



INVERSIÓN EN PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A GRUPOS ELECTRÓGENOS DIESEL

Parte 1 – Análisis Estratégico y de Mercado

**PLAN DE NEGOCIOS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN**

Alumno: Héctor Andrés Obando Salazar.

Profesor Guía: Máximo Errázuriz.

Santiago, Agosto 2014

TABLA DE CONTENIDOS

I	RESUMEN EJECUTIVO	3
II	ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA, COMPETIDORES Y CLIENTES	7
III	DESCRIPCIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO	20
IV	DESCRIPCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL MERCADO OBJETIVO	23
V	PLAN DE MARKETING	32
VI	RIESGOS CRÍTICOS	33
VII	CONCLUSIONES	34
VIII	BIBLIOGRAFÍA	35
IX	ANEXOS	36

I RESUMEN EJECUTIVO

Industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución. El segmento de generación, base de nuestro análisis, comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la energía se vende a:

- las compañías distribuidoras a precio nudo, como por ejemplo la venta que se produce entre Colbún S.A. y Chilectra S.A.,
- a clientes no regulados, clientes con demanda mayor a 2 Megawatt (MW) que negocian en forma directa con la generadora y
- otras compañías de generación, venta de energía que se transa en el mercado *spot* entre las generadoras.

Los generadores participan en licitaciones de energía de hasta 15 años. Las licitaciones se realizan de acuerdo a los requerimientos de la demanda a través de la distribución y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE); el ente regulador. Esto permite a los generadores obtener ingresos estables y predecibles, evitando la volatilidad del costo marginal y fomentando así la inversión en el sector.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los sistemas principales que cubren las zonas más pobladas de Chile son el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive alrededor del 93% de la población chilena y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que opera en el norte del país, donde se encuentra gran parte de la industria minera. La operación de empresas generadoras de electricidad está coordinada por los Centros de Despacho Económicos de Carga, llamados CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales son entidades autónomas que están integrados por generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes importantes. Los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC) coordinan la operación de sus sistemas como mercados eficientes en la venta de electricidad, en donde se utiliza al generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda.

Esquema tarifario

La Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1/82 establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución y además supone que existe competencia a nivel de generación, que estos son fijados por los clientes en forma libre e informada y que la distribución constituye un monopolio que se regula con criterios de eficiencia. Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia.

Esta ley considera dos tipos de ingresos en el proceso de generación eléctrica:

Por Energía: Corresponden a los costos marginales horarios del sistema y pueden provenir de ventas a clientes libres, distribuidoras o a otros generadores. Las plantas generadoras despachan energía de acuerdo a orden ascendente de costos variables y las transferencias entre generadoras de energía se valorizan al costo marginal del sistema.

Por Potencia a firme: Esta corresponde a la cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras en consideración de la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo primario de generación que ésta utiliza (sequías, restricción de gas, etc.). La señalada cantidad, expresada en Megawatt (MW), multiplicada por el precio de la potencia, define el ingreso por potencia de una planta generadora.

Escenario Actual

Actualmente el Ministerio de Energía y particularmente el Sistema Interconectado Central (SIC) enfrentan dos desafíos importantes, uno en relación al suministro de energía, para lo cual se ha definido una estrategia que abarca entre otros temas, la diversificación de la matriz energética chilena para así controlar los costos de producción incluso con Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y el segundo desafío, garantizar el suministro en forma suficiente y oportuna, para lo cual los grandes proyectos en estudio enfrentan las estrecheces que se han producido en el sistema troncal, el cual tiene capacidad de transporte limitado y sin solución a corto plazo. Por lo tanto las primeras plantas generadoras de más de 100 Megawatt (MW) están contra el tiempo para conectarse al Sistema Interconectado Central (SIC) y utilizar su capacidad instalada.

Como país debemos considerar que no hay desarrollo social sostenible sin crecimiento económico y no hay crecimiento económico sin energía. En el actual escenario hay varios problemas sin solucionar, uno de ellos es que, los clientes libres (con capacidad de demanda mayor a 2 Megawatt (MW)) no tienen posibilidad de concretar nuevos contratos y por lo tanto corren el riesgo de quedar indexados al costo marginal, segundo, hay alta incertidumbre en el desarrollo de la matriz energética especialmente las plantas a carbón e hidroeléctricas. Junto a lo anterior también existe una alta probabilidad de requerir Gas Natural Licuado (GNL) para centrales de ciclo combinado, sin embargo no están las condiciones para tener un suministro eficiente al tener contratos del tipo “take or pay”.

A modo de antecedentes señalamos que el Sistema Interconectado Central (SIC) abarca desde la ciudad de Tal-Tal hasta Puerto Montt, atendiendo el 93% de la población y adicionalmente es en esta zona donde se produce el 76% del Producto Interno Bruto (PIB) de Chile, con un crecimiento anual promedio del 5% aproximadamente. La Capacidad instalada del Sistema Interconectado Central (SIC) es de 13.481 Megawatt (MW) con una demanda máxima de 6.992 Megawatt (MW). La matriz energética que atiende el Sistema Interconectado Central (SIC) está compuesta por un 51% de generación Térmica, 42% de generación Hidroeléctrica y 7% de generación Eólica/Biomasa/Solar/Otros.

La actual matriz energética tiene una alta dependencia de la hidrología y es por eso que en años secos se produce un aumento directo en el costo marginal de la energía. Este alto costo marginal implicó pérdidas a las empresas del sector generación con contratos vigentes, por lo tanto en el año 2013 y lo que va del 2014 ha ido en aumento la incertidumbre y como consecuencia de ello la mayoría de los clientes libres están sin contrato y por lo tanto recurren al mercado *Spot*. Por otra parte, es importante reafirmar que hay una gran dependencia de la hidrología y en definitiva del agua embalsada.

Tomando como base el escenario anteriormente descrito consideramos una alternativa altamente viable la construcción de una “Planta de Generación en Base a Grupos Electrógenos Diesel” con un total de 9 Megawatt (MW) de potencia instalada, ubicada en el sector rural costero de Chanco en la séptima región de Chile. Los equipos estarán en contenedores ISO40 insonorizados y se conectarán a las líneas de media tensión a través de un transformador elevador de tensión en 15 kiloVolt (kV), con un costo de implementación de aproximadamente US\$ 206.000/Megawatt (MW). Esta planta estará disponible para inyectar energía directamente al sistema y se puede vender directamente al Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) o bien a través de un apoderado quien representaría la potencia de 9 Megawatt (MW) en el Centro de Despacho Económico de Carga del

Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), como por ejemplo Gener S.A., Colbún S.A., entre otros.

La evaluación económica de la Planta de Generación en Base a Grupos Electrónicos Diesel desarrollada en el presente documento, nos ha permitido ratificar nuestra convicción de llevar adelante esta alternativa de proyecto por cuanto con la inversión requerida se podría obtener un valor presente de los flujos evaluados a 10 años por un monto cercano a US\$ 700.000, con un plazo estimado de retorno de la inversión en torno a los 5 años.

En la tabla adjunta se detallan algunas de las variables incorporadas en la evaluación y los resultados obtenidos producto de su utilización:

VP Flujo de Caja en US\$	703.698
Tasa de Descuento (CAPM)	14,6%
TIR	21,6%

II ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA, COMPETIDORES Y CLIENTES

Descripción de la estructura de la industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está integrado por empresas generadoras de electricidad. Estas venden su producción a las empresas distribuidoras (precio nudo), a clientes no regulados (Precio acordado por contrato) y a otras empresas generadoras, en este último caso la venta de energía se valora a costo marginal. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, para efectos reguladores, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kilo-Volt (kV).

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los sistemas principales que cubren las zonas más pobladas de Chile son el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que opera en el norte del país, donde se encuentra gran parte de la industria minera. La operación de empresas generadoras de electricidad está coordinada por los Centros de Despacho Económicos de Carga, llamados CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales son entidades autónomas que están integrados por generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes importantes. Los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC) coordinan la operación de sus sistemas como mercados eficientes en la venta de electricidad, en donde se utiliza al generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. En consecuencia, en cualquier nivel concreto de demanda, se proporcionará el suministro adecuado al costo de producción más bajo posible que exista en el sistema en cualquier momento dado.

Regulación de empresas de generación

El segmento de generación comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la electricidad se vende a las compañías distribuidoras, a clientes no regulados, otras compañías de generación y en el mercado *spot*.

La operación de las empresas generadoras en cada uno de los dos principales sistemas interconectados es coordinada por su respectivo Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC), una entidad autónoma que reúne a los generadores, empresas de transmisión y grandes clientes. Un Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC) coordina la operación de su sistema con un criterio de eficiencia en el cual se utiliza al productor de menor costo marginal para satisfacer oportunamente la demanda en cualquier momento.

Como consecuencia, a cualquier nivel de demanda se entrega el abastecimiento adecuado, al menor costo de producción posible de las alternativas disponibles en el sistema. El costo marginal es usado como el precio al que los generadores transan su energía en una base horaria, incluyendo las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

Los generadores participan en licitaciones de energía de hasta 15 años. Las licitaciones se realizan de acuerdo a los requerimientos de la demanda a través de la distribución y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE); el ente regulador. Esto permite a los generadores obtener ingresos estables y predecibles, evitando la volatilidad del costo marginal y fomentando así la inversión en el sector.

Definición tarifaria

La Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1/82 establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución y además supone que existe competencia a nivel de generación, que estos son fijados por los clientes en forma libre e informada y que la distribución constituye un monopolio que se regula con criterios de eficiencia. Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así para suministros a usuarios finales cuya capacidad de demanda es inferior o igual a 2 Megawatt (MW), son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la ley establece que los clientes están afectos a regulación de precios.

Esta ley considera dos tipos de ingresos en el proceso de generación eléctrica:

Por Energía: Corresponden a los costos marginales horarios del sistema y pueden provenir de ventas a clientes libres, distribuidoras o a otros generadores. Las centrales generadoras despachan energía de acuerdo a orden ascendente de costos variables y las transferencias entre generadoras de energía se valorizan al costo marginal del sistema.

Por Potencia a firme: Esta corresponde a la cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras en consideración de la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo primario de generación que ésta utiliza (sequías, restricción de gas, etc.). La señalada cantidad, expresada en Megawatt (MW), multiplicada por el precio de la potencia, define el ingreso por potencia de una central generadora.

Alternativas de Comercialización de la Energía Eléctrica

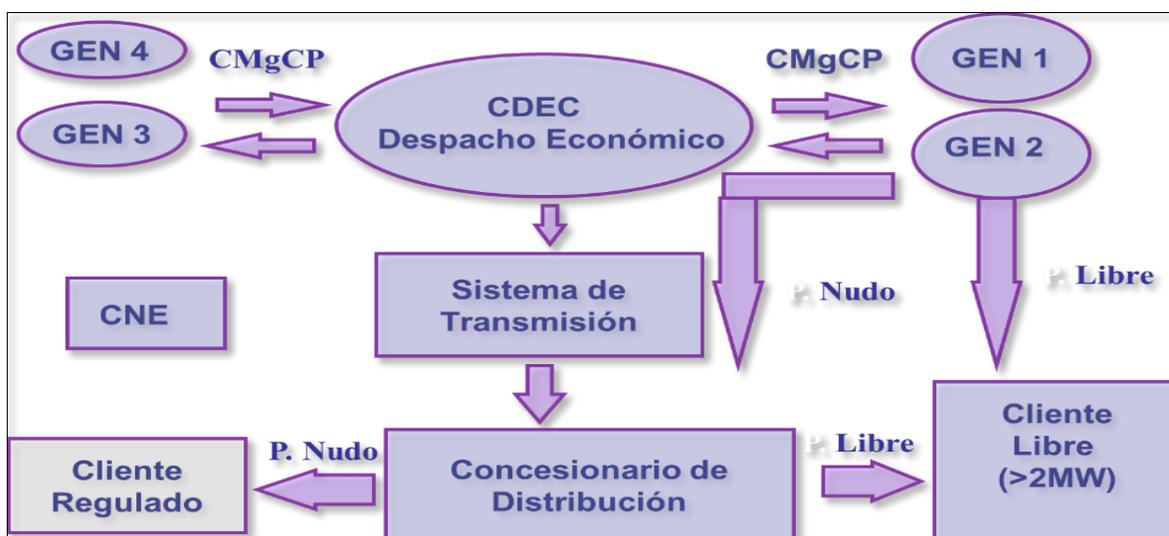
En la industria de la generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) se consideran tres alternativas de comercialización de la energía generada:

a) Cliente regulado a precio nudo: Precios máximos aplicables al consumo de electricidad de clientes regulados, representativos de los costos de suministro a nivel de generación-transporte, sin considerar los costos asociados a la distribución de electricidad. Estos precios pueden ser fijados por la entidad reguladora o ser el resultado de los procesos de licitación de suministro de clientes regulados, contemplados en la modificación legal contenida en la ley N° 20.018.

b) Clientes libres a precio libre: Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.

c) Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) a costos marginales horarios.

La siguiente figura, resume el modelo de la industria descrito precedentemente:



Oportunidad: Oferta y Demanda en el Sistema Interconectado Central (SIC)

Según el plan de la Comisión Nacional de Energía (CNE), a fines del 2013 el consumo de energía del Sistema Interconectado Central (SIC) llegará a 48.700.000 Megawatt hora (MWh) y para el 2020 se tiene proyectado un crecimiento promedio de 5,3% anual lo que equivale a un consumo de 70.300.000 Megawatt hora (MWh). Por lo tanto se requerirán 21.600.000 Megawatt hora (MWh) adicionales, equivalente al consumo de 7 veces la región de Valparaíso. Esto implica que se deberían instalar al 2020, el equivalente a 7 nuevas centrales de 400 Megawatt (MW) cada una con un factor de planta de 85%.

Según el plan de la Comisión Nacional de Energía (CNE) al 2013 tenemos 10.000 Megawatt (MW) base para la operación y por lo tanto se requerirán 2.700 Megawatt (MW) adicionales para cumplir con el plan al 2020 lo cual se puede cumplir instalando 29 centrales en 7 años que pueden ir desde los 9 Megawatt (MW) hasta los 350 Megawatt (MW), lo cual requiere un esfuerzo adicional dado que serían 29 comunidades afectadas o involucradas en el proceso de aceptación de estas centrales.

Según las proyecciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE), los 2.700 Megawatt (MW) anuales adicionales de oferta se podrían proyectar con una matriz energética de acuerdo a la siguiente relación: 33% Hidroelectricidad, 31% Carbón, 26% de Energía Renovable No Convencional (ERNC), 10% Gas.

Del 26% de Energía Renovable No Convencional (ERNC) puede ser un 76% Eólico. El Factor de Planta (disponibilidad) que se podría asignar a cada una de las fuentes sería de 50% para Hidroelectricidad, 85% para carbón, 25% para Energía Renovable No Convencional (ERNC) y 85% para gas.

Por lo tanto, si consideramos los 2.700 Megawatt y los diferentes factores de planta para la matriz propuesta, se podrían producir 14.500.000 Megawatt hora (MWh), de los cuales:

- 1.400.000 Megawatt hora (MWh) están en construcción
- 8.800.000 Megawatt hora (MWh) están sin comenzar
- 4.800.000 Megawatt hora (MWh) están sin promotor
-

Esto indica que de los 21.600.000 Megawatt hora (MWh) que el Sistema Interconectado Central (SIC) necesita al 2020 aún quedan 7.100.000 Megawatt hora (MWh) faltantes, lo que implica un déficit del 33%.

En conclusión con un escenario de hidrología media, con un 100% de cumplimiento del plan de obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE), si la demanda crece a una tasa anual del 5,3% similar a la que se ha observado históricamente y sin considerar las restricciones a nivel de transmisión, aún se requieren 7.100.000 Megawatt hora (MWh) de energía competitiva al 2020. En este escenario se hace más factible el desarrollo de capacidad instalada de respaldo en base a generadores diesel.

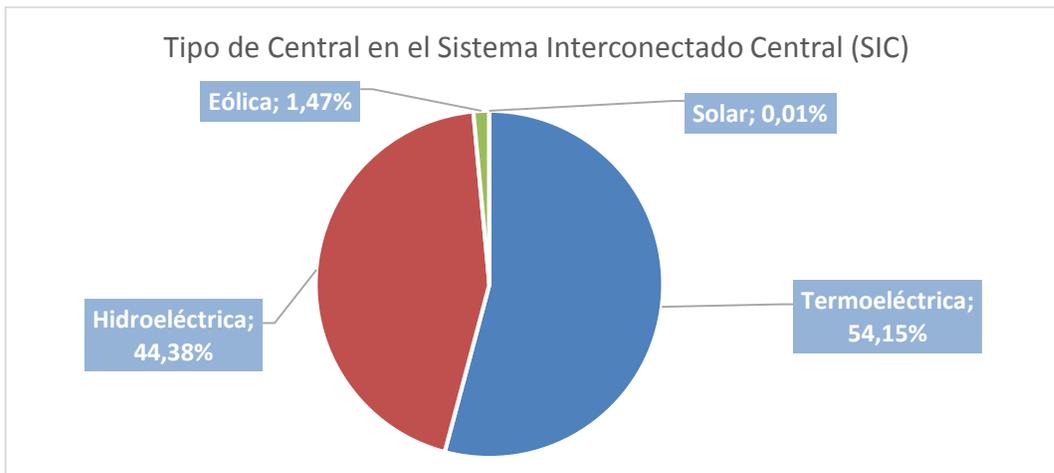
Tendencias de la Industria

Las principales tendencias de la industria se ven reflejadas en la conformación de la matriz energética y su tecnología a aplicar. En este sentido las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) han tomado un protagonismo en la industria por tratarse de proyectos medioambientalmente sustentables y porque reciben incentivos del Estado. Por otra parte la incertidumbre energética de la última década, ha impulsado los proyectos de centrales de respaldo, tanto a nivel de empresa de distribución, como a nivel del Sistema Interconectado Central (SIC), un ejemplo son los proyectos en base a diésel que han desarrollado las empresas distribuidoras de energía tales como, Chilquinta Energía S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA).

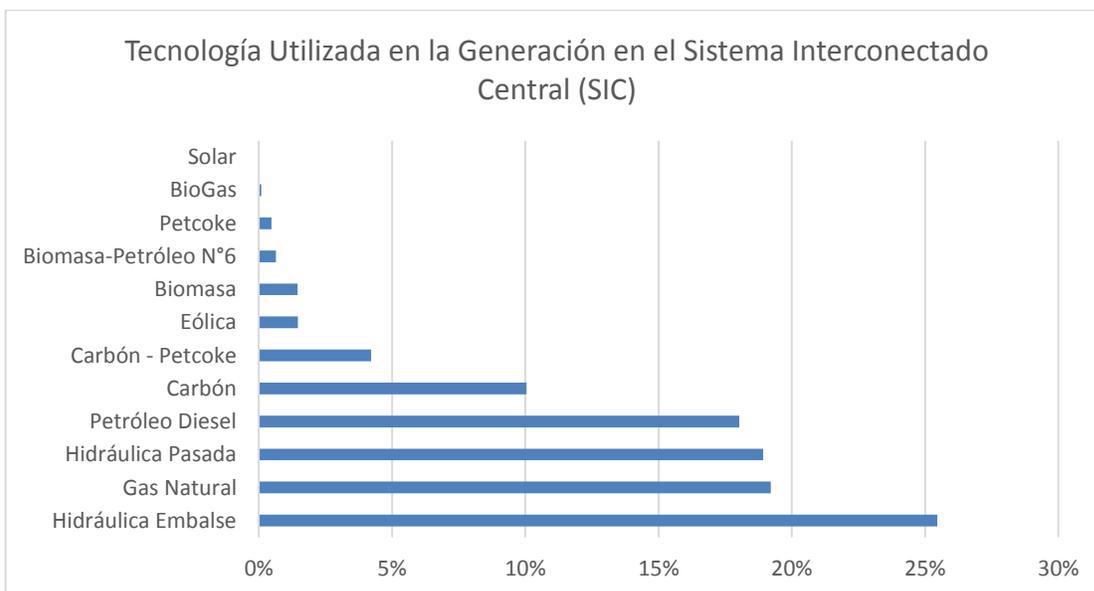
Tamaño de la Industria en el Sistema Interconectado Central (SIC)

La oferta de potencia instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC) al 31 de diciembre de 2012 era de 13.332 Megawatt (MW) y su composición es la siguiente: 54,15% centrales termoeléctricas, 44,38% centrales hidroeléctricas, 1,47% centrales eólicas y 0,01% a centrales solares.

A continuación se grafican los distintos sistemas de generación eléctrica que aportan energía al Sistema Interconectado Central (SIC):



En relación al tipo de tecnología y/o combustible utilizado en la generación de energía disponible en el Sistema Interconectado Central (SIC) podemos mostrar el siguiente gráfico, que resume el porcentaje de su participación en el sistema:

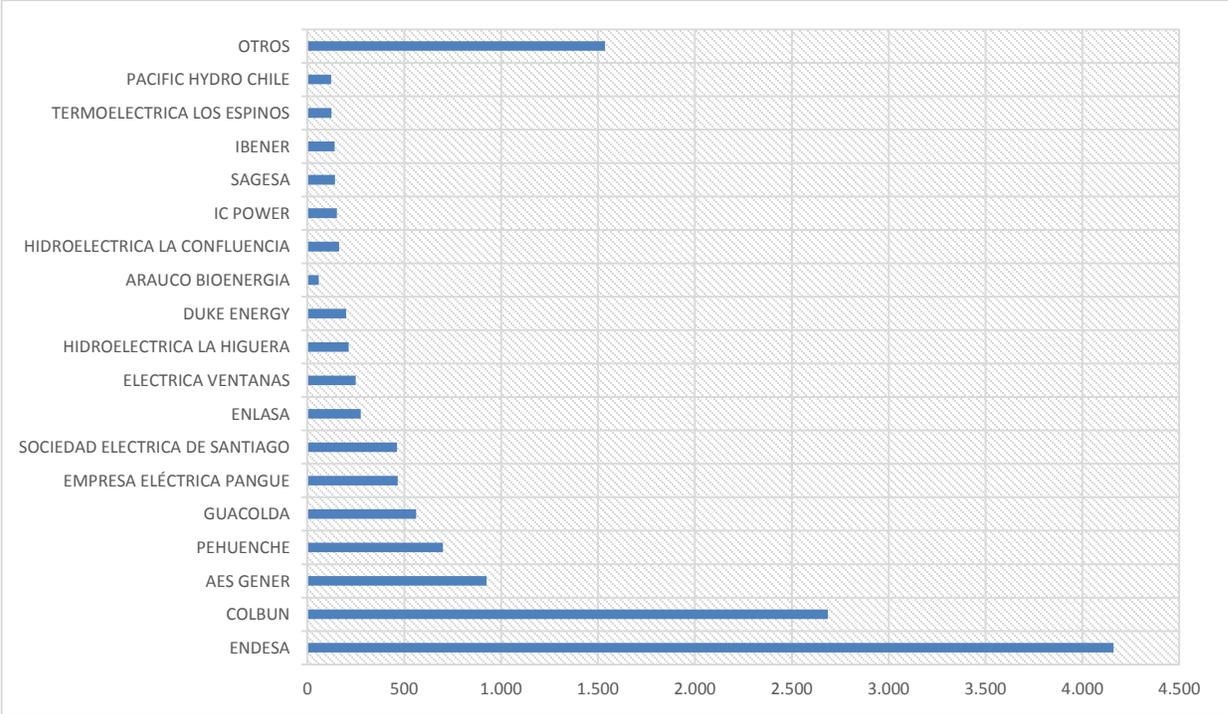


De las gráficas antes expuestas podemos concluir que la alta dependencia del recurso hídrico en la generación de energía eléctrica, permite al proyecto en evaluación, abordar un nicho de mercado susceptible de ser explotado.

Principales Empresas Generadoras de Energía Eléctrica en Chile

Los principales actores del mercado de generación son Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) con 31,20% de participación, Colbún S.A. con 20,15% de participación y Aes Gener S.A. con un 6,93% de participación.

En el siguiente gráfico se presenta la totalidad de empresas del sector con su respectiva participación de mercado expresada en Megawatt (MW) instalado:



Megawatt (MW) instalado

Tipos de combustibles utilizados en plantas termoeléctricas del Sistema Interconectado Central (SIC)

Como mostramos anteriormente, las plantas termoeléctricas del Sistema Interconectado Central (SIC) representan un 54,15% del total de la industria con 7.219 Megawatt (MW) de potencia neta, sin embargo estas se pueden presentar en sub-segmentos en relación a la tecnología utilizada, en la cual observamos

que la participación de mercado de las plantas de generación en base a Diesel N°2 es de un 33,3% con 2.403,8 Megawatt (MW).

La tecnología utilizada en el segmento de plantas termoeléctricas, se resume en la siguiente tabla:

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL Megawatt [MW]	POTENCIA NETA TOTAL
Gas Natural	2.560,7	35,47%
Petróleo Diesel N° 2	2.403,8	33,30%
Carbón	1.338,6	18,54%
Carbón - Petcoke	561,9	7,78%
Biomasa	193,1	2,68%
Biomasa - Petróleo N° 6	86,0	1,19%
Petcoke	63,0	0,87%
BioGas	11,8	0,16%
Potencia total instalada	7.219,0	100,00%

La tabla anterior permite identificar el uso real de Petróleo Diesel como base de la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC).

Análisis de las fuerzas competitivas del sector eléctrico (modelo de 5 fuerzas competitivas de Porter)

Barreras de Entrada: Las principales barreras de entrada en el sector, son los requerimientos de capital, normalmente una planta se evalúa a 10 años o más. En lo que se refiere a la curva de aprendizaje se requiere conocimiento tanto técnico para la operación de la planta como comercial para la relación con el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) por tratarse de un negocio regulado. Las compañías existentes y de mayor tamaño tienen economías de escala tanto en sus operaciones, en las compras de combustible y en el desarrollo de nuevos proyectos. Por lo tanto esta barrera es considerada alta.

Competidores: Hasta 2013 existen 87 empresas competidoras, las cuales utilizan distintas tecnologías en su matriz energética, con el fin de hacerse aún más competitivas. Si bien hay grandes empresas como Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) o Colbún S.A., se observa en la industria que la participación de mercado es bastante atomizado donde también tienen espacio las empresas de menos de

9 Megawatt (MW), más aún considerando las barreras de entrada medioambientales a grandes proyectos. Además se debe considerar que un crecimiento del 5% anual en promedio y por tratarse de un negocio regulado esta fuerza es considerada baja.

Proveedores: El principal proveedor, en el caso de la planta en base a diesel, es el relacionado con el combustible cuyos precios están regulados e indexados a los precios de venta, por lo tanto esta fuerza es considerada baja.

Compradores: En cualquier escenario de venta de Energía y Potencia, ya sea, al mercado *Spot* o al Precio de Nudo, esta fuerza es baja debido a que tanto los costos de operación y las tarifas de venta están reguladas, por lo tanto esta fuerza es considerada baja, especialmente tomando como consideración la nula o baja capacidad de negociación de los compradores.

Sustitutos: Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) podrían ser un sustituto al sistema completo, sin embargo los proyectos existentes que producen energía de este tipo que se encuentran en desarrollo entrarán en la misma industria, pero representando porcentajes irrelevantes (menores a 3% del aporte al Sistema Interconectado Central (SIC)) en comparación con los tipos de energía convencional. Por lo tanto esta fuerza es considerada baja.

En términos generales las barreras identificadas para este negocio en evaluación son consideradas bajas, destacando por sobre el resto de las fuerzas analizadas la existencia de requerimientos de inversiones de capital, las cuales predominan independiente del tamaño de planta definido.

Por lo tanto se trata de una industria muy atractiva, que si bien requiere experiencia técnica y de conocimiento del modelo de negocio del que impone el Ministerio de Energía, es una fuente segura de ingresos, con reglas claras y conocidas que ha tenido muy pocas modificaciones en los últimos 32 años. El crecimiento de las ventas y rentabilidad se ha visto apalancado por el crecimiento del país y por el mayor precio de la energía. El principal desafío de la industria es contar con los recursos energéticos suficientes y competitivos para garantizar un crecimiento sostenible del país.

Análisis de stakeholders para la sustentabilidad

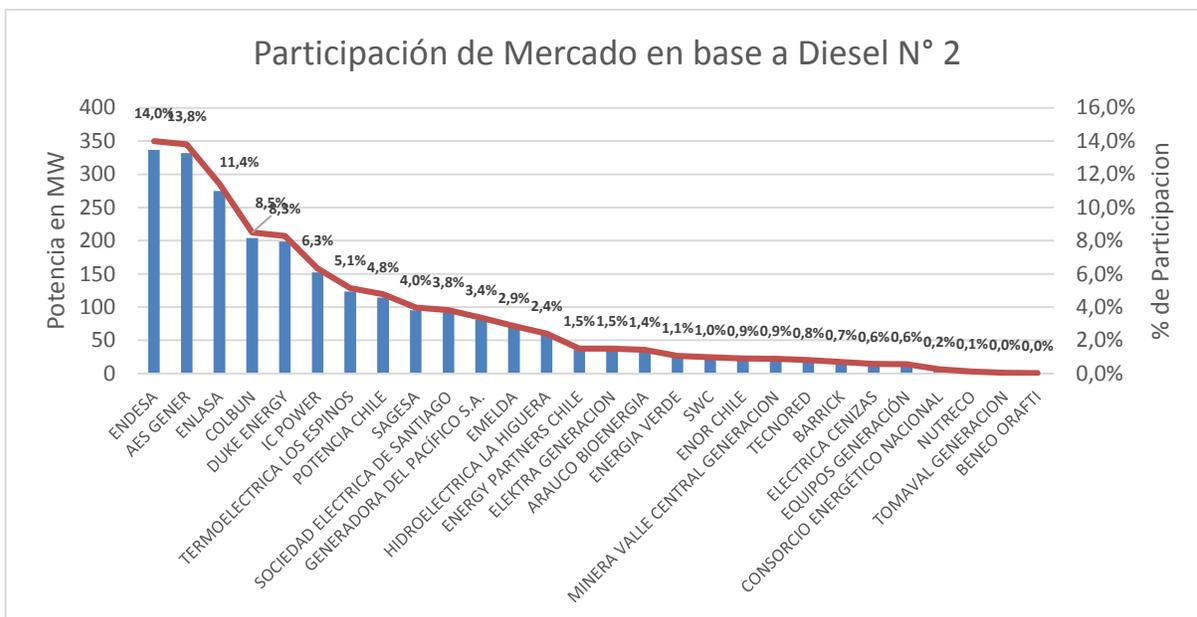
Los Principales stakeholders en el sector eléctrico y en particular para el sector de generación de energía son:

- La Comisión Nacional de Energía (CNE): La cual actúa como organismo técnico asesor del Ministerio de Energía.
- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Su principal función es fiscalizar la aplicación de la normativa legal y técnica del sector.
- Ministerio de Energía: Quien reemplaza al Ministerio de Economía en la regulación del sector.
- Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC): Organiza y coordina la operación en conjunto de las centrales de generación con el objetivo de garantizar el suministro del servicio eléctrico en la forma más económica del conjunto de las instalaciones.
- Ministerio de Medioambiente: Regula y promueve el cumplimiento de las normas medioambientales.
- Comunidades: Han tomado un rol fundamental en la aprobación de proyectos enviados a declaración o estudio de impacto ambiental.
- Empresa de Distribución: Coordina y entrega la información técnica para la conexión del servicio a sus líneas de distribución y entrega los antecedentes para aprobación y verifica el cumplimiento técnico de la conexión a las redes de distribución.

Como conclusión del detalle de partes interesadas (stakeholders) descritas precedentemente podemos señalar que para el equipo directivo del proyecto es extremadamente fundamental contar con un manejo acabado de la legislación local y además de contar con expertise para el desarrollo del negocio considerando los actores y relevancia de los mismos.

Tamaño de Mercado Objetivo y principales competidores base a Diesel N° 2

En el caso de los Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) consideraremos como competidores directos, a las plantas que utilizan tecnología en base a Diesel N° 2. En el Sistema Interconectado Central (SIC) las plantas de generación que utilizan Diesel N° 2 suman 2.403 Megawatt (MW) las cuales corresponden a las siguientes empresas con su respectiva participación de mercado:



Como se puede desprender de la gráfica anterior, los principales competidores son Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa), Aes Gener S.A., Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa), Colbún S.A., Duke Energy Corporation, IC Power Ltd., Termoeléctrica Los Espinos S.A. y Potencia Chile S.A.

Generadores exclusivos en base a Diesel N° 2

Interesante es analizar el caso de la sociedad Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa) y Potencia Chile S.A. por el año 2012, los cuales son actores del mercado que entraron al sistema únicamente con plantas diesel, a diferencia de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa), Colbún S.A y Aes Gener S.A. que entraron a la generación de energía en base a diesel como una oportunidad de negocio y de diversificación de su matriz energética.

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa):

- Potencia a Firme: 269 Megawatt (MW)
- Ingresos: US\$ 102.537.000
- EBITDA: US\$ 20.700.000
- Utilidad Neta: U\$ 7.000.000
- Ventas de Potencia a Firme U\$ 20.052.000
- Venta de Energía U\$ 82.070.000

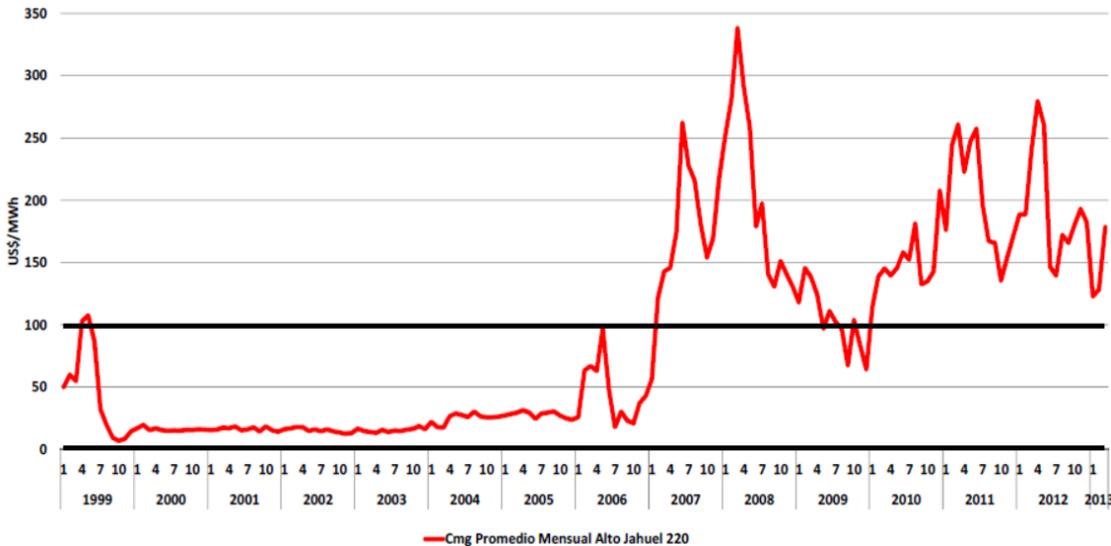
Sus principales clientes son: Ventas en US\$

Empresa Nacional de Electricidad S.A.	25.569.000
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	5.070.000
Colbún S.A.	997.000
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	16.456.000
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	17.372.000
Pacific Hydro Chile S.A.	16.372.000
Otros	20.701.000

Potencia Chile S.A. no presenta sus estados de resultados pero si muestra la cantidad de personal (18 personas aproximadamente) con el que cuenta para operar los 115 Megawatt (MW) y además muestra la misma tecnología (diferente marca de producto de los equipos) que se aplica en este plan de negocios, lo cual servirá para correlacionar las necesidades de dotación que describiremos más adelante.

Evolución precios de venta en el Sistema Interconectado Central (SIC)

En relación a los precios podemos esquematizar el histórico que presenta el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) en cuanto a precios *Spot* de Energía medido en US\$/Megawatt hora (MWh):



El costo marginal corresponde al costo adicional en el que se incurre por una unidad adicional del producto. En el caso de la producción de energía eléctrica se refiere al costo marginal de la energía y se expresa en US\$/MWh.

Lo que se aprecia en el gráfico (línea roja del Sistema Interconectado Central (SIC)) es el aumento de precios por sobre los US\$ 200/Megawatt hora (MWh) de energía en momentos de baja disponibilidad de centrales principalmente hidráulicas y muestra de cierta forma la llegada del Gas Natural Licuado (GNL) con un costo más elevado lo que afecta el costo marginal promedio de los últimos 4 años.

Adicionalmente cabe señalar que estos elevados costos marginales se producen con la entrada al sistema de unidades de baja eficiencia que en general son turbinas duales que operan con gas natural y con Diesel N° 2. La línea negra horizontal muestra el promedio de precios de nudo y de contratos vigentes.

Sumado a la evolución antes descrita las expectativas de precio siguen siendo al alza y tomando como base las temporadas hidrológicas persistentemente secas de los últimos años, nos permite evidenciar que no existe una reversión previsible en el futuro, generando mayor nivel de cumplimiento de las expectativas definidas para el logro de lo evaluado en el presente plan de negocios.

III DESCRIPCIÓN DE LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO

El presente Plan de Negocio consiste en la evaluación de la instalación y puesta en operación de una planta de generación de energía eléctrica de 9 Megawatt (MW) de potencia instalada, la cual estará disponible para el Sistema Interconectado Central (SIC), tanto en “Potencia a Firme” como para el despacho de “Energía” a precios *Spot* o de mercado. Esta planta de generación está proyectada para ser instalada principalmente en sectores rurales del Sistema Interconectado Central (SIC), en sectores de alta necesidad de respaldo de energía y bajo o casi nulo impacto ambiental. Se estima un costo de implementación del proyecto no mayor a US\$ 206.000/Megawatt (MW) y por ser una planta igual o menor a 9 Megawatt (MW) no requiere el pago de peajes en el sistema troncal de propiedad de la sociedad Transelec S.A.

El tamaño de planta descrito precedentemente constituye una de las principales variables al momento de definir la cantidad de equipos e inversión necesaria para la evaluación económica que estamos desarrollando.

Este modelo es conocido en otros países como “*Distributed Generation*” (Generación Distribuida) y en Chile el Sistema Interconectado Central (SIC) los clasifica como Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) y están normados por el Decreto Supremo N° 244 (ver anexo 1).

Esta planta de 9 Megawatt (MW) se ubicará en cola de línea de media tensión del sistema de distribución, el cual posee ventajas técnicas ya que mejora la regulación de voltaje de la línea y además minimiza las pérdidas y el factor de potencia de la planta propiamente tal.

Otro beneficio, otorgado por el Decreto Supremo N° 244 es que las plantas de 9 Megawatt (MW) o menos, pagan peajes proporcionales en el sistema troncal del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) y en caso de estrechez energética cubre tramos de potencia en sectores rurales para suplir las necesidades básicas como son los consumos de colegios, centros de atención primaria, comercio y población en general, entre otros. Esto último sería un beneficio para toda la comunidad en caso de que la planta opere en periodos de estrechez energética.

Adicionalmente este proyecto es escalable y de bajo impacto ambiental, lo que permitiría replicarse de igual forma en otros sectores rurales. Adicionalmente tiene una baja posibilidad de caer en procesos de “judicialización” como ha ocurrido con proyectos como por ejemplo, Hidroaysen, Bocamina II, entre otros. Los equipos tienen bajos niveles de ruido, menor a 75 decibeles (dba) a 7 metros, y emisiones de material particulado, menor a 20 miligramos (mg)/Metro cúbico (M³) por lo tanto cumple con la normativa vigente para el Ministerio de Medio Ambiente quien solicita para estos casos un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y/o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

La Planta de 9 Megawatt (MW) generará ingresos por dos vías: la primera vía es por el concepto de Potencia a Firme, actualmente el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) paga aproximadamente U\$ 10.000 por Megawatt (MW) de potencia a firme y considera un Factor de Planta (FP) el cual podría variar entre 50% a 70% dependiendo de la disponibilidad que presente la planta. Estos pagos se realizan en forma mensual. El Factor de Planta (FP) es el indicador del grado de utilización de una planta productiva, en algún periodo de producción, respecto de su capacidad máxima (nominal) de producción calculada para el mismo periodo. Un factor de planta igual a 1 indica que la planta trabajó a plena capacidad durante todo el periodo considerado como base para su comparación.

La otra vía de ingresos, es la Venta de Energía al mercado *spot* la cual considera un costo mínimo, y depende principalmente del costo del combustible, por lo tanto, cuando el costo de la energía del sistema supera ese valor es requerido que la planta entre en funcionamiento en el sistema. La planta no considera tomar contratos de suministro con algún cliente libre del sistema o una distribuidora. Esta modalidad de ingreso se da con mayor probabilidad cuando: i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por fallas o mantenciones de centrales, por déficit de generación hidroeléctrica o por falta de inversión en nuevas centrales, ii) restricciones en los sistemas de transmisión, iii) en horas de demanda máxima o iv) aumentos inesperados en la demanda.

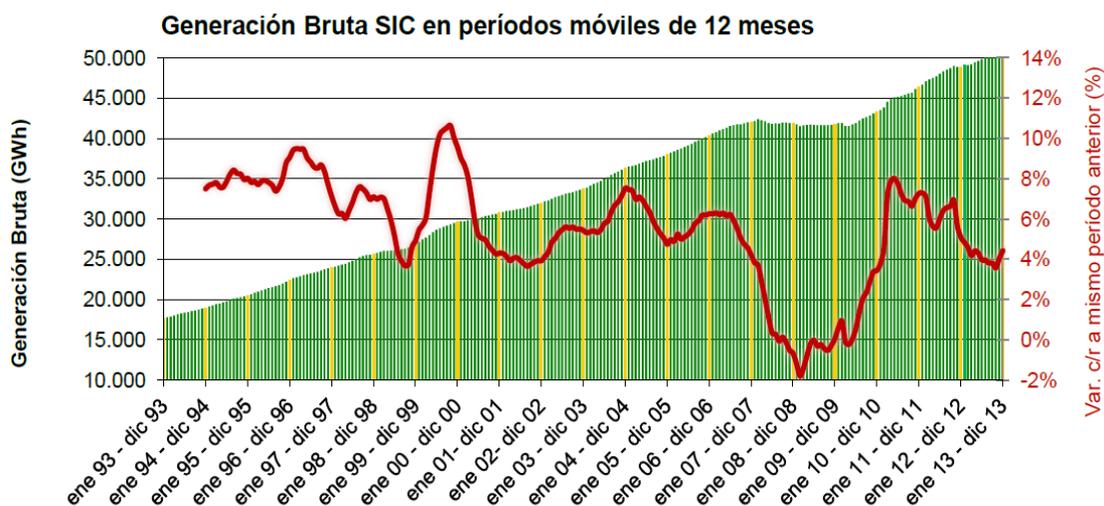
Como base de la evaluación financiera se presentará una mezcla de ambos tipos de ingresos (Potencia a Firme y Venta de Energía), vale decir se presentarán las cifras estimadas en un primer escenario considerado como realista en el cual se determinan las cifras en un esquema donde la planta deba generar y vender Energía para incorporarla al Sistema Interconectado Central (SIC) y un segundo escenario considerado como el menos probable o remoto con solamente ingresos por concepto de Potencia a Firme.

Estimación preliminar

A modo de esquematizar lo descrito precedentemente podemos resumir que si consideramos un factor de planta del 60% para una potencia de 9 Megawatt (MW) y a un valor de U\$ 10.000 por Megawatt podríamos considerar ingresos mensuales por U\$ 64.000 por Megawatt (MW), pagados directamente por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), lo que implica que al año se pueden obtener ingresos brutos por U\$ 772.000 por concepto de Potencia a Firme, lo cual implica mayor facilidad de operación y menores costos de mantención dado que la planta sólo está disponible y no opera en el sistema y además por tratarse de una planta pequeña requiere el mínimo de personal para la operación. En el caso de que el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) pida entrar en operación para generar y vender Energía la planta obtendría Ingresos anuales en torno a US\$ 3.412.000 con un Margen Bruto Operacional (MBO) de un 15%.

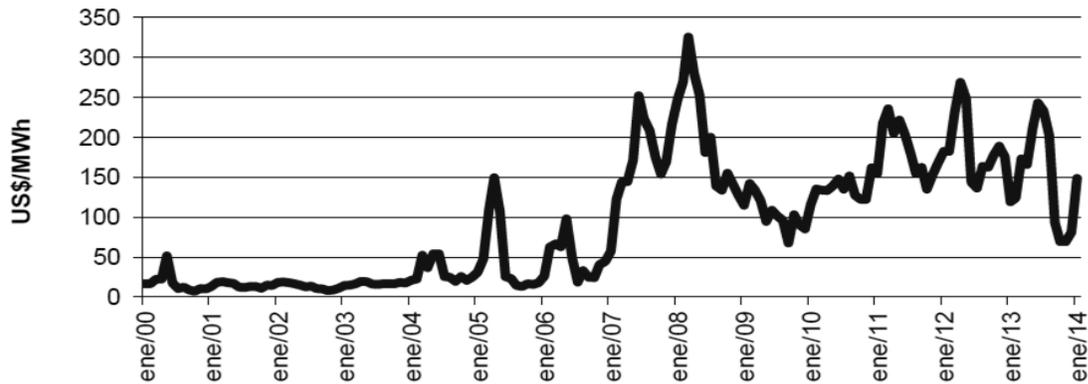
IV DESCRIPCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL MERCADO OBJETIVO

En los últimos 10 años, la generación de energía ha visto un crecimiento de la demanda, conforme y en correlación directa al crecimiento del país. El gráfico siguiente muestra el crecimiento y la tasa de crecimiento anual de la generación de energía del Sistema Interconectado Central (SIC), la cual tuvo una baja en 2008 producto de la crisis subprime de Estados Unidos que también afectó nuestra economía.



En el caso del mercado Spot los precios máximos históricos, que muestra el siguiente gráfico de costo marginal de energía, ratifica que coinciden con los periodos donde la acumulación de energía embalsada registra sus mínimos históricos por lo tanto se concluye que la falta de oferta y de energía hidroeléctrica, impulsa la entrada de centrales de costo marginal mayor.

Costo Marginal Costo Energía (promedio mensual en dólares nominales)

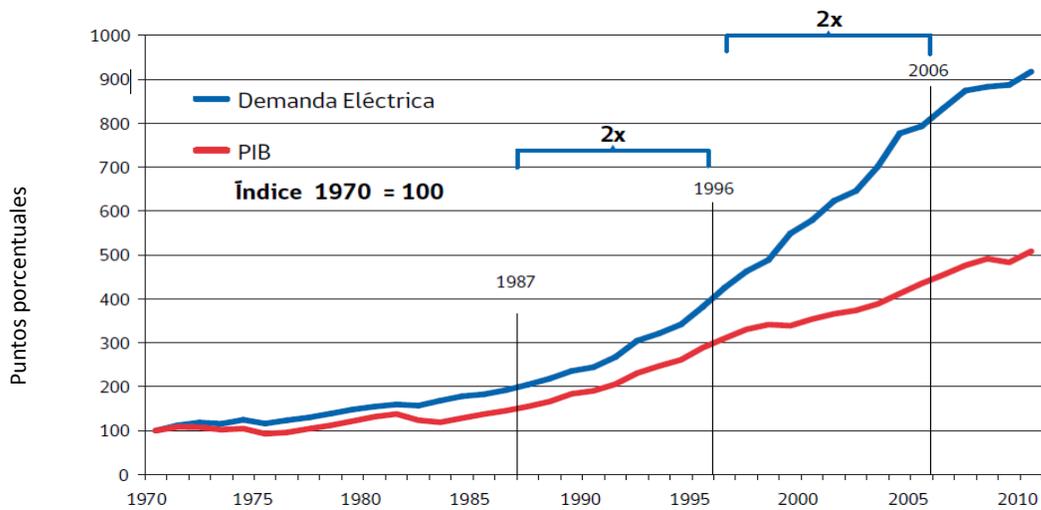


Lo anterior nos permite basar nuestras proyecciones de precio sistemáticamente al alza.

Crecimiento de la Industria en el periodo 1970-2010

En relación al crecimiento de la industria el gráfico siguiente muestra la demanda de energía desde 1970 a 2010 y a su vez lo relaciona con el Producto Interno Bruto (PIB) de Chile. Tal como se mencionó anteriormente el Sistema Interconectado Central (SIC) abastece el 93% de la población Chilena y en esta zona se produce el 76% del Producto Interno Bruto (PIB). Estos datos fueron obtenidos del Ministerio de Energía.

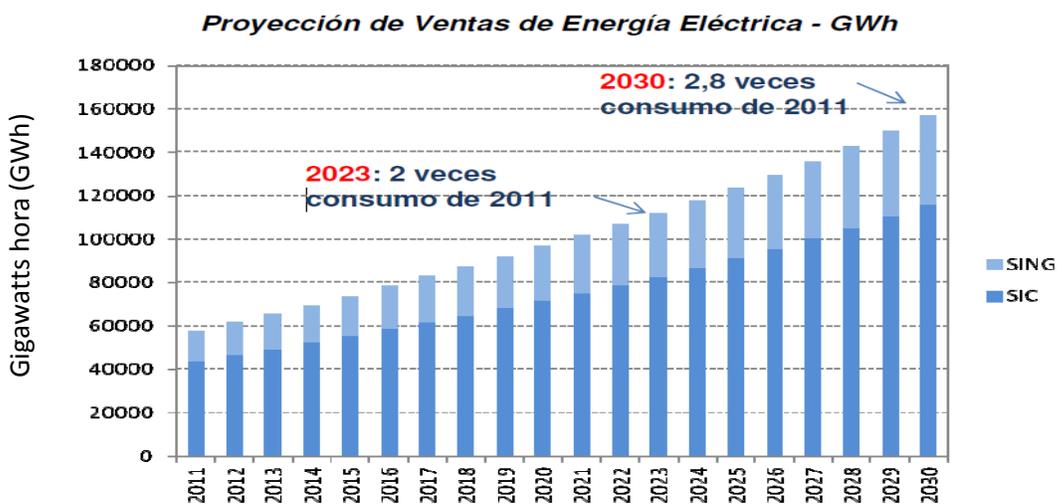
A continuación se esquematiza la tendencia de crecimiento que ha experimentado la demanda de energía eléctrica y el Producto Interno Bruto (PIB):



De la gráfica antes expuesta podemos concluir que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se ha duplicado y está en directa correlación con el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) en las décadas comprendidas entre 1987-1996 y 1997-2006.

Expectativas de Crecimiento de la Industria - Proyección de la Demanda

Según la Asociación de Generadoras de Chile AG. y considerando una tasa anual de crecimiento de la demanda de un 4,9 % para el Sistema Interconectado Central (SIC) podríamos esperar la demanda que muestra la siguiente gráfica:

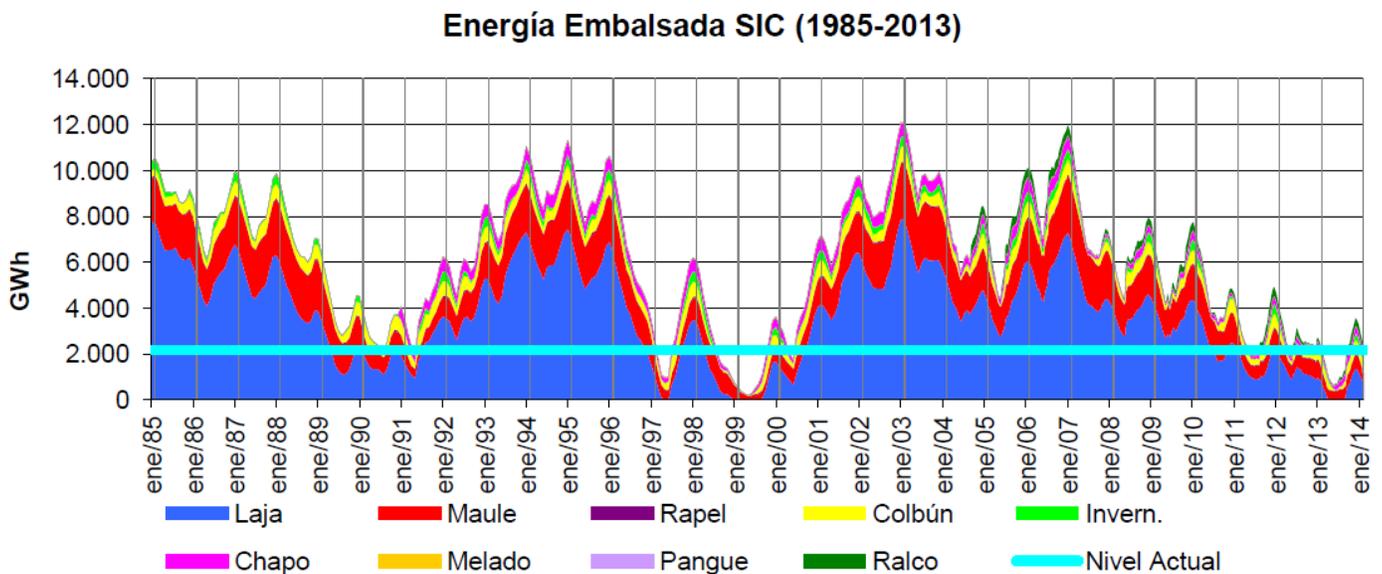


1 Gigawatt hora (Gwh) es equivalente a 1.000 Megawatt hora (MWh).

Tendencias de la Industria

Enero de 2014 se inscribió como el segundo año que comienza con los menores niveles de energía contenida en embalses, con poco más de 1.900.000 Megawatt hora (MWh), considerando nueve tranques de uso hidroeléctrico y mixto (generación y riego). Lo más complejo de esta situación es que a diferencia de fines de los años '90, cuando la acumulación de energía fue la más baja desde que se tiene registro, los niveles de consumo no eran tan altos como lo son hoy en día y por lo tanto la energía acumulada alcanza para menos. Afortunadamente, en estos momentos la hidroelectricidad representa un porcentaje menor de la matriz del Sistema Interconectado Central (SIC), debido al aumento en los últimos años de la capacidad de producción en base a carbón, gas natural e incluso diesel, sin considerar la generación en base recursos renovables, los cuales aún son considerados muy incipientes y de baja cobertura.

El siguiente gráfico nos permite conocer la tendencia que presentan los embalses en los últimos 30 años, con una marcada tendencia a la baja a contar de enero de 2007 y hasta la fecha:



1 Gigawatt hora (Gwh) es equivalente a 1.000 Megawatt hora (MWh).

La gráfica anterior nos permite reforzar la idea de lo necesario que se hace contar con generadores de energía con una base alternativa a lo que se refiere el recurso hidrológico tomando como parámetro el descenso sistemático del recurso embalsado en los últimos diez años.

Fuentes de Ingresos

Para efectos de estimación de la fuente de ingresos se consideran los ingresos por potencia a firme y el segundo por la venta de energía en el mercado *Spot*, denominado costo marginal:

Potencia a Firme

Para determinar la capacidad de generación de una empresa se considera la capacidad de generación propia, y los suministros de otras entidades generadoras, sean o no miembros del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), que operen en sincronismo con el sistema y cuya producción parcial o total le haya sido asegurada mediante un contrato suscrito a precio libremente convenido. La potencia a firme de una unidad se calcula según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 327/97.

Sobre la base de los balances anuales de Potencia a Firme se determinan los eventuales superávit o déficit de las empresas generadoras respecto de sus contratos de suministro, los cuales dan origen a transferencias de Potencia a Firme desde los productores con superávit a los productores deficitarios. Las transferencias de Potencia a Firme resultan del mencionado balance y se efectúan al costo marginal de la potencia determinado según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 327/97.

Energía Firme

Para las centrales termoeléctricas, se consideraba el máximo de energía anual que como promedio pueden generar, lo cual consideraba las fallas y los periodos de mantención. Sobre la base de los balances anuales de Energía Firme se determinaban los eventuales superávit o déficit de las empresas generadoras respecto de sus contratos de suministro, los cuales daban origen a transferencias de Energía Firme de los productores con superávit a los productores deficitarios. Las transferencias de Energía Firme entre productores se comprometen o pactan a través de contratos, de libre decisión no sometidos a regulación de precios.

Desde el año 2001 la Energía Firme es utilizada por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) para calcular las prorratas por medio de las cuales las empresas generadoras integrantes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) deben participar en el abastecimiento de los consumos de clientes sometidos a regulación de precios que se encuentren sin contrato de suministro.

ANÁLISIS INTERNO

Cadena de Valor en la Producción de Energía Eléctrica



La cadena de valor de la Compañía encaja en un sistema de valor que está bien definido por la autoridad que regula el sistema y que además indica que los precios de la energía están indexados al precio del combustible y que por otro parte una vez conectado al sistema este se encarga de los retiros de energía y los pagos.

Recursos, Capacidades y Competencia

Actividades primarias: En lo que respecta a la logística de entrada, se considera un acuerdo de entrega de combustible en el punto de operación, para esto las empresas distribuidoras (Compañía de Petróleos de Chile S.A. (Copec), Petrobras S.A., etc.) tienen las capacidades y el modelo de negocio implementado para entregar en forma oportuna y con precios conocidos.

En relación a la generación de energía se consideran grupos electrógenos y sistemas eléctricos con tecnología conocida y probada que producirán la energía y se entregará en el punto de conexión del Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).

La logística de salida o la entrega de la energía producida al consumidor final la realiza directamente la empresa distribuidora con sus líneas existentes coordinadamente con el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

La venta de Energía la realiza la planta generadora a solicitud del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) a precios *Spot*, más el pago de Potencia a Firme, la cual corresponde a la capacidad instalada disponible para la generación.

Actividades de Apoyo: La infraestructura está limitada a la capacidad de operación de 9 Megawatt (MW), que es la capacidad instalada en el presente plan de negocios. Los recursos humanos son los técnicos de turno que operan la planta, la mantención será a través de un contrato de servicio con el representante de la marca y más un Gerente que realizará las labores de abastecimiento de combustible y será el apoderado con el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Ventajas Competitivas

La ventaja competitiva viene dada por lo heterogéneo del sistema eléctrico en Chile y al mismo tiempo por las capacidades que tiene el equipo de trabajo para entrar en un sistema complejo pero que tiene regulaciones que permiten minimizar los riesgos. Por lo tanto ambas fuentes de ventaja competitiva están ligadas al entorno competitivo y al momento (*timing*) que vive la industria, por lo tanto el principal desafío es definir los plazos máximos para entrar el sistema. Otro aspecto muy relevante de considerar tiene que ver con la posibilidad de trasladar las instalaciones a otras localidades distintas del emplazamiento original, buscando locaciones con mayores demandas energéticas. Esta movilidad se logra gracias al bajo nivel de inversión requerido para el adecuado emplazamiento de los equipos y mínimas externalidades negativas en su operación.

ELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA COMPETITIVA

Al igual que en 2006 el *timing* u oportunidad para desarrollar el proyecto en evaluación es el apropiado porque se dan las mismas condiciones de mercado de la época, primero la escasez hídrica y la sequía debido al fenómeno climático “La Niña”.

Al mismo tiempo ocurre que la demanda no ha bajado sino más bien crece a tasas del 5% anual y a diferencia del 2006 la demanda es aún mayor, en circunstancias que no han entrado en operación nuevas centrales que puedan suministrar la energía suficiente para los próximos años.

Las condiciones antes señaladas sustentan la entrada de nuevas centrales diesel al sistema para que actúen como respaldo a las operaciones en caso de ser requeridas. Basado en este escenario y en el análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) es que basamos la estrategia que se presenta a continuación.

FODA Interno

Fortaleza	Debilidad
1. Bajo impacto al medio ambiente	1. Primer proyecto en implementar en el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)
2. Bajo costo de implementación en U\$/Megawatt (MW)	2. Incertidumbre a los procesos de implementación
3. Conocimiento técnico y de implementación de negocio	3. Bajo acceso a créditos y financiamiento
4. Acceso a bajos costos de equipamiento	4. Bajo poder de negociación en la compra de combustible
5. Movilidad de los equipos requeridos	

FODA Externo

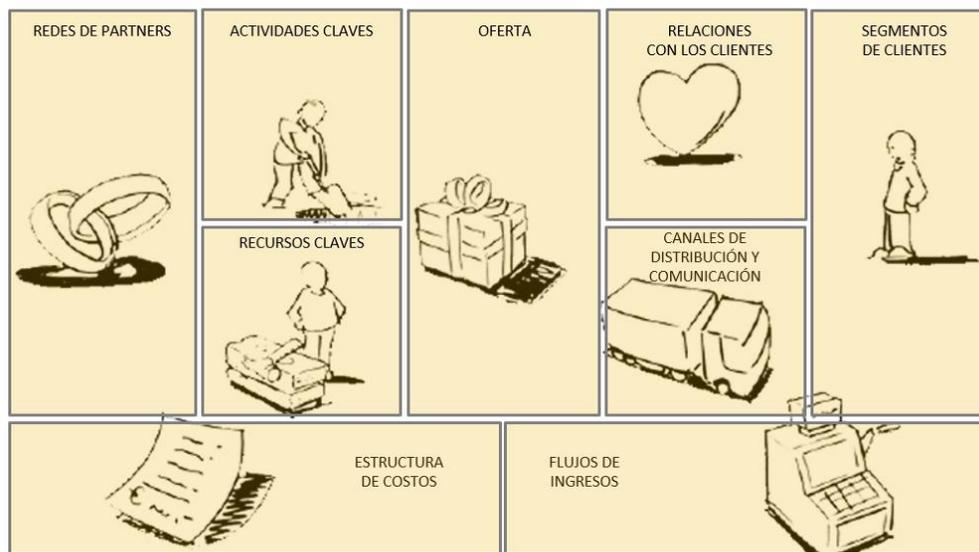
Oportunidad	Amenaza
<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo nivel de embalses y año seco 2. Alto costo de energía 3. Acceso a la tecnología y equipos 4. Aumento del consumo 5. Leyes que promueven Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Empresas de distribución que entran al negocio con subsidiarias en el negocio de la generación 2. Alto y volátil precio del combustible 3. Cambios en norma de emisiones 4. Cambios en las regulaciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Estrategia de Porter

Basados en las fortalezas y oportunidades que se poseen, el adecuado entendimiento del ambiente externo de la industria y además que el producto es poco diferenciado se promoverá una **estrategia de bajos costos orientados al segmento de bajas potencias.**

Modelo de negocios - CANVAS

Para resumir y al mismo tiempo implementar el Plan de Negocios aplicaremos el modelo CANVAS de Alex Osterwalder de los 9 pilares que ayudará a estructurar y aplicar el modelo descrito.



1.- Segmento de Cliente: Proyecto dirigido a todos los clientes del sistema, pero enfocado en un segmento de la industria denominado Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) que es más bien determinado en función del tamaño de producción (Oferta).

2.- Propuesta de Valor: Energía disponible en momentos de baja disponibilidad de embalses o bien en casos de emergencias por cortes de energía o fallas en plantas generadoras de mayor capacidad.

3.- Canales de distribución y Comunicaciones: El canal de venta y la coordinación de la generación se realiza mayoritariamente con el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), aún cuando existe la posibilidad de realizar negociación directa con un cliente potencial. La entrega física de la energía se realiza a través de las redes dispuestas por la empresa de distribución, requiriendo mantener una estrecha cercanía con ella.

4.- Relación con el cliente: En este caso la relación con el cliente es indirecta, y la relación con el promotor es directa (Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)), por lo tanto debe haber un estricto cumplimiento a las normas y requerimientos de la autoridad.

5.- Flujos de Ingresos: Los flujos estables de ingresos provienen de la venta por Potencia a Firme (capacidad instalada) al sistema, que son aproximadamente U\$ 10.000 por Megawatt (MW) y se debe considerar un factor de planta (disponibilidad de la planta) lo que implica que los 9 Megawatt (MW) pueden quedar valorados entre 60% a 80% del total nominal disponible para generar. Cabe complementar que el flujo de ingresos antes descrito también puede ser incrementado en aquellos escenarios de estrecheces energéticas o requerimientos de generación por parte del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) denominado venta de Energía, lo cual tiene una valoración diferente y se cuantifica en la medida que el proceso de generación efectivamente sea requerido. En nuestra estimación de escenario financiero más probable hemos considerado la generación y venta de Energía en alrededor de un 10% de nuestra capacidad instalada en forma anual.

6.- Recursos Claves: Además de la inversión inicial en la planta del Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) se debe tener una planta de oficina para el personal técnico y administrativo.

7.- Actividades Claves: Reportar al Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), revisar periódicamente los precios *Spot*, tomar seguros de tipo de cambio y compras futuras de combustible.

8.- Red de Partners: Realizar convenio o acuerdo con empresa distribuidora de combustibles y coordinar la distribución de energía con la empresa de distribución (*Win-Win*), es decir, alinear tanto a nuestro proveedor principal como a la distribuidora de nuestra energía para vislumbrar y poner en práctica todas las economías que puedan ser llevadas a cabo con la finalidad de tener costos de operación inferiores al resto de productores y aumentar la posibilidad de generar a precios de Energía.

9.- Estructura de Costos: Los principales costos son mano de obra técnica para la operación, compra de repuestos para mantención y reparación y por sobre todo el combustible Diesel N° 2.

VII PLAN DE MARKETING

Mix de Marketing:

Precios con orientación al mercado: Se utilizará el modelo de precios basados en los costos, debido a que luego de considerar los costos del equipamiento, operación, mantención y combustible se debe establecer en forma estratégica un margen de operación que permita a la planta del Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) estar disponible para aquellos casos en que se requiera la Energía para la venta al mercado *Spot*. Esto será necesario de informar toda vez que el mercado eléctrico tenga alguna estreches y por ende requiera que generadores diesel entren en operación, pero siempre bajo la premisa de ser rentables.

Tal como hemos mencionado anteriormente el precio de la potencia a firme es fijado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y es aproximadamente U\$ 10.000 por Megawatt (MW) disponible, el cual es determinado anualmente, en forma provisoria y definitiva por la entidad antes descrita.

En el caso de racionamiento eléctrico, el Ministerio de Energía más el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) fijan un precio de energía denominado costo de falla y por lo tanto ese precio es fijado conforme a los costos publicados por el Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).

Canales de Marketing: El Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) tendrá un canal directo con los compradores en este caso el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y la llegada a los clientes finales es indirecto dado que finalmente es la empresa distribuidora quien entrega la energía a los usuarios finales, estas distribuidoras (ej. Chilectra S.A., Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), entre otras) representan un monopolio natural en sus zonas de concesión.

Promoción: En este formato de negocio la promoción es mínima y solamente debería ir orientado a la comunidad que rodea el Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).

Plaza: No se requiere una sucursal, sino más bien la instalación por sí misma. Cabe señalar que el proyecto de 9 Megawatt (MW) puede ser ampliable y/o escalable pudiendo desarrollar el mismo formato en otro sector rural, tomando en consideración uno de sus atributos que tiene que ver con la posibilidad de trasladar los equipos a otras localidades con mayor demanda eléctrica.

VII RIESGOS CRÍTICOS

Riesgo de mix de ingresos

La evaluación económica del plan de negocios establece como escenario más probable aquel en el cual la Compañía recibe ingresos por dos vías, la primera de ellas en función a la capacidad instalada (Potencia a Firme) y como segunda vía por la venta de Energía a razón de un 10% del total de su capacidad disponible para generar. Sin duda que dentro de los riesgos a los cuales se enfrenta este negocio en evaluación existe la probabilidad, muy baja o casi nula, de no ser requeridos para generar e inyectar Energía al Sistema Interconectado Central (SIC), pero de todas formas este escenario podría presentarse en períodos muy particulares sin ser una condición permanente tal como lo simulásemos en el escenario menos probable donde la venta de Energía es de un 0% por los diez años de evaluación económica.

Riesgo regulatorio

El sistema regulatorio actual fue establecido el año 1982 y sólo se han realizado modificaciones que lo han perfeccionado, permitiendo una continuidad que le ha dado gran estabilidad. El sistema regulatorio busca mantener en el tiempo una capacidad instalada de generación que permita abastecer en todo instante la demanda, y con una capacidad de reserva tal que permita hacer frente a diversas condiciones de abastecimiento. Dado lo anterior se estima que este riesgo es menor.

Riesgo de sobreoferta de potencia instalada

Un crecimiento en la potencia instalada (oferta) mayor al crecimiento de la demanda eléctrica, es decir, un eventual escenario de sobreoferta de energía eléctrica independiente del recurso utilizado en la generación, pueden afectar negativamente las expectativas de ingresos por potencia y por consiguiente disminuir considerablemente la probabilidad de generación. El crecimiento promedio en el Sistema Interconectado Central (SIC) los últimos 20 años fue de 5,9%, y para los 5 años futuros se espera que estos se mantengan.

Riesgo cambiario

La Compañía estará inmersa en un sistema financiero y tributario controlado y registrado en pesos chilenos, pero los ingresos de la Sociedad estarán determinados en dólares: los precios de la potencia se fija cada seis meses o antes si hay variaciones en sus indexadores y los precios de la energía se fijan cada hora en dólares (US\$). Los principales costos variables (petróleo para generar) estarán indexados al dólar (US\$), por lo que eventuales fluctuaciones significativas en el tipo de cambio dólar/peso chileno traerán consigo efectos financieros y tributarios ante eventuales descalces contables. Sus activos fijos serán adquiridos en dólares (US\$).

Riesgo abundancia recurso hídrico

Aún cuando los indicadores de agua embalsada de los últimos siete años sólo han mostrado una tendencia de disminución, las condiciones meteorológicas podrían cambiar y generar niveles adecuados en los embalses que permitiesen mayores niveles de generación energética a costos menores también. Este riesgo estará presente especialmente en la disminución de los ingresos proyectados por concepto de venta de Energía.

Respecto de los riesgos antes descritos no existe sólo una forma para mitigarlos, pues cada uno de ellos requiere de diferentes acciones como por ejemplo: establecer una moneda financiera y tributaria en dólares con la finalidad de evitar los potenciales descalces de moneda, tratar de obtener contrato de abastecimiento con una empresa o institución y así definir niveles mínimos pero seguros de abastecimiento energético, entre otras acciones tendientes a mitigar los riesgos antes descritos.

VIII CONCLUSIONES

A modo de conclusión del plan de negocios en evaluación descrito extensamente en los capítulos previos, podemos señalar que ante el escenario hidrológico de sequía que ha perdurado en los últimos años, el bajo nivel de aceptación de proyectos energéticos hidroeléctricos de envergadura y la creciente demanda de energía nos permiten anticipar necesidades crecientes de energía eléctrica.

Sumado a lo anterior, la evaluación económica realizada con los supuestos y bases descritas nos han dado elementos de respaldo comprobables suficientes para llegar a concluir que la implementación de esta idea de negocio es viable tanto en el aspecto técnico como en el aspecto económico de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Flujos constantes mensuales de ingreso
- Precios de venta de energía indexada al costo
- Incentivos del Estado al ingreso de Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)
- Reglas de modelo de negocio regulados
- Bajo impacto ambiental y por ende menores exigencias legales.

En términos concretos lo que se implementará corresponderá a la construcción de una “Planta de Generación en Base a Grupos Electrógenos Diesel” con un total de 9 Megawatt (MW) de potencia instalada, ubicada en el sector rural costero de Chanco en la séptima región de Chile. Los equipos estarán en contenedores ISO40 insonorizados y se conectarán a las líneas de media tensión a través de un transformador elevador de tensión en 15 kiloVolt (kV), con un costo de implementación de aproximadamente US\$ 206.000/Megawatt (MW). Esta planta estará disponible para inyectar energía directamente al sistema y se puede vender directamente al Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) o bien a través de un apoderado quien representaría la potencia de 9 Megawatt (MW) en el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), como por ejemplo Gener S.A., Colbún S.A., entre otros.

IX BIBLIOGRAFÍA

- Sitio web Diario Oficial <http://www.diariooficial.interior.gob.cl/>
- Sitio web Comisión Nacional de Energía <http://www.cne.cl/>
- Sitio web Ministerio de Energía <http://www.minenergia.cl/>
- Sitio web Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central <http://www.cdec-sic.cl/>
- Sitio web Superintendencia de Valores y Seguros de Chile <http://www.svs.cl/portal/principal/605/w3-channel.html>
- Sitio web Damodaran <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>
- Sitio web Superintendencia de Electricidad y Combustibles http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,1&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Sitio web de Enlase Generación Chile S.A. <http://www.enlase.cl/>
- Sitio web Caterpillar <http://www.cat.com/>

X ANEXOS

1. DECRETO SUPREMO N° 244

DIARIO OFICIAL - STGO-CHILE			
6.9x24.69	2	Pág. 3	
17.01.2006	6073017-4		

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Núm. 244 - Santiago, 7 de septiembre de 2005 - Vicio:

1. Lo dispuesto en el Artículo 32 número 8 de la Constitución Política de la República.
2. Lo dispuesto en los Títulos III y V del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones legales, especialmente las introducidas por la Ley N° 19.940 y la Ley N° 20.018.
3. El Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Considerando:

1. Que, el Artículo 1° de la Ley N° 19.940, incorporó al DFL N°1, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante e indistintamente, la "Ley") entre otras disposiciones, el artículo 71°-7, que regula los Medios de Generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministradas al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts (en adelante, "Medios de Generación no Convencionales" o "MGNC").
2. Que, el artículo 91° de la Ley, ordena reglamentar el procedimiento para la determinación de precios y los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts.
3. Que, finalmente, es necesario desarrollar y ejecutar las disposiciones señaladas de manera orgánica, coherente e integral con las demás normas de la Ley, a efectos de permitir su aplicación efectiva.

Decreto:

Apruébase el siguiente reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en los artículos 71° 7 y 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos:

TITULO I

CAPITULO PRIMERO

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°: Las disposiciones del presente reglamento se aplicarán a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación, sin perjuicio del cumplimiento de la restante normativa vigente:

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

Artículo 2°: Los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en el artículo precedente, sincroniza-

dos a un sistema eléctrico en instalaciones pertenecientes a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de mudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la Ley.

Asimismo, en el presente reglamento se establecen los procedimientos para la determinación de los precios cuando los medios de generación señalados en el Artículo 1° precedente, se conecten directamente a las instalaciones indicadas en el inciso precedente, así como también los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estos medios de generación por el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC".

Artículo 3°: Las disposiciones del presente reglamento, así como lo dispuesto en las normas técnicas respectivas que a su efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante el "Ministerio", serán también aplicables a las empresas concesionarias de distribución, o a empresas propietarias de líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Artículo 4°: Las normas técnicas señaladas en el artículo anterior, serán dictadas por el Ministerio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión".

Dichas normas tendrán por objetivo establecer los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento.

Artículo 5°: Los CDEC, los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, o bien las empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán entregar toda la información que la Comisión requiera, en la forma y oportunidad que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento y a las normas técnicas referidas en el Artículo 3°.

CAPITULO SEGUNDO

DEFINICIONES

Artículo 6°: Para efectos de la aplicación del presente reglamento, se establecen las siguientes definiciones:

- Medio de generación: conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión.
- Unidad de generación: equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores. Se entenderá que existen elementos en común cuando una falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad.
- Empresa distribuidora: Concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Punto de conexión: punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistema interconectado. La norma técnica respectiva a cada nivel de tensión fijará los criterios para definir este punto, considerando las condiciones de las instalaciones y la potencia y forma de operar del medio de generación.
- Punto de repercusión: punto de la red eléctrica de la empresa distribuidora más cercano a un PMGD, en el que está conectado un cliente o existe un proyecto de conexión de un cliente. Es el punto de referencia para evaluar las repercusiones sobre la red, producidas por la operación de un PMGD.
- 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 la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en la red de una empresa distribuidora.
- Costos adicionales: en las zonas adyacentes a un PMGD: Costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD, necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red.

- Ahorros por operación de un PMGD: ahorros de costos en la red de distribución a consecuencia de la operación de un PMGD.
- Excedente de potencia: cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución, medida en su punto de conexión. Los excedentes de potencia no consideran los consumos propios de la instalación.
- Medio de generación con autodespacho: medio de generación cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC.
- Medio de generación sincronizado al sistema eléctrico: medio de generación que en su punto de conexión, disponiendo de energía primaria, realiza inyecciones de energía eléctrica al sistema en forma permanente, cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- Cogeneración: generación en un solo proceso, de energía eléctrica o mecánica, combinada con la producción de calor. La energía eléctrica o mecánica y el calor producido en el proceso de cogeneración deben satisfacer demandas reales, de modo que de no existir la cogeneración éstas deberían satisfacerse desde otras fuentes energéticas.
- Norma técnica de conexión y operación: norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media tensión, en adelante la "NTCO".

TITULO II

DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION DISTRIBUIDOS O "PMGD"

CAPITULO PRIMERO

ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 7°: Sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando éstos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Artículo 8°: 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.

Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 3 del presente título.

El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

Artículo 9°: Las empresas distribuidoras deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD, que les sea solicitada por empresas y particulares interesados para efectos del desarrollo de ese tipo de proyectos de generación, en los plazos y términos que establece el presente reglamento y la normativa vigente. Del mismo modo, los interesados deberán entregar la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora.

Para tal efecto, la NTCO establecerá formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información, de modo de facilitar la entrega íntegra y oportuna de ésta.

Artículo 10°: Un PMGD conectado a las instalaciones de una empresa distribuidora, adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable.

Artículo 11°: Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o la que se haya pactado en los contratos de suministro suscritos por empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, según corresponda, en la medida que la operación del PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la NTCO respectiva.

Artículo 12°: El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora. Dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión.

Artículo 13°: Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD serán establecidos en la NTCO. Entre otras materias, dicha norma establecerá al menos lo siguiente:

- 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.
- La forma en que deberán operar los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- 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.
- Los procedimientos que deberán seguir el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.

Artículo 14°: Las empresas distribuidoras no podrán imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la Ley y en las normas técnicas a que se refiere el Artículo 3° del presente reglamento.

CAPITULO SEGUNDO

DE LOS PROCEDIMIENTOS Y CONDICIONES PARA LA CONEXION, MANTENIMIENTO E INTERVENCION DE LAS INSTALACIONES DE UN PMGD

Artículo 15°: Los interesados en conectar un PMGD deberán comunicar su intención a la respectiva empresa distribuidora, adjuntando lo siguiente:

- Características principales del PMGD.
- Identificación del interesado.
- Solicitud de información de las instalaciones de la empresa distribuidora, relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD.

Copia de dicha comunicación deberá ser remitida por el interesado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la "Superintendencia", dentro de los siguientes 3 días de su envío a la respectiva empresa distribuidora.

La NTCO establecerá las características específicas respecto de la información que se solicite, así como también los formatos de información y los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora.

Artículo 16°: Los propietarios u operadores de PMGD conectados a instalaciones de empresas distribuidoras, que deseen modificar las condiciones previamente establecidas para su conexión y operación, deberán informar de tal situación a la empresa distribuidora en la forma y oportunidad que establezca la NTCO.

Dicha comunicación podrá ser acompañada de una solicitud de información necesaria para evaluar el cambio de las condiciones previamente establecidas entre el propietario del PMGD y la empresa distribuidora. Copia de la comunicación enviada a la empresa distribuidora y de la respectiva solicitud de información, deberá ser remitida por el propietario del PMGD a la Superintendencia dentro de los siguientes 3 días de su envío a la respectiva empresa distribuidora.

Artículo 17°: La empresa distribuidora deberá responder las solicitudes de información indicadas en los artículos precedentes, en un plazo máximo de 15 días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o según corresponda, para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación.

La NTCO establecerá los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa propietaria de líneas de distribución.



Recibida la respuesta, en un plazo de 15 días los interesados en instalar un PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para su operación, podrán pedir a la empresa distribuidora que complemente su respuesta a la solicitud de información, debiendo ésta responder en un plazo no superior a 15 días contados desde la recepción de dicha solicitud.

Los propietarios de los PMGD deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información suministrada por la empresa distribuidora y las normas vigentes.

Artículo 18°: Previo a su conexión a las instalaciones de una empresa distribuidora o a la modificación de su operación, el interesado en desarrollar un PMGD deberá presentar ante la empresa distribuidora respectiva, una Solicitud de Conexión a la Red, en adelante "SCR", de acuerdo a lo especificado en la NTCO. Copia de la SCR deberá ser enviada a la Superintendencia y al CDEC que corresponda dentro de los 3 días siguientes a su presentación ante la empresa distribuidora.

En un plazo máximo de dos meses contados desde la fecha de presentación de la SCR por parte del interesado o propietario de un PMGD, la empresa distribuidora deberá remitir los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento al interesado o propietario de un PMGD, según corresponda, con copia a la Superintendencia.

Artículo 19°: En caso de disconformidad del interesado o propietario de un PMGD respecto de los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya a los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud deberá ser remitida tanto a la empresa distribuidora como a la Superintendencia, en un plazo máximo de 20 días de recibidos los informes de parte de la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá responder a la Solicitud de Correcciones en un plazo no superior a 15 días corridos desde la fecha de su recepción, junto con los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento, los cuales deberán incorporar todas las modificaciones efectuadas a partir de los antecedentes presentados en la mencionada solicitud de correcciones.

Artículo 20°: La respectiva SCR se considerará aceptada si:

- En el Informe de Criterios de Conexión, en adelante, "ICC", señalado en el Artículo 31° del presente reglamento, la empresa distribuidora manifiesta su conformidad con los antecedentes incluidos en la SCR.
- Las controversias entre la empresa distribuidora y el interesado o propietario de un PMGD han sido resueltas según lo establecido en el Título V del presente reglamento y dicha resolución es favorable a la conexión del PMGD.

La aceptación de la SCR tendrá una vigencia de 18 meses contados desde la recepción del ICC por parte del interesado o propietario de un PMGD, o bien, desde la fecha en que sea notificada al interesado o propietario de un PMGD la resolución indicada en el literal b) del presente artículo.

Artículo 21°: Antes de la entrada en operación de un PMGD, su propietario deberá informar a la Superintendencia el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO, de acuerdo a los procedimientos establecidos en ésta.

Artículo 22°: Los empalmes necesarios para la conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de éste, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantención.

Dichos empalmes deberán ser construidos en conformidad con la NTCO, y su construcción podrá ser llevada a cabo indistintamente por la empresa distribuidora o por el propietario del PMGD respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red sólo podrán ser efectuadas por la empresa distribuidora.

Artículo 23°: Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento.

Las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMGD para una

adecuada coordinación de la empresa distribuidora serán especificados en la NTCO.

Artículo 24°: Antes del 15 de diciembre de cada año, el propietario u operador de un PMGD deberá informar a la empresa distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permitan su conexión a la red de distribución, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.

Artículo 25°: Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD de la red, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indiquen las normas técnicas dictadas en conformidad al Artículo 3° del presente reglamento. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del CDEC respectivo, en adelante, "DO".

El propietario u operador de un PMGD deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva en forma coordinada con la empresa distribuidora.

Artículo 26°: Las empresas de distribución deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, así como los que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO, en un plazo no mayor a 60 días corridos, contados desde la aceptación de la SCR, a que se refiere el Artículo 20° del presente reglamento. Los procedimientos y metodologías aquí señalados, serán de público acceso.

El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la empresa distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la empresa distribuidora.

Artículo 27°: Respecto de las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, la NTCO establecerá al menos, lo siguiente:

- Las condiciones de operación de un PMGD en caso de fallas a nivel sistémico o en la red de distribución a la cual se encuentre conectado.
- Las variaciones de tensión máximas en el punto de repercusión asociado al PMGD en caso de conexión o desconexión de éste.
- Las magnitudes y variaciones u holguras de la tensión nominal de 50 Hz permitidas en el punto de repercusión asociado al PMGD.
- Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, originados por los PMGD.

Artículo 28°: La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la NTCO para el punto de repercusión respectivo.

CAPITULO TERCERO

DE LA DETERMINACION DE LOS COSTOS DE LAS OBRAS ADICIONALES PARA LA CONEXION DE UN PMGD

Artículo 29°: Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una empresa distribuidora, se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación del PMGD respectivo.

Artículo 30°: La empresa distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por operación del PMGD correspondiente, mediante el informe de costos de conexión señalado en el Artículo 31° del presente reglamento. En caso contrario, los costos de conexión señalados en el Artículo 29° del presente reglamento serán nulos.

Artículo 31°: La empresa distribuidora deberá emitir el ICC, donde manifieste el acuerdo o desacuerdo con lo consi-

nado en la SCR presentada por un interesado o propietario de un PMGD. Este informe deberá contener los antecedentes técnicos que sustentan la posición de la empresa distribuidora.

Adicionalmente, la empresa distribuidora podrá emitir un informe de costos de conexión en el caso que desee justificar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por la operación de un PMGD. Los costos y ahorros de los que trata dicho informe se basarán en los criterios y períodos de evaluación establecidos para empresas distribuidoras en el artículo del valor agregado por concepto de costos de distribución, de acuerdo a lo especificado en las componentes del costo del valor agregado de distribución, consideradas en el estudio de costos encargado por la Comisión en la última fijación de los valores agregados de distribución y considerando las inyecciones esperadas del PMGD.

Copias de los informes señalados serán enviadas simultáneamente a la Superintendencia y al interesado o propietario del PMGD, según corresponda.

Para el caso de las empresas distribuidoras no concesionarias, los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por operación de un PMGD se basarán en los criterios y bases de cálculo considerados en el estudio de costos encargado por la Comisión en la última fijación de los valores agregados de distribución, para un área de distribución típica de características similares a la empresa que esté en dicha condición.

En la elaboración de los informes anteriores, la empresa distribuidora, cualquiera sea su condición, deberá considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de calidad de suministro en su red.

Artículo 32°: El informe de costos de conexión deberá contener como mínimo un estudio del impacto del PMGD en la determinación de las siguientes componentes de costos:

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

Artículo 33°: Si como resultado del estudio de los costos señalados en el artículo anterior se establece que los ahorros por operación de un PMGD no cubren la totalidad de los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión.

La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión.

Artículo 34°: La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD respectivo aportes financieros reembolsables para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión señalados en el Artículo 29° del presente reglamento. Dichos aportes podrán efectuarse de acuerdo a las disposiciones previstas en los artículos 75°, 76°, 77° y 78° de la Ley que fija aportes financieros reembolsables, destinados al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

CAPITULO CUARTO

DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION Y PAGOS DE UN PMGD

Artículo 35°: Todo PMGD operará con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Se considerará que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, y para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la empresa distribuidora como con el CDEC respectivo, de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo.

Artículo 36°: A más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, que

participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual, en adelante el "IOM", a la empresa distribuidora y a la DO del CDEC respectivo, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

Artículo 37°: En el evento que durante el mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMGD deberá informar a la empresa distribuidora y a la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO o la empresa distribuidora que corresponda, podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 38°: Los propietarios u operadores de un PMGD tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC. Para tal efecto, deberán solicitar a la DO del CDEC que corresponda, la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros, en adelante, "balance de inyecciones y retiros".

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias.

Para efectos del balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un PMGD a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. La norma técnica respectiva establecerá las metodologías y consideraciones que deberá utilizar el CDEC para referir las inyecciones aquí señaladas.

La subestación de distribución primaria asociada a un PMGD, a la que se refiere el inciso precedente, es aquella que presenta la menor distancia eléctrica al punto de conexión del PMGD. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan normalmente cerrados o no.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros señalado, el propietario u operador del PMGD incluido en dicho balance estará obligado a informar al CDEC, en la forma y oportunidad que éste disponga, su inyección horaria en el punto de conexión.

Artículo 39°: El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 40°: El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria que corresponda.

Artículo 41°: En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá constatar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de modo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la Ley. La Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del decreto señalado dentro de los cinco días siguientes a su publicación en el Diario Oficial.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMGD, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de modo de la potencia aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante el decreto señalado en el inciso precedente.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMGD deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros, y serán valorados con el mismo régimen de precios utilizado para valorar las inyecciones de energía y potencia.

Las empresas distribuidoras y los PMGD incluidos en los balances de inyecciones y retiros deberán enviar toda la información que el CDEC solicite para efectos de determinar los balances de inyecciones y retiros de potencia y energía, en la forma y oportunidad que éste disponga.

Artículo 42°: El ULDEC respectivo efectuará las reliquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMGD y las inyecciones indicadas en el Artículo 38° del presente reglamento, de acuerdo al procedimiento de reliquidaciones que establece el reglamento interno de cada CDEC.

Artículo 43°: Los propietarios u operadores de los PMGD que participen en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMGD que además sean MGMC estarán eximidos del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Título IV del presente reglamento.

El uso que la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes.

Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 71°-43 de la Ley.

CAPITULO QUINTO

MEDICION Y FACTURACION DE UN PMGD

Artículo 44°: La emisión de las facturas por parte de un PMGD y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, según lo determine el CDEC, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento interno que se encuentre vigente en cada CDEC.

Artículo 45°: Los propietarios de PMGD deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. No se exigirá que dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea.

El propietario u operador de un PMGD podrá efectuar por sí mismo, o contratar con la empresa distribuidora el servicio de medición y contabilización de la energía evacuada al sistema.

Artículo 46°: Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMGD deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO III DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION O "PMG"

CAPITULO PRIMERO

ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 47°: De acuerdo a lo señalado en el Artículo 1° del presente reglamento, los PMG están conectados a un sistema eléctrico, a través de instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional. Los PMG tienen por tanto el carácter de entidades sujetas a la coordinación del CDEC respectivo, debiendo ceñirse por tal efecto a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador.

Artículo 48°: El interesado o propietario de un PMG deberá comunicar su interconexión a un sistema eléctrico con una anticipación mínima de 6 meses. Dicha comunicación deberá ser enviada al CDEC en la forma que éste determine. El CDEC podrá solicitar la información que estime pertinente respecto de las instalaciones del PMG, de acuerdo a los procedimientos y exigencias generales aplicables a las instalaciones de generación y transmisión del respectivo sistema.

La desconexión o retiro de un PMG de un sistema deberá ser comunicado por su propietario u operador al CDEC y a la Comisión con al menos 12 meses de anticipación.

Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de un PMG podrá solicitar a la Comisión la exención de los plazos señalados en el presente artículo para lo cual la Comisión deberá solicitar al CDEC uno o más informes que permitan determinar las consecuencias y efectos que se producirán sobre la seguridad y calidad de servicio del sistema, antes de aceptar o rechazar la exención de plazos solicitada.

CAPITULO SEGUNDO

DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION Y PAGOS DE UN PMG

Artículo 49°: Todo PMG deberá coordinar su operación con el CDEC respectivo, de acuerdo a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador así como las demás condiciones establecidas en el presente título.

Los propietarios u operadores de un PMG cuya fuente sea no convencional, de acuerdo a lo establecido en el Título IV del presente reglamento, podrán optar a operar con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMG que esté en dicha condición, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Se considerará que los PMG que opten operar con autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de cualquier PMG podrá solicitar a la DO del CDEC, correspondiente, de manera fundada, una operación con autodespacho. La DO deberá responder dicha solicitud en un plazo no superior a 30 días de su recepción. De ser aceptada dicha condición de operación, ésta se mantendrá por al menos 12 meses.

El operador o propietario de un PMG con autodespacho deberá enviar a más tardar el día 25 de cada mes, un IOM a la DO, indicando su disponibilidad de excedentes esperados para el siguiente mes.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, considerando los aportes del PMG en la barra informada por el propietario u operador como punto de conexión al sistema.

Artículo 50°: En el evento que durante el mes el propietario u operador de un PMG con autodespacho advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMG deberá informar a la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO que corresponda, podrá solicitar al propietario u operador del PMG un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 51°: Los propietarios u operadores de un PMG tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, a través del respectivo balance de inyecciones y retirós, conforme a los procedimientos generales vigentes para tal efecto, incluyendo las disposiciones establecidas en el presente capítulo.

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias.

Artículo 52°: El propietario de un PMG podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMG. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 53°: El costo marginal instantáneo con el cual se determinará el valor de las inyecciones de energía de un PMG que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión del PMG al sistema.

Artículo 54°: En cada balance de inyecciones y retirós, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMG que haya optado por dicho régimen, corresponderán al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMG que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103° de la Ley. Una vez dictado dicho decreto, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del mismo.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMG, en cada balance de inyecciones y retirós, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de los PMG que sean fijados mediante el decreto señalado en el inciso precedente.

Del mismo modo, los retirós o compromisos que estén asociados al PMG deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retirós, y serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía y potencia.

Artículo 55°: El CDEC respectivo deberá utilizar los procedimientos vigentes tal que permitan efectuar las reliquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retirós, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMG.

Artículo 56°: Los propietarios de los PMG deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMG que además sean MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Artículo 71°-7 de la Ley y en el Título IV del presente reglamento.

CAPITULO TERCERO

MEDICION Y FACTURACION DE UN PMG

Artículo 57°: La emisión de las facturas por parte de un PMG y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, según lo determine el CDEC, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento interno que se encuentre vigente en cada CDEC.

Artículo 58°: Los propietarios de PMG deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. Para los PMG que se encuentren operando con auto-despacho no se exigirá que dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea.

Artículo 59°: Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos

de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMG deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO IV

DE LOS MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES O "MGNC"

CAPITULO PRIMERO

CLASIFICACION DE MGNC SEGUN FUENTE

Artículo 60°: Para efectos de clasificar a un MGNC, se consideraran como fuentes no convencionales a las siguientes energías:

- Energía hidráulica de cursos de agua: energía potencial y cinética del agua obtenida por medio centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 20.000 kilowatts.
- Energía geotérmica: corresponde a aquella que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser en forma de vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- Energía solar: energía obtenida en forma directa de la radiación solar.
- Energía eólica: energía cinética del viento.
- Energía de los mares: toda forma de energía hidráulica producida por el movimiento de las mareas (marcomotriz), de las olas y de las corrientes, así como cualquier otra forma de energía proveniente de los mares.
- Energía obtenida de la biomasa: es la obtenida de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otras fuentes energéticas líquidas o gaseosas antes de la combustión.

Artículo 61°: La biomasa será considerada como fuente no convencional si resulta incluida en alguna de las siguientes categorías:

- Productos, subproductos y residuos forestales, tales como leña, carbón vegetal, ramas, restos de podas y de cosechas.
- Residuos de la industria primaria y secundaria de la madera, tales como aserrín, virutas, cortezas y restos de maderas.
- Subproductos y residuos de la industria de la celulosa y del papel, tales como, licor negro, lodos y gases provenientes de plantas de tratamiento de residuos sólidos y líquidos.
- Residuos agrícolas: tales como restos de cultivos herbáceos, frutícolas y de cereales, pastos, plantas verdes y otros.
- Residuos de industrias agroalimentarias, tales como cáscaras, huescos, semillas, hollejos, lodos y gases provenientes de plantas de tratamientos de residuos sólidos y líquidos.
- Residuos de la industria ganadera y de crianza de animales, tales como purines, estiércol, residuos de animales muertos, sangre, huesos, pieles.
- Residuos de plantas de tratamiento de aguas servidas urbanas e industriales, tales como lodos y gases resultantes del tratamiento.
- Residuos urbanos producidos por los sectores residencial, comercial y público, los cuales son recolectados para su disposición en un relleno sanitario.
- Cualquier tipo de biomasa cultivada para fines energéticos.

Artículo 62°: Las instalaciones de cogeneración cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts que utilicen fuentes de energía primaria diferentes a las señaladas en el Artículo 60° del presente reglamento, serán clasificadas como MGNC si acreditan un rendimiento energético superior al que indique la norma técnica respectiva.

Artículo 63°: Sin perjuicio de lo expresado en el artículo precedente, las instalaciones de cogeneración que utilicen calor residual de un proceso idéntico independientemente a la actividad de cogeneración, estarán exceptuadas de acreditar el rendimiento energético señalado, para ser clasificadas como MGNC. La norma técnica respectiva establecerá las condiciones que deberá cumplir la actividad de cogeneración y el uso del calor residual del proceso térmico señalado.

Artículo 64°: La Comisión podrá clasificar, de oficio o a petición de parte, como no convencionales a fuentes energéticas no incluidas en el presente capítulo, en la medida que la

utilización de dichas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético.

Cualquier interesado en clasificar una fuente como no convencional, podrá solicitar a la Comisión que estudie la procedencia de su clasificación.

Los interesados en la clasificación señalada en el inciso anterior deberán presentar un informe conteniendo una descripción general de la fuente de energía, su origen y disponibilidad; las tecnologías utilizadas para su conversión a energía eléctrica; los distintos impactos ambientales que tienen asociados; y los proyectos en los que se pretende utilizar la fuente.

La Comisión deberá aprobar o rechazar la solicitud planteada, en un plazo no superior a dos meses a partir de la fecha de recepción. Asimismo, podrá solicitar los antecedentes que estime pertinentes a efectos de analizar dicha solicitud.

CAPITULO SEGUNDO

EXENCION DEL PAGO POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION TRONCAL

Artículo 65°: Los propietarios de los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema.

Artículo 66°: Para efecto de la determinación de la exención señalada en el artículo precedente, los excedentes de potencia suministrados al sistema serán determinados por la Dirección de Peajes, en adelante la "DP", del CDEC respectivo, en el correspondiente punto de conexión del MGNC.

Artículo 67°: La DP respectiva podrá solicitar al propietario del MGNC una verificación de los excedentes de potencia suministrada al sistema por el MGNC, de acuerdo a los procedimientos que ésta establezca.

Artículo 68°: El peaje por el uso que las inyecciones de los MGNC hacen del sistema de transmisión troncal, considerando la exención a que se refiere el Artículo 65° del presente reglamento, se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se determinará el peaje del MGNC (PNC1), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:

$$PNC1 = Pbase \cdot FP$$

donde:

- Pbase es el peaje que le corresponderá pagar al MGNC, conforme a las normas generales de peajes, expresado en unidades monetarias.
- FP es el factor proporcional asociado al MGNC, para el cálculo de la exención, expresado en unidades adimensionales y calculado como:

Si EPNC es inferior a 9.000 kilowatts, entonces $FP = 0$, y Si EPNC es mayor o igual a 9.000 kilowatts, entonces

$$FP = \frac{EPNC - 9.000}{11.000}$$

donde EPNC es el excedente de potencia suministrada al sistema por el MGNC, expresado en kilowatts.

- Se determinará el pago adicional de peaje del MGNC (PNC2), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:

Si CEP es inferior o igual a 0,05-CIT, entonces: $PNC2 = 0$
Si CEP es mayor a 0,05-CIT, entonces:

$$PNC2 = (Pbase - PNC1) \cdot \left(\frac{CEP - 0,05 \cdot CIT}{CEP} \right) \cdot Pbase \cdot (1 - FP)$$

donde:

CEP es la capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kilowatts.
CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kilowatts.

El parámetro CEP se obtiene de la relación:

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

c) Finalmente, el pago total de peaje de transmisión troncal del MGNC, (PNCtot) corresponderá a la suma de las componentes determinadas en los literales a) y b) del presente artículo, esto es:

$$PNCtot = PNC1 + PNC2$$

Artículo 69°: El monto correspondiente a la suma de las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema a prorrata de dichas inyecciones, las cuales corresponden a inyecciones promedio de energía según despacho proyectado en el período para el que se realiza el cálculo de peajes.

TITULO V

RECLAMOS Y CONTRIVERSIAS

Artículo 70°: Sin perjuicio de la facultad para resolver reclamos de la Superintendencia, dispuesto en el Artículo 3° N°17 de la Ley N°18.410, los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en la letra a) del Artículo 1°, podrán presentar a la Superintendencia reclamos por controversias que se refieran a las siguientes materias originadas por la aplicación de este reglamento:

- a) Informes dispuestos por el Artículo 31° y siguientes del presente reglamento, y costos de conexión que deriven de estos;
- b) Conexión, modificación y desconexión de las instalaciones de un medio de generación a líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público;
- c) Calidad de servicio;
- d) Conflictos por la operación técnica de las instalaciones;
- e) Conflictos relativos a la falta de acuerdo sobre la forma de efectuar las transferencias de energía o potencia, y forma de transportar dicha energía y potencia; y
- f) Respeto de procedimientos que se establezcan por los propietarios de líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público o para la operación coordinada con el sistema eléctrico, en cumplimiento del presente reglamento.

Artículo 71°: El reclamo ante la Superintendencia deberá presentarse por el interesado dentro del plazo de un mes desde que se produzca el desacuerdo señalado en el artículo anterior, mediante informe fundado, y adjuntando los antecedentes que correspondan.

La solicitud podrá presentarse en cualquier oficina de la Superintendencia o mediante correo certificado entregado en la oficina de correos que corresponda hasta el último día del plazo.

La Superintendencia remitirá inmediatamente después de recibido el reclamo los antecedentes a la Comisión. No obstante, dentro del plazo de quince días hábiles contados desde la presentación, podrá declararlo inadmisibles si constata el incumplimiento de alguno de los requisitos señalados en este artículo.

Artículo 72°: La Superintendencia resolverá sobre la materia objeto del reclamo en el plazo de sesenta días contado desde la declaración de admisibilidad, previa recomendación de la Comisión, cuyo informe contendrá las posiciones de los interesados en la controversia que las hubiesen expuesto de acuerdo a lo dispuesto por la Comisión en el acto de instrucción respectivo dictado en conformidad al Artículo 34° de la Ley N° 19.880 que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Riguen los Actos de los órganos de la Administración del Estado.

La Comisión podrá solicitar informes a otros organismos para ser considerados en la elaboración de su recomendación y la Superintendencia podrá solicitar directamente a los interesados informes sobre la materia objeto de la controversia, de acuerdo al número 17 del Artículo 3° de la Ley N° 18.410.

No obstante lo dispuesto en la ley N° 19.880 referida, en el tiempo que medie entre la resolución definitiva de la Superintendencia, ésta podrá ordenar medidas provisionales, previo informe de la Comisión. La resolución que las establezca será notificada por carta certificada a los interesados.

Artículo 73°: Las controversias que se susciten al interior de un CDDC y que se refieren a empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico que se encuentren en las categorías expresadas en las letras b) y c) del Artículo 1° del presente reglamento, serán

sometidas al dictamen del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley, y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el Artículo 32 del Decreto Supremo N° 181 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2004, con exclusión de las que se refieran a un PMGD que califique igualmente en la categoría de la letra c) del Artículo 1° referido, las que serán resueltas por la Superintendencia en conformidad a los Artículos 70°, 71° y 72° de este reglamento.

TITULO VI

DISPOSICION FINAL

Artículo 74°: Para efectos de la aplicación del presente reglamento, los plazos se entenderán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. En caso que alguno de los plazos venza un día sábado, domingo o festivo, se prorrogará al día hábil siguiente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1°: El presente reglamento entrará en vigencia treinta días después de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 2°: En tanto no se haya dictado la norma específica para PMGD, conectados en baja tensión, las condiciones técnicas de su conexión se regirán por lo establecido en la NCh Elec 4-2003 de la Superintendencia, y los criterios generales establecidos en este reglamento.

Artículo 3°: Los CDEC, deberán adaptar e implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, en particular para la incorporación en el balance de inyecciones y retiros de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento.

Los procedimientos y metodologías señalados en el inciso previo serán de público acceso y deberán ser informados a la Comisión para su aprobación conforme según lo dispone el DS 327, de 1997, del Ministerio de Minería, en un plazo no mayor a los 90 días corridos, contados desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente reglamento.

Artículo 4°: En tanto no se dicte la NTCCO que se refiere al presente reglamento, las variaciones de tensión señaladas en los literales b) y c) del Artículo 21° del presente reglamento no podrán exceder a ± 6%.

Artículo 5°: Los propietarios u operadores de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento participarán del financiamiento y composición del CDEC respectivo conforme se establezca en la reglamentación que se dicte de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.018.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- RICARDO LAGOS ESCOBAR, Presidente de la República.- Carlos Alvarez Voullieme, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saludó atentamente a Ud., Carlos Alvarez Voullieme, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción.

ESTABLECE ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES QUE INDICA

Núm. 319.- Santiago, 30 de noviembre de 2005.- Visto: Lo dispuesto en el artículo 32 N°6, de la Constitución Política de la República de Chile; el D.F.L. N°1, de 1978, del Ministerio de Minería; la resolución N°520, de 1996, de la Contraloría General de la República; y lo informado por la Comisión Nacional de Energía en el oficio Ord. N°1505, de fecha 9 de noviembre de 2005,

Decreto:

Artículo 1°: Las especificaciones nacionales de calidad, con excepción de la Región Metropolitana, de los combustibles Gasolina para motores de ignición por chispa y Petróleo Diesel Grado B son las siguientes:

Gasolina para motores de ignición por chispa:

PROPIEDAD	ENERO 2007	METODO DE ENSAYO
Residuo de destilación, % mínimo	2	NCh 66
Forma, g/l, mínimo	0,013	NCh 2329 (ii) o NCh 1897 (ii)
Com. existente, mg/100 ml, mínimo	5	NCh 1844
Azufre, % m/m, mínimo	0,005	NCh 1896 (iii)
Corrosión de la lámina de cobre, mínimo	Nº1	NCh 70
Estabilidad a la oxidación, minutos, mínimo	240	NCh 1853
Benzeno, % v/v, mínimo	1	NCh 2195 o NCh 2246
Fósforo (iv)	Informar	NCh 2327
Aromáticos, % v/v, mínimo	38	(vi)
Origeno, % m/m, mínimo	2	NCh 2320 o NCh 2468
Presión de Vapor Reid RVP, psi, mínimo	10	NCh 1845 o NCh 2328
Cefinas, % v/v, mínimo	20	(vi)
Destilación		NCh 66
Temperatura T, según porcentaje evaporado		
- 10% T mín., °C	70	
- 30% T mín., °C	121	
- 90% T mín., °C	190	
- Punto final, T mín., °C	225	
Razón vapor-líquido (vi)		NCh 1846 (vi)
- temperatura de ensayo, °C	47	
- razón V/L, mín	20	

- (i) Alternativamente se puede usar el método NCh 1843 y NCh 2350.
- (ii) Alternativamente se puede usar el método NCh 2351; para determinación en terreno se puede utilizar el método NCh 2352.
- (iii) Alternativamente se puede usar el método NCh 2325.
- (iv) No debe agregarse compuestos fosforados a la gasolina; para casos de arbitraje debe usarse el método de NCh 2327.
- (v) La empresa respectiva deberá indicar la Norma utilizada.
- (vi) Esta cláusula no rige para las gasolinas que se producen y usan en las Regiones XI y XII del país.
- (vii) Para determinar la razón V/L, se puede usar el procedimiento de cálculo basado en la Presión de Vapor Reid (RVP) y las temperaturas de destilación.

Petróleo Diesel Grado B:

PROPIEDAD	SEPTIEMBRE 2006	2007	2008	2009	SEPTIEMBRE 2005
Punto de inflamación, °C mínimo	52	52	52	52	NCh 1843
Punto de inflamación, °C mínimo	1	1	1	1	NCh 1843
Índice de viscosidad	Informar	Informar	Informar	Informar	NCh 2327
Punto de destilación de 10% en el punto de ebullición, °C	0,01	0,01	0,01	0,01	NCh 1843
Residuo carbonoso (vi) (vii) (viii)					
- Residuo	0,05	0,05	0,05	0,05	NCh 1843
- Carbono	0,06	0,06	0,06	0,06	NCh 1843
- Materiales	0,06	0,06	0,06	0,06	NCh 1843
Color, % m/m	0,01	0,01	0,01	0,01	NCh 1843
Temperatura T a 90% evaporado					
- Mínimo	240	240	240	240	
- Máximo	1,8	1,8	1,8	1,8	

2. PRECIO PETRÓLEO

