de la central j el año i en [hr]

Además, para los cálculos de potencia en casos de tiempo de partida e incremento de carga se debe considerar el hecho de distinguir entre PMG y PMGD. Se sabe que los PMGD no participan del cálculo de seguridad, es decir, estas potencias que se quieren calcular. [5]

En caso de tratarse de PMG, los casos de potencias en casos de tiempo de partida e incremento de carga se calculan de la siguiente manera:

$$P_{tp_{ij}} = F_{tp} \cdot P_{inic_{ij}}$$

$$P_{ic_{ij}} = F_{ic} \cdot P_{inic_{ij}}$$

Aquí:

$P_{tp_{ij}}$: Potencia en caso de tiempo de partida de la central j el año i en [MW]

F_{tp} : Factor asociado al término de potencia de tiempo de partida. Según la CNE, un valor típico para las centrales Diesel pequeñas es de 0,98. [1]

$P_{inic_{ij}}$: Potencia inicial considerada para la central j el año i en [MW]

$P_{ic_{ij}}$: Potencia en caso de incremento de carga de la central j el año i en [MW]

F_{ic} : Factor asociado al término de potencia de incremento de carga. Según la CNE, un valor típico para las centrales Diesel pequeñas es de 0,99. [1]

Potencia definitiva

Desarrollando los cálculos descritos, se llega al valor de la potencia preliminar. Para la potencia definitiva se debe considerar la siguiente fórmula:

$$PF_{ij} = P_{prel_{ij}} \cdot \frac{D_{max_i}}{\sum_{m=\text{todas las centrales del SIC}} P_{prel_{im}}}$$

Aquí:

PF_{ij} : Potencia Firme de la central j el año i en [MW]

$P_{prel_{ij}}$: Potencia preliminar de la central j el año i en [MW]

D_{max_i} : Demanda máxima del SIC durante el año i en [MW]. Se ha escogido el valor del año 2009 que ocurrió el 24 de junio con un valor de 5.303 [MW]

Este valor será representativo aunque varíen los términos de la potencia firme ya que lo relevante del cálculo es la razón entre la demanda máxima y la suma de las potencias preliminares, cuyo valor se toma en 8.581,3 [MW], correspondiente al 2009. El resultado de todos los cálculos se muestran a continuación:

	Potencia inicial [MW]	Potencia Preliminar [MW]	Potencia Firme [MW]
Manto Verde	4,10	3,84	2,37
El Soldado	4,10	3,84	2,37
Chagres	4,00	3,75	2,32
Los Bronces	8,30	7,77	4,80

Tabla 1.- Cálculo de potencia firme

Pagos por uso del sistema de transmisión

En este estudio se exploran las alternativas relacionadas al uso de las líneas de transmisión, lo que incluye un análisis a los pagos realizados por la utilización de los sistemas troncal y de subtransmisión. Para el uso de los sistemas adicionales no se realiza ningún análisis u observación puesto que es un tema que deben zanjar las empresas interesadas y llegar a un acuerdo en cuanto a dicho pago.

Luego para calcular el pago correspondiente a transmisión troncal se realiza la resolución de la siguiente ecuación:

$$PagoGen_{ijk} = \frac{GGDF_{ijk} \cdot G_{ik}}{\sum_i (GGDF_{ijk} \cdot G_{ik})} \cdot Peaje_{jk}$$

Aquí:

Pago Gen_{ijk}: Pago por uso del sistema de transmisión troncal en que incurre el generador i por la línea de transmisión j el año k en [US\$]

GGDF_{ijk}: Factor de cálculo que considera prorrateo de línea de transmisión j por parte de generador i el año k

G_{ik}: Generación bruta del generador i el año k en [MW]

Peaje_{jk}: Resultado de la diferencia entre el valor de la transmisión anual por tramo y el ingreso tarifario de la línea de transmisión j el año k en [US\$]

Luego los valores obtenidos corresponden a los siguientes:

TRONCAL	
Peaje Total [US\$]	TOTAL
MANTOVERDE	229.103
EL SOLDADO	0
CHAGRES	24.628
LOS BRONCES	49.256
TOTAL	302.988

Tabla 2.- Pagos anuales por uso del sistema de transmisión troncal por parte de los generadores

Para el caso de los pagos por subtransmisión se recurre a modificar el cálculo obtenido en el respectivo informe de peajes. [5] Lo anterior quiere decir que se han tomado las líneas que se han de utilizar y simplemente se han cambiado los valores de carga de los clientes libres asociados.

Así por ejemplo se tiene el tramo Diego de Almagro 220- Diego de Almagro 110 el cual es utilizado por la División Manto Verde. Al agregar generación a dicha división, disminuye la demanda efectiva que el sistema suministra por lo que cambian los valores asociados a los peajes, lo que se puede observar a continuación:

Tramo No 520: d.almag220->d.almag110		TRANSELEC		Participación		AVR	IT	Peaje
				78,43	100,00%	626,69	760,47	133,78
Usuario	Central o Retiro	Tipo	[MW]	[%]	[kUS\$]	[kUS\$]	[kUS\$]	
ENDESA	EMELAT LIBRE (D. ALMAGRO 110)	Adicional	5,01	6,39%	40,03	48,58	-8,55	
ENDESA	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	Adicional	40,42	51,54%	322,97	391,92	-68,95	
GUACOLDA	MIN. MANTO VERDE (D. ALMAGRO 110)	Adicional	24,69	31,48%	197,28	239,40	-42,11	
PACIFIC HYDRO	CENTENARIO (D. ALMAGRO 110)	Adicional	0,89	1,13%	7,11	8,63	-1,52	
RM88	EMELAT (D. ALMAGRO 110)	Adicional	7,42	9,46%	59,29	71,95	-12,66	

Tabla 3.- Peajes tramo Diego de Almagro 220- Diego de Almagro 110 sin generación en Manto Verde [6]

Tramo No 520: d.almag220->d.almag110		TRANSELEC		Participación		AVR	IT	Peaje
				74,33	100,00%	626,69	760,47	133,78
Usuario	Central o Retiro	Tipo	[MW]	[%]	[kUS\$]	[kUS\$]	[kUS\$]	
ENDESA	EMELAT LIBRE (D. ALMAGRO 110)	Adicional	5,01	6,74%	42,24	51,26	-9,02	
ENDESA	CODELCO SALVADOR (D. ALMAGRO 110)	Adicional	40,42	54,38%	340,79	413,54	-72,75	
GUACOLDA	MIN. MANTO VERDE (D. ALMAGRO 110)	Adicional	20,59	27,70%	173,60	210,66	-37,06	
PACIFIC HYDRO	CENTENARIO (D. ALMAGRO 110)	Adicional	0,89	1,20%	7,50	9,11	-1,60	
RM88	EMELAT (D. ALMAGRO 110)	Adicional	7,42	9,98%	62,56	75,91	-13,35	

Tabla 4.- Peajes tramo Diego de Almagro 220- Diego de Almagro 110 con generación en Manto Verde [6]

Así se ha realizado un estudio de todas las líneas involucradas en el suministro de las divisiones y se ha llegado al pago total en esta nueva situación:

PEAJES NUEVO	[US\$]
MANTOVERDE	-19.204
EL SOLDADO	-5.014
CHAGRES	238.087
LOS BRONCES	0
TOTAL	213.868

Tabla 5.- Pago total anual de divisiones con generación

Luego se tiene el respectivo ahorro:

AHORRO PEAJES	[US\$]
MANTOVERDE	-5.056
EL SOLDADO	20.476
CHAGRES	1.176
LOS BRONCES	0
TOTAL	16.596

Tabla 6.- Ahorro anual al utilizar generación en divisiones

Este análisis es igualmente válido en la modalidad de ahorro puesto que el sistema puede ver una disminución en la carga, por lo que se considera como un ahorro en este esquema además de la utilización en sí de las unidades.

Basta decir que esto se trata sólo de una simplificación puesto que los valores van cambiando en el tiempo y para encontrar los verdaderos valores se requiere de un análisis mucho más profundo que escapa a los objetivos de este trabajo.

Ingresos como empresa de generación

El ingreso total de la compañía se calcula a partir de los balances operacionales y comerciales producto de la generación y venta de la electricidad producida por cada una de las unidades. Luego el ingreso se calcula como:

$$Ingreso\ Neto_{EMP_GEN} = \sum_j \sum_{i=2011}^{2020} B_OP_{ij} + \sum_j \sum_{i=2011}^{2020} B_COM_{ij}$$

Donde:

B_OP_{ij}: Balance Operacional de la unidad de la división j el año i

B_COM_{ij}: Balance Comercial de la unidad de la división j el año i

Balance Operacional

El ingreso obtenido a partir de la operación de las unidades generadoras viene dado por la siguiente expresión:

$$B_OP_{ij} = Ing_En_{ij} + Ing_Pot_{ij} - Peajes_Iny_{ij} - Transf_En_{ij}$$

Las expresiones corresponden a:

B_OP_{ij}: Balance Operacional de la unidad de la división j el año i

Ing_En_{ij}: Ingreso por energía de la central j el año i

Ing_Pot_{ij}: Ingreso por potencia de la central j el año i

Peajes_Iny_{ij}: Pago por uso de los sistemas de transmisión de la central j el año i

Transf_En_{ij}: Participación en las transferencias de energía de la central j el año i

La expresión anterior es válida sólo si la central posee algún contrato de venta de electricidad a alguno de los consumos asociados a las divisiones, por lo que si no es satisfecha esta condición el balance es nulo.

A continuación se detalla el cálculo de cada uno de los términos para la determinación de los ingresos.

Ingreso Operacional por Energía

Estos ingresos dependen directamente de la generación de la central y se calcula de la siguiente manera:

Aquí:

NG_{ij}: Nivel de generación de la central j el año i en [MWh]

Cmg_En_{ij}: Costo marginal de la energía en la barra de inyección de la central j el año i en [US\$/MWh]

CV_{ij}: Costo variable de la central j el año i en [US\$/MWh]

Para la determinación del nivel de generación se utiliza la siguiente expresión:

$$NG_{ij} = Pot_max_{ij} \cdot NHO_{ij} \cdot Porc_desp_{ij}$$

Se tiene:

NG_{ij} : Nivel de generación de la central j el año i en [MWh]
 Pot_max_{ij} : Potencia máxima de la central j el año i en [MW]
 NHO_{ij} : Número de horas operativas de la central j el año i en [hr]
 $Porc_desp_{ij}$: Porcentaje del tiempo destinado al despacho de la central j el año i en [%]

Consecutivamente se deben calcular las siguientes expresiones:

$$NHO_{ij} = 365 \cdot 24 - T_prog_{ij} - T_fall_{ij}$$

Donde:

NHO_{ij} : Número de horas operativas de la central j el año i en [hr]
 T_prog_{ij} : Tiempo destinado a mantenimientos programados de la central j el año i en [hr]
 T_fall_{ij} : Tiempo asociado a mantenimientos no programados y fallas de la central j el año i en [hr]

Además se tiene el despacho:

$$Porc_desp_{ij} = \begin{cases} Porc_desp_CDEC_{ij}, & \text{Despacho por CDEC} \\ Porc_autodesp_{ij}, & \text{Autodespacho} \end{cases}$$

Los términos:

$Porc_desp_{ij}$: Porcentaje del tiempo destinado al despacho de la central j el año i en [%]
 $Porc_desp_{ij}$: Porcentaje del tiempo destinado a la generación de la central j bajo régimen de despacho coordinado por el CDEC el año i en [%]
 $Porc_desp_{ij}$: Porcentaje del tiempo destinado a la generación de la central j bajo régimen de autodespacho el año i en [%]

Ingreso por potencia

Independiente del régimen de venta de energía siempre la potencia se vende a precio de nudo:

$$Ing_Pot_{ij} = 12 \cdot PF_{ij} \cdot Pnudo_Pot_{ij}$$

Donde los términos corresponden a:

Ing_Pot_{ij} : Ingreso por potencia de la central j el año i en [US\$]
 PF_{ij} : Potencia Firme de la central j el año i en [MW]
 $Pnudo_Pot_{ij}$: Precio de nudo de la potencia en la barra de inyección de la central j el año i en [US\$/MW/mes]

Pago por uso de los sistemas de transmisión

Se calculan los términos según la metodología expuesta en la sección “Pagos por uso del sistema de transmisión”.

Transferencias de energía

Este concepto sólo es válido si se trata de despachos realizados exclusivamente por el CDEC, de manera que se calcula de la siguiente manera:

$$Transf_En_{ij} = \begin{cases} Abast_merc_{ij} \cdot Cmg_En_{ij}, & \text{Despacho por CDEC} \\ 0 & \text{Autodespacho} \end{cases}$$

Aquí:

Transf_En_{ij}: Participación en las transferencias de energía de la central j el año i en [US\$]

Abast_merc_{ij}: Abastecimiento desde el mercado producido por la no satisfacción de las obligaciones de demanda de electricidad por despacho de la central j el año i en [MWh]

Cmg_En_{ij}: Costo marginal de la energía en la barra de inyección de la central j el año i en [US\$/MWh]

Con respecto al abastecimiento desde el mercado, este se extrae de las obligaciones de satisfacción de demanda de la central a sus contratos:

$$Abast_merc_{ij} = \sum_k EC_{ijk} - NG_{ij}$$

Donde:

Abast_merc_{ij}: Abastecimiento desde el mercado producido por la no satisfacción de las obligaciones de demanda de electricidad por despacho de la central j el año i en [MWh]

EC_{ijk}: Obligación por energía suministrada al cliente k por la central j el año i en [MWh]

NG_{ij}: Nivel de generación de la central j el año i en [MWh]

A su vez los suministros de energía se calculan de la siguiente manera:

$$EC_{ijk} = 365 \cdot 24 \cdot Pot_Contrato_{ijk}$$

Donde los términos corresponden a:

EC_{ijk}: Obligación por energía suministrada al cliente k por la central j el año i en [MWh]

Pot_Contrato_{ik}: Potencia contratada por el cliente k a la central j el año i en [MW]

Balance Comercial

El balance producto de la comercialización de la electricidad se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$B_COM_{ij} = Ing_Com_{ij} - Peajes_Ret_{ij}$$

Los términos corresponden a lo siguiente:

B_COM_{ij}: Balance Comercial de la unidad de la división j el año i

Ing_Com_{ij}: Ingresos derivados de la comercialización de electricidad por cada central j el año i
 Peajes_Ret_{ij}: Pago por el retiro de electricidad desde el sistema para la central j el año i

El detalle de estos ítems se describe a continuación.

Ingresos comerciales

El balance producto de la comercialización de la electricidad depende del tipo de régimen de comercialización al cual se quiere exponer la unidad. Según el reglamento para PMG se puede vender la energía a costo marginal o a precio estabilizado. Además se puede realizar un contrato entre la empresa de generación y un cliente libre para vender la electricidad a un precio previamente acordado. Por lo tanto el ingreso comercial se puede definir de la siguiente manera:

$$Ing_Com_{ij} = \begin{cases} \sum_k EC_{ijk} \cdot (Cmg_{ik} - Pnudo_En_{ik}), Vta \rightarrow Cmg \\ \sum_k EC_{ijk} \cdot (Pnudo_En_{ik} - Pnudo_En_{ik}), Vta \rightarrow Pnudo \\ \sum_k EC_{ijk} \cdot (Pcontrato_{ijk} - Pnudo_En_{ik}), Vta \rightarrow Pcontrato \end{cases}$$

Los valores:

Ing_Com_{ij}: Ingresos derivados de la comercialización de electricidad por cada central j el año i en [US\$]

EC_{ijk}: Obligación por energía suministrada al cliente k por la central j el año i en [Mwh]

Cmg_En_{ij}: Costo marginal de la energía en la barra de retiro del cliente k el año i en [US\$/MWh]

Pcontrato_{ijk}: Precio de contrato de venta de energía entre la central j y el cliente k el año i en [US\$/MWh]

Pnudo_En_{ik}: Precio de nudo de la energía en la barra de retiro del cliente k el año i en [US\$/MWh]

Pago por retiro de electricidad

Se calculan los términos según la metodología expuesta en la sección “Pagos por uso del sistema de transmisión”.

Esquema de Ahorro

Lo primero que se debe considerar es el pago por energía y potencia en que incurre cada una de las divisiones. Para ello se definen:

$$Pago_En_{ik} = Cargo_En_{ik} \cdot En_{ik}$$

Aquí

Pago_En_{ik}: Pago por energía en que incurre la división k el año i en [US\$]

Cargo_En_{ik}: Cargo por energía para la división k el año i en [US\$/MWh]. El valor a utilizar en el análisis corresponde a 75 [US\$/MWh]

En_{ik}: Energía consumida por la división k el año i en [MWh]

Para el caso de la potencia se tienen dos ítems:

$$CPHP_{ik} = 1,1 \cdot Pnudo_Pot_{ik} \cdot DHP_{ik}$$

$$CHFP_{ik} = 1,1 \cdot 0,2 \cdot Pnudo_Pot_{ik} \cdot \text{máx}(0; DHFP_{ik} - DHP_{ik})$$

Donde:

CPHP_{ik}: Cargo por potencia en horario punta el año i por el cliente k en [US\$]

CHFP_{ik}: Cargo por potencia en horario fuera de punta el año i por el cliente k en [US\$]

Pnudo_Pot_{ik}: Precio de nudo de la potencia el año i para el cliente k en [US\$/MW]

DHP_{ik}: Demanda en horario punta el año i para el cliente k en [MW]

DHFP_{ik}: Demanda en horario fuera de punta el año i para el cliente k en [MW]

Para encontrar los valores de las demandas punta y fuera de punta se establece una suposición basada en el hecho de que las curvas de carga no exceden en general el 10% de variación entre valores máximos y mínimos. Además la utilización de horas punta corresponde a 5 horas, con lo que se tienen las siguientes relaciones:

$$Dem_{ik} = \frac{19 \cdot DHFP_{ik} + 5 \cdot DHP_{ik}}{24}$$

$$DHP_{ik} = 1,1 \cdot DHP_{ik}$$

Donde Dem_{ik} es la demanda total que es un valor conocido. Luego, el valor para la demanda en horario punta es:

$$DHP_{ik} = \frac{24}{25,9} \cdot Dem_{ik}$$

Luego, para cuantificar el ahorro hace falta conocer el nivel de generación de las unidades y el precio de la energía. Además existe el ahorro por concepto de peajes ya que el sistema ve que la demanda de los clientes disminuye y se genera una diferencia que debe ser tomada en cuenta en los cálculos, lo que ya se vio en la parte de Pagos por uso del sistema de transmisión. Luego, el ahorro total anual corresponde a:

$$Ahorro\ Total_{ik} = NG_{ij} \cdot P_contrato_{ijk} + Ahorro_peajes_{ik}$$

Los valores:

Ahorro Total_{ik}: Ahorro en que incurre el cliente libre k por uso de los generadores en año i en [US\$]

NG_{ij}: Nivel de generación de la central j el año i en [MWh]

P_contrato_{ijk}: Precio de contrato entre la central j y el cliente k el año i en [US\$/MWh]. Aquí se considera un valor de 75 [US\$/MWh]

Ahorro_peajes_{ik}: Ahorro por concepto de uso de líneas por parte del cliente k el año i en [US\$]

Costos

Existen dos tipos de costos que son los variables y los fijos. Para los primeros, que ya se calcularon, sólo falta conocer cuál va a ser la energía generada por lo que el problema ya está resuelto. Sin embargo los costos fijos deben calcularse y poseen los siguientes ítems:

Costo por uso de aceite: Las máquinas requieren un sistema de lubricación basado en aceites. El costo de utilización se calcula de la siguiente manera:

$$C_{aceite} = cons_aceite \cdot precio_aceite \cdot NHO$$

Aquí:

C_{aceite} : Costo por utilización de aceite en [US\$]

$cons_aceite$: Consumo específico de aceite. El valor para las máquinas en estudio es de 0,95[lit/hr].

$precio_aceite$: Precio de mercado para el aceite. Su valor es de 1500 [\$/lit]

NHO : Número de horas en que está operativa la unidad al año.

Además existen otros costos como los de operación y mantenimiento que están descritos en el cálculo de costos finales del capítulo 6. Estos incluyen pagos al personal y otros gastos menores. Luego, el costo fijo final está compuesto por lo siguiente:

$$CF = C_{aceite} + C_{operación} + C_{mantenimiento}$$

Bibliografía de Anexo 3

- [1] Informe de Precio de Nudo Abril de 2009
- [2] ABB www.abb.com
- [3] Minuta de Cálculo definitivo de la Potencia Firme CDEC-SIC Año 2009
- [4] Planilla “Empresas generadoras” CDEC-SIC Año 2009
- [5] Dictamen N° 5 de 2007 del Panel de Expertos
- [6] Cálculo de Peajes básicos y adicionales y proyección de ingresos tarifarios CDEC-SIC Año 2009

La información que esta memoria de título 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 información para la realización de este trabajo y no tiene opinión ni participación alguna en su contenido.