



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE
PASADA PEQUEÑA EN EL RIO PICOIQUEN EN ANGOL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

NICOLAS LEON BALMACEDA

**PROFESOR GUÍA:
GABRIEL FIERRO CERENO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GERARDO DIAZ RODENAS
ERIKA GUERRA ESCOBAR**

**SANTIAGO DE CHILE
OCTUBRE 2008**

Si tuviera que agradecerle a cada persona que me ayudó a sobrevivir la universidad necesitaría otra memoria completa, así que me remito a agradecer a los que más me ayudaron e impulsaron en esta última etapa: Ricardo Astaburuaga, Sergio Vergara, don Manuel Vidaurre, Juan León, Rodrigo Izzo, Gabriel Fierro, Sebastian Álvarez y por supuesto Camila Orellana.

Agradecimientos

A mi Mamá.

Resumen

La difícil situación ambiental y energética, nacional y mundial, lleva a buscar soluciones distintas a los combustibles fósiles. Consecuentemente, se ha estado promoviendo la generación eléctrica a través de medios renovables no convencionales. En nuestro país, las modificaciones introducidas a la Ley General de Servicios Eléctricos a partir del año 2004 han mejorado las condiciones para estos medios de generación. Con ello se espera lograr, además, diversificar la matriz energética y contar con un suministro más confiable.

El objetivo de la memoria es diseñar y avaluar una central hidroeléctrica de pasada en el río Picoiquén, en la vecindad de la ciudad de Angol, IX Región. Para este fin, se consideraron y/o elaboraron los aspectos técnicos y económicos de la generación eléctrica, el marco regulatorio, la hidrología del río Picoiquén, los escenarios de precios futuros, los diseños conceptuales de las obras civiles y los lineamientos básicos del impacto ambiental.

Se desarrolló un estudio hidrológico mediante correlaciones, se estableció su comportamiento probabilístico y se concluyó en un caudal de diseño de $2.88 \text{ m}^3/\text{s}$. Para la columna de agua disponible de 431.5 metros, se determinó que la mejor turbina es una Pelton de cuatro inyectores. Se propuso un diseño conceptual de la tubería de presión, del canal de aducción, la bocatoma y la chimenea de equilibrio. La potencia estimada de la central fue de 10,7MW. La potencia firme se estimó en 5,3MW.

En Chile la energía puede ser transada en mercado spot entre los generadores a costo marginal; a precio de nudo entre generadores y distribuidoras y a precio libre entre generadoras y consumidores libres. Bajo ciertos supuestos, se evalúa entregar la energía a los diferentes mercados, concluyendo que la mejor opción de venta es que, hasta el año 2012, se participe en el mercado spot y, posteriormente, en el mercado regulado.

Por último, se evaluó económicamente el proyecto en distintos escenarios hidrológicos y se calcularon los indicadores económicos tradicionales. En promedio, se llegó a un VAN de US\$22.000.000 con una tasa de descuento del 10% sobre el total de los activos y una TIR del 18%. Al incluir en la sensibilización económica la participación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, derivado del protocolo de Kioto, se concluyó que es recomendable vender bonos de CO_2 para mejorar aún más la rentabilidad del proyecto.

Se recomienda usar estos resultados en los diseños conceptuales de las obras, siempre y cuando se amplíe la muestra de datos hidrológicos del río para retroalimentar el modelo planteado y se puedan corroborar o modificar las dimensiones estimadas para cada elemento. Se deberá avanzar en la topografía, la mecánica de suelos, la Declaración de Impacto Ambiental, la búsqueda de proveedores, la consultoría para el MDL y gestionar el financiamiento para apalancar el proyecto.

Índice

Capítulo 1: Introducción	2
Objetivos y alcances.....	2
Metodología.....	3
Capitulo 2: Identificación y Descripción del Sector Industrial	4
Situación energética en Chile	4
Componentes del mercado eléctrico	6
Organismos administrativos del sector eléctrico	7
Situación de las ERNC en el mundo	8
Situación de las ERNC en Chile	9
Regulación e incentivos.....	11
Bonos de CO ₂ , gas de efecto invernadero y protocolo de Kyoto	21
Capitulo 3: Sistema de Precios	27
Precio de la energía	27
Precio de la potencia	28
Precio de nudo Angol.....	28
Peaje aplicable	30
Fuente: Elaboración propia.....	32
Opciones de venta y oportunidades	34
Proyección de precios.....	36
Escenario futuro.....	38
Capitulo 4: Estudio Hidrológico	46
Tipos de estudio hidrológico	46
Análisis y estructura del estudio por correlaciones.....	47
Curva de duración o gastos.....	48
Correlación entre Picoiquén y Butamalal.....	50
Estudio de las cuencas y su comportamiento hidrológico.....	52
Extrapolación de caudales	53
Relleno y validación de estadística a extrapolar	54
Curva de duración	55
Conclusiones.....	57
Capitulo 5: Central de Pasada Picoiquén	59
¿Qué es una central de paso?.....	59
Ubicación.....	60
Derechos de Agua	61
Energía y Potencia hidromecánica.....	62
Caudal de Diseño	63
Bocatoma.....	64
Canal de aducción	68
Estimación de la Columna de Agua	72
Tubería de presión.....	73
Chimenea de equilibrio	79
Turbinas.....	81
Elección del tipo de turbina	83
Configuración de la turbina Pelton	84
Numero de turbinas	85
Generador	87
Casa de maquinas.....	88

Restitución y rápido de descarga	90
Interconexión a subestación Angol66.	90
Servidumbres y concesiones.....	93
Capitulo 6: Evaluación Económica.....	95
Curva de carga anual y potencia firme.....	95
Costos de operación y mantenimiento	98
Peaje	99
Ingresos por Potencia y Energía	99
Bonos de CO2.....	100
Escenarios y sensibilización	100
Conclusiones y Recomendaciones.....	104
Bibliografía.....	107
Memorias:.....	107
Documentos:.....	107
Páginas Web:	109
Anexos.....	110
Anexo I: SEIA: ¿DIA o EIA para la central e interconexión?	110
Anexo II: Formulas de Indexación para Licitaciones 2006-I y 2006-II.....	114
Anexo III: Inversión Itemizada.....	119
Anexo IV: Comparación de Venta en Mercado Spot y Precio de Nudo.....	123
Anexo V: Cotizaciones y Condiciones de Suministro	124
Anexo VI: Detalles Tubería de Presión.....	140
Anexo VII: Flujo de Caja	141

Capítulo 1: Introducción

El impacto que han generado los cortes de gas y el constante ascenso del precio del petróleo sobre la dependiente matriz energética chilena en base a fuentes externas de energía, ha hecho que el gobierno replantee los incentivos y la regulación para desarrollar proyectos en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Existe un gran número de recursos hídricos pequeños potencialmente atractivos que por falta de incentivos y bajos precios de la energía no han sido explotados. Por otro lado, la creciente conciencia por el medio ambiente hace poner atención en los impactos de las mega centrales hidroeléctricas de embalses, centrales de carbón, petróleo y nucleares, dando paso a proyectos menos invasivos.

Las ENRC están formando una buena opción para satisfacer la demanda energética para el futuro. De todas las fuentes de ERNC, las centrales hidroeléctricas de pasada son una muy buena opción dado a la experiencia acumulada durante muchos años en el mundo. Su atractivo radica en que el relieve de toda la zona central de Chile presenta cerros con grandes desniveles en sus ríos, prácticamente en toda su extensión. No todos estos ríos han sido aprovechados debido a que los proyectos analizados no resultaban económica y/o técnicamente viables. Con las últimas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos algunos proyectos, como Picoiquén, se transforman en alternativas interesantes de inversión.

Objetivos y alcances

Objetivo General

Estudiar la factibilidad técnica, presentar un diseño conceptual y evaluar económicamente una central de pasada pequeña en el río Picoiquén en Angol.

Objetivos Específicos

- ❖ Identificar la regulación e incentivos aplicables a las ERNC, en particular a la central Picoiquén.
- ❖ Evaluar el potencial de generación hidroeléctrica de los derechos de agua disponibles en el río Picoiquén.
- ❖ Elegir el equipo electromecánico que mejor se ajuste a los requisitos y características de la central.
- ❖ Valorizar la energía y potencia producidas por la central.
- ❖ Evaluar si corresponde someter el proyecto al sistema de evaluación de impacto ambiental y determinar si es aplicable una DIA o un EIA.
- ❖ Presentar un diseño conceptual de la interconexión y los costos asociados.
- ❖ Estimar costos de las obras civiles, sus características, dimensiones y concluir en un diseño conceptual para estas.
- ❖ Evaluar la opción de ingresar al sistema de Bonos de Carbono y determinar costos e ingresos.
- ❖ Calcular los indicadores económicos y evaluar en que mercado es más rentable participar.

El objetivo principal es responder la pregunta básica de si es que es viable o no seguir llevando a cabo los estudios más específicos o si se descarta de plano la construcción de la central. Para esto hay que responder preguntas como ¿Qué caudal y con qué probabilidad? ¿qué turbinas? ¿qué obras civiles? ¿cuánto serían los costos y plazos de inversión? ¿EIA o DIA? ¿a quién se le vende? ¿a qué precio? ¿cómo debe ser y cuanto costará la interconexión eléctrica? Y por último, ¿se pueden vender bonos de carbono y cómo?

Este estudio está basado en la evaluación técnico económica de una central de pasada acompañada de un diseño conceptual, desde el estudio de los caudales hasta la conexión de la central a la red eléctrica. Para llevar a cabo el trabajo de memoria, es necesario tener claro que el estudio de cada uno de los aspectos que se requiere desarrollar, como hidrología, obras civiles, equipos y obras eléctricas, comercialización de la energía, regulación del sector, etc., constituye por sí mismo un tema expenso y complejo. Es por esta razón que los alcances del estudio se enmarcan dentro de una evaluación preliminar de la central Picoiquén, en la que las áreas específicas serán tratadas de manera exhaustiva o global según amerite el caso. Se pedirán cotizaciones y recomendaciones de expertos en cada área, determinando la mejor opción de acuerdo a las características de la cuenca y de las estimaciones hidrológicas.

Metodología

La idea detrás del concepto es contrastar si llevar a cabo el proyecto crea un aumento en la riqueza de los socios, notando si los costos son excedidos por los beneficios, incluso por sobre alternativas que permitan lucrar de otro modo.

Mediante el correcto análisis de los factores determinantes del proyecto, se podrá determinar tanto económica como técnicamente la posibilidad de construir y operar una central hidroeléctrica en el río Picoiquén. Para esto la evaluación de proyectos entrega herramientas de apoyo a la toma de decisiones, dando la posibilidad de pensar en diferentes escenarios y alternativas para llegar a la mejor opción antes de dar los primeros pasos.

La identificación de las diferentes partes permite medir y valorizar cuantitativamente los costos y beneficios asociados al conjunto de acciones y decisiones que envuelven el objetivo final del proyecto. La evaluación del recurso hídrico implica un análisis detallado de la información disponible de parte de la DGA y de las características físicas de las cuencas, como también de un estudio estadístico de la información.

Se indagará en datos del Centro Económico de Despacho de Cargas (CDEC) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para comprender el escenario energético chileno. Se mostrarán antecedentes del mercado, su evolución histórica, aspectos legales relacionados con la generación eléctrica y se calcularán los precios que enfrentará la central siguiendo la metodología expresada en la ley.

Un factor determinante es el caudal efectivo con el que se cuenta para la generación independiente del derecho de agua otorgado por la autoridad. Para esto se llevará a cabo un estudio de correlaciones y aportes hidrológicos de la cuenca del río Picoiquén junto a ríos cercanos de los cuales se tiene información histórica.

Capítulo 2: Identificación y Descripción del Sector Industrial

El sector de generación eléctrica involucra a todos los agentes económicos, tanto públicos como privados, que participan en la producción, transmisión, comercialización, regulación y consumo de energía eléctrica.

Situación energética en Chile

El mercado eléctrico chileno puede ser dividido en tres actividades principales: generación, transmisión y distribución. Estas actividades son atendidas en su totalidad por empresas de capitales privados, en donde el gobierno sólo tiene funciones regulatorias, controla funciones y propone planes indicativos de expansión.

En el mercado eléctrico hay aproximadamente 31 compañías de generación, 5 de transmisión y 34 distribuidoras, las que en conjunto son capaces de proveer de electricidad a todo Chile. La demanda entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en 2006 fue de 53,5 TWh, mientras que las ventas fueron de 50,3 TWh.

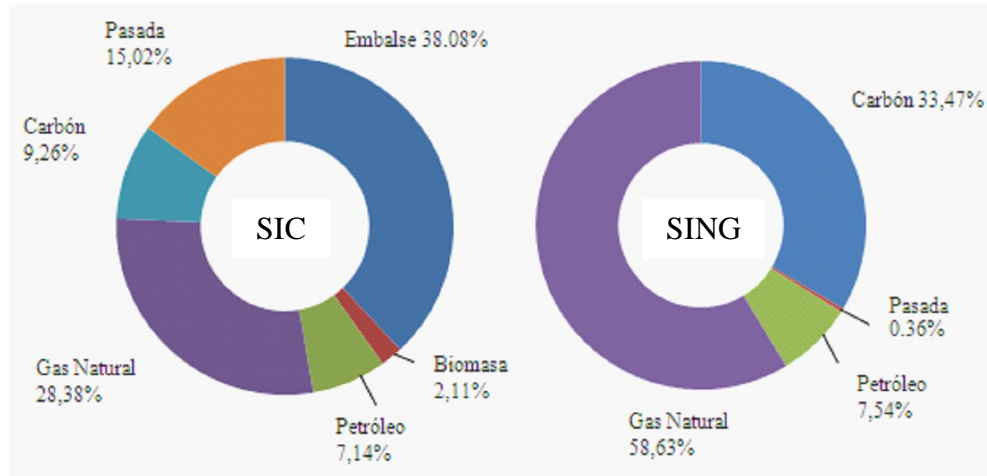
En el país existen cuatro subsistemas eléctricos dos principales SING y SIC, el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Este último se divide en tres subsistemas: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

Tabla 2.1
Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico en Chile
Valores en MW a Julio 2007

Sistema	Capacidad Instalada MW	Participación
SING	3.601,9	26,8%
SIC	9.041,6	67,3%
Aysén	33,5	0,25%
Magallanes	65	0,48%
Auto productores	684	5,1%
Total Nacional	13.426 MW	100%

Fuente: CNE

Gráfico 2.1
Participación Según tipo de combustible SIC y SING en Octubre del 2007

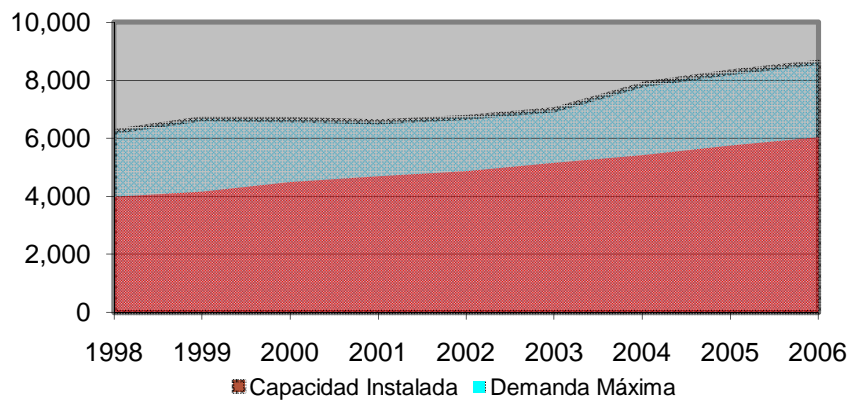


Fuente: Elaboración propia con datos de CNE

La generación total durante 2007 presentó un incremento del 4,2% con respecto a 2006, mostrando un fuerte aumento en el aporte térmico a causa de la menor disponibilidad de recursos hídricos para generación.

El menor aporte hídrico a la generación durante el período 2007 obedece a la escasez de lluvias que ha caracterizado el año hidrológico 2007-2008. Esto se traduce en una considerable baja en la generación por medio de centrales de pasada, obligando a utilizar reservas energéticas de embalses, dejando a 2008 más expuesto debido a las reservas iniciales, que fueron un 37% menor a que el año pasado.

Gráfico 2.2
Evolución capacidad instalada y demanda máxima SIC (MW)



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Componentes del mercado eléctrico

❖ Generación

Se compone de una serie de empresas que tienen plantas de generación eléctrica. Esta electricidad es transmitida y distribuida por otros agentes del mercado hasta que llega a los consumidores finales. Esta componente del mercado eléctrico se muestra tremendamente competitiva, donde es posible observar que existen claras economías de escala en los costos variables de operación y los precios reflejan los costos marginales de producción.

❖ Transmisión

El sistema de transmisión es un conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados a transportar la electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo (grandes consumidores) o puntos de distribución. La transmisión está regulada por medio de un esquema abierto, es decir, todos los generadores pueden hacer uso de las instalaciones de transmisión pagando los peajes respectivos*.

Dada la incorporación de la ley 19.940 o “Ley Corta I” a la Ley General de Servicios Eléctricos en marzo de 2004, el transporte de electricidad por el sistema troncal y subtransmisión es un servicio público. Según esto, las empresas de transmisión tienen la obligación de proveer el servicio a nuevos generadores, siendo responsabilidad de estos la construcción de las modificaciones necesarias al sistema, con el pago de las obras efectuado por el generador que crea la necesidad de las modificaciones.

La operación y coordinación de las plantas generadoras y sistemas de transmisión es manejada en cada sistema eléctrico por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo cuyo Directorio está conformado por representantes de las empresas generadoras, las empresas transmisoras y un representante de los grandes clientes industriales.

❖ Distribución

El sistema de distribución es una red de líneas, subestaciones y equipos que permiten la entrega de electricidad a los consumidores finales, localizados en áreas explícitamente delimitadas. Las empresas de distribución operan bajo un sistema de concesiones de distribución, con la obligación de entregar el servicio y regulados en sus tarifas.

❖ Consumidores

La normativa legal en vigencia reconoce dos tipos de clientes o consumidores finales:

- ❖ **Clientes libres:** Corresponden a consumidores finales con capacidad conectada superior a los 2000 kilowatts, o aquéllos con capacidad conectada entre 500 y 2000 kilowatts que opten por formar parte de esta categoría. Estos negocian directamente con las generadoras los precios de potencia y energía.

* ERNC se encuentran amparadas por la ley Corta I donde se excluyen del pago total o parcial de peajes. El marco legal se analizará más adelante

- ❖ Clientes regulados corresponden a las empresas de distribución que compran energía y potencia a generadores. La mayoría de los clientes finales se encuentran atendidos por las distribuidoras.

Organismos administrativos del sector eléctrico

❖ Centro Despacho de Económico de Cargas: CDEC

El operador del sistema y administrador del mercado mayorista en cada sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Los CDECs están regidos por el decreto supremo N°327 del ministerio de minería. Su propósito es coordinar a las generadoras y sistemas de transmisión interconectados al sistema correspondiente. Sus principales obligaciones son:

1. Operación segura al mínimo costo.
2. Valorizar la energía y potencia para las transacciones entre generadores. Esta valorización se basa en costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada momento y punto del sistema eléctrico.
3. Preocuparse del balance entre inyecciones y retiros de plantas generadoras en el tiempo.
4. Elaborar información referencial del peaje básico y adicional que cada planta generadora debe pagar.

En Chile existen dos CDECs, uno en el Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) y el del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)

❖ Comisión Nacional de Energía (CNE)

La CNE es el organismo más importante en la regulación del mercado eléctrico. La CNE está constituida por un Consejo Directivo integrado por 7 ministros (Presidente de la CNE, Minería, Hacienda, Economía, Planificación, Defensa, Secretario General de la Presidencia), y por un equipo profesional a cargo de un Secretario Ejecutivo nominado por el Presidente de la República. El presupuesto de la CNE es financiado con fondos generales de la Nación y sus tareas son:

- Proponer al Ejecutivo la política de energía y llevarla cabo. Monitorear el comportamiento del sector y proponer las leyes y reglamentos que sean pertinentes.
- Aprobar o rechazar los estudios de la factibilidad económica de los proyectos propuestos por las empresas estatales (actualmente sólo en el sector petrolero).
- Determinar los precios de electricidad que están sujetos a regulación.

Deberá entregar un informe* cada abril y octubre con:

- La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico.

* Informe técnico de fijación de precios de nudo, según DFL 4

- El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras.
- La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10% real anual.
- Los valores resultantes para los precios de nudo.
- La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias establecidas en el artículo 160° de la presente ley.
- Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes.

❖ **Ministerio de Economía**

- Aprueba las tarifas propuestas por la CNE
- Decreta racionamientos durante una crisis energética y arbitra desacuerdos del CDEC.

❖ **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**

La SEC es un organismo supervisor independiente que reporta directamente al Presidente de la República y fiscaliza el cumplimiento de las normas del sector. Debe investigar las causas de apagones y verificar los estándares de calidad del suministro e instalaciones.

Situación de las ERNC en el mundo

En el mundo, la capacidad instalada de ERNC es de 182 GW, con una participación del 4%. Alemania actualmente es el país con la mayor cantidad de potencia instalada de energía eólica en el mundo. Además cuenta con una de las tasas de crecimiento más altas de instalación de energías renovables, por lo que se puede decir que pertenece al grupo de países líderes a nivel mundial, en la implementación de este tipo de energías*. Su meta es llegar al año 2010 con una tasa de participación de energías renovables mayor al 12,5% y al año 2020 con una tasa mayor al 20%. A Enero del año 2007, la tasa de participación de energías renovables en la matriz energética alemana alcanzó el 11,6%.

En conjunto con Alemania, España es uno de los países líderes en la instalación de energías renovables. Actualmente ocupa el segundo lugar, detrás de Alemania en la instalación de energía eólica. En España, la producción de electricidad mediante el uso energías renovables tiene una alta participación en la matriz energética, alcanzando a generar en el año 2005 el 16,6% del total de la energía consumida. La meta es alcanzar al año 2010 el 30% de la producción de energía.†

Australia es uno de los países que ha implementado un modelo del tipo “Quota system” para promover el uso de las energías renovables para la generación eléctrica. Este modelo se basa en la obligación a comercializadores de demostrar el uso de un porcentaje conocido de energías renovables para el abastecimiento de sus clientes. Este modelo no establece una tarifa fija para la energía entregada por los generadores, sino que remunera el precio de la energía del sistema, pero además se agrega un incentivo en forma de bono para energías renovables, que ayuda a financiar la inversión y operación del generador. A diferencia del sistema utilizado actualmente en Chile‡

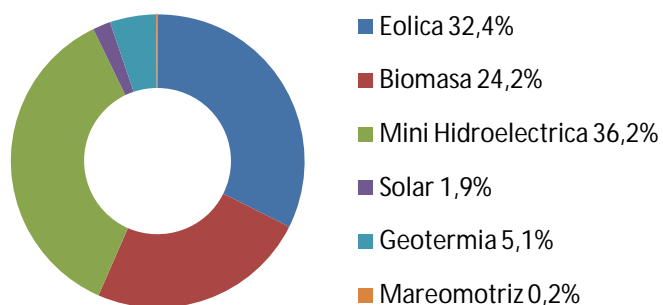
* Nitzschke, 2007

† Fuente: Renewable Energy Access, www.renewableenergyaccess.com

‡ a partir de la promulgación de la ley de ERNC a principios de 2008

en que el porcentaje proveniente de ERNC es fijo, en Australia viene de un factor proporcional a la expansión del parque generador renovable por el cociente entre el incremento total de generación del presente año con respecto al año anterior.

Gráfico 2.3
Capacidad instalada por tipo de ERNC en el mundo



Fuente: Elaboración propia.

Situación de las ERNC en Chile

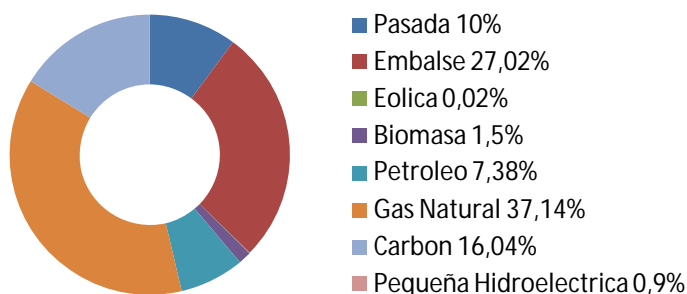
Chile se caracteriza por tener una alta participación de Energías Renovables No Convencionales en su parque generador con 294 MW, un 2,4% al año 2007. En total las energías renovables del país alcanzan un 39,44% del parque generador, siendo la generación hidráulica la más participativa con un 27,92%.

Según las estimaciones de la Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas (www.acera.cl), el potencial para la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Chile es mayor a los 15.000MW.

Se pronostica que para el 2030, la demanda mundial de energía primaria proveniente de ERNC crecerá en un 5,7%, siendo la que presenta más crecimiento, seguida por el gas con un 2,3% y petróleo con 1,6%*.

* Fuente: Presentación Antonio Horvath, "Desafíos energéticos de Chile y desarrollo de la Patagonia chilena"

Gráfico 2.4
Capacidad instalada por tipo de combustible en Chile
 (año 2007, MW)



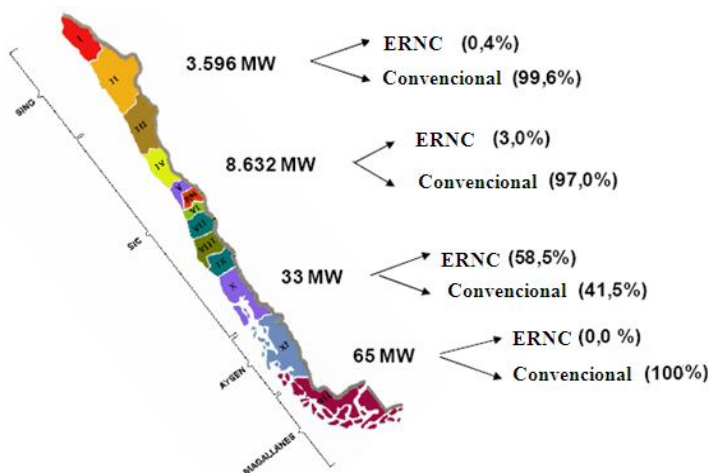
Fuente: Comisión Nacional de Energía

Las fuentes de energía que califican como ERNC son las centrales hidroeléctricas de menos de 20 MW de capacidad instalada (de ahora en adelante referidas como “pequeñas centrales hidroeléctricas”), biomasa o biogás, geotermal, energía solar, energía eólica y mareomotriz.

Si Chile se observa por tramos de sistemas, se puede observar la participación de ERNC en cada una. A pesar de que los sistemas de Aysén y Magallanes presentan un alto potencial para la generación con ERNC, no tienen mayor presencia de estos en su parque generador porque la zona cuenta con abundante gas natural, el cual se convierte en una alternativa más atractiva para la generación.

Actualmente Chile cuenta con un 93% de hogares que disponen de suministro eléctrico. Se pretende llegar a un 96% en 2010 y para esto, dentro de los objetivos, está el uso de ERNC.

Figura 2.1
Capacidad total instalada y participación de ERNC
 (año 2006, MW)



Fuente: Comisión Nacional de Energía

* Estrictamente el término “pequeña” se usa para centrales entre 1 MW y 10 MW.

La capacidad instalada con ERNC* al año 2007 era de 294 MW, los cuales se dividen en 113 MW de generación hídrica con 12 proyectos principalmente en el SIC, 179 MW de generación con biomasa producto de desechos de la industria de la celulosa y forestal, y 2 MW de generación eólica del proyecto Alto Baguales en Aysén. También en el año 2007, se encontraban en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) 128 MW de 14 centrales hídricas de menos de 20 MW, 15 MW de dos proyectos de generación con biomasa y 6 parques eólicos que suman 312 MW. En total estaban pasando por SEIA 455 MW. Vale mencionar que a finales de 2007 entró en operación el parque eólico Canela en el SIC, con potencia instalada de 18,15 MW. Para este mismo parque, en mayo de 2008 EndesaEco ingresó al SEIA la declaración de impacto ambiental (DIA) para ampliar en 69 MW con 46 nuevos aerogeneradores.

Regulación e incentivos

En el mundo se han implementado diferentes mecanismos de incentivo a los medios de generación renovables. Los más destacables como modelos son:

- ❖ Feed-in Tariffs: Es el mecanismo más común para incentivar las energías renovables en la Unión Europea. Por medio de este mecanismo las distribuidoras son obligadas a comprar toda la energía generada por fuentes renovables a un precio previamente fijado por el gobierno, el cual depende de la tecnología de generación utilizada.
- ❖ Impuestos específicos: En países como Dinamarca y el Reino Unido, se ha agregado un impuesto específico a todas las tecnologías de generación. Dicho impuesto (1,3 €/kWh en Dinamarca y 0,08 pen/kWh en el Reino Unido) se le descuenta a todos los compradores que obtienen energía de fuentes renovables.
- ❖ Sistemas de reducción de intereses (aplicado en España): Existen fondos destinados a subsidiar las tasas de interés para créditos orientados a realizar inversiones en proyectos con energías renovables. Los proyectos, de acuerdo a sus características técnicas y económicas, pueden optar desde un 1% hasta un 5% de reducción de intereses anuales, lo que disminuye el riesgo asociado.
- ❖ Subsidio a la inversión: Se entrega un subsidio directo a un porcentaje de la inversión inicial correspondiente a proyectos relacionados con energías renovables. A modo de ejemplo, en Grecia y Finlandia se subsidia hasta el 35% y 30% de la inversión dependiendo del tipo de energía renovable y para generación eólica respectivamente.

El gobierno tradicionalmente mantuvo una política de no privilegiar una fuente de energía por sobre otras. Sin embargo, desde el año 2004 se han creado incentivos importantes para el desarrollo de las ERNC por medio de la incorporación y modificaciones al marco de la Ley General de Servicios Eléctricos con el propósito de entregar las garantías y certidumbres necesarias a los futuros inversionistas.

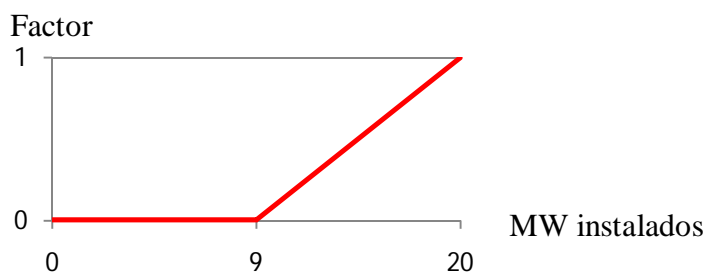
* La ley determina que ERNC son energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas (menos que 20 MW) y cogeneración.

Ley N° 19.940 "Ley Corta I"

La ley eléctrica sufrió su primera gran modificación en pos de las ERNC cuando se incorporó la ley 19.940 del 2004, también conocida como "Ley Corta I". Esta modifica a la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 de modo de incentivar la producción. En sus artículos 71-7 y 91 y establece:

- ❖ Apertura amplia y sin restricciones al mercado spot a proyectos ERNC y Cogeneración.
- ❖ La exención de pago de peaje troncal total para generadores con excedentes de potencia menores que 9 MW, o parcial para generadores con excedentes de potencia entre 9 y 20 MW, para proyectos cuya fuente sea no convencional. El límite de la exención se establece en que si se supera el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los generadores con excedentes de potencia entre 9 y 20 MW prorratearan el peaje según su excedente del 5% de potencia inyectado a la red.
- ❖ Derecho a vender los excedentes de potencia al sistema al precio de nudo de la potencia.
- ❖ Derecho a reconocimiento de precios en los puntos de inyección (troncal, subtransmisión, y distribución).
- ❖ Para generadores menores que 9 MW se garantiza el derecho a conexión a redes de distribución para evacuar sus excedentes de potencia.
- ❖ Procedimientos especiales con el CDEC para coordinación y despacho, reduciendo los costos fijos de coordinación, control y administración para los pequeños generadores.
- ❖ Para las obras adicionales a la central, se establece que el propietario de las redes de distribución tiene la responsabilidad de ejecutar las obras necesarias para la conexión, mientras que el pequeño generador es el responsable de los costos.

Gráfico 2.5
**Factor de pago de peaje de transmisión
para generadores ERNC hasta 20 MW**



Fuente: Adaptación*

La antesala de la Ley Corta II

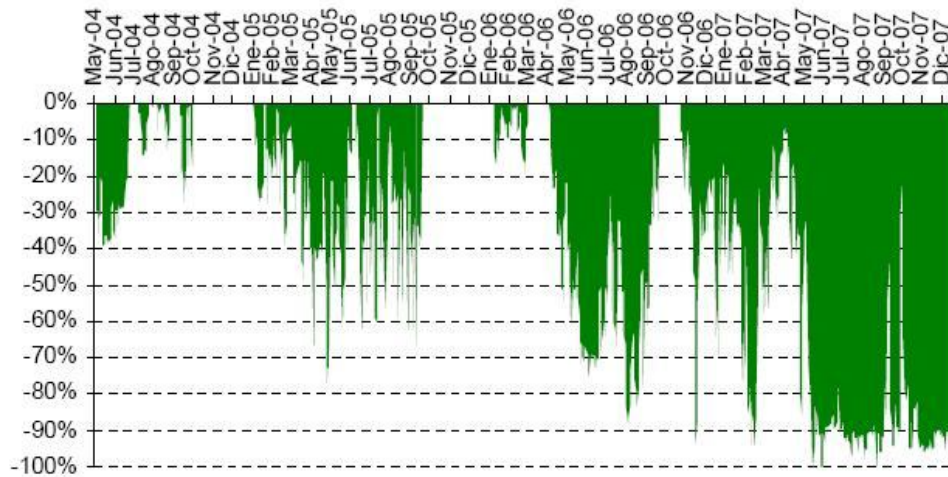
A comienzos del año 2004 se produce un cambio violento en las expectativas económicas vinculadas al suministro eléctrico en Chile producto de la crisis interna que sufre Argentina en su mercado energético. Tal gobierno decreta la suspensión indefinida de nuevos permisos de

* Pago por potencia firme a centrales de generación eólica, Herrera Vergara, Benjamín, memoria 2006.

exportación de gas natural hacia Chile, así como la restricción parcial de los envíos de gas que alimentan el consumo actual.

Gráfico 2.6

Restricciones de gas natural a la generación eléctrica SIC

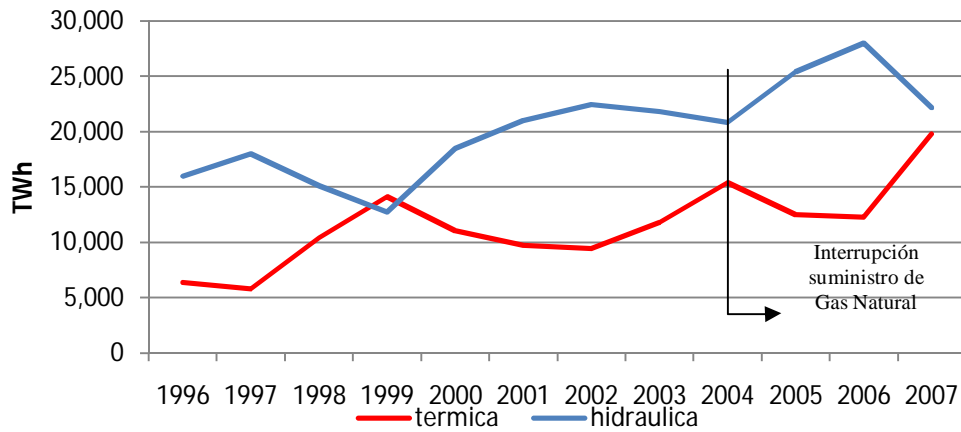


Fuente: Informe anual 2007 de operación eléctrica, Electroconsultores

Desde su introducción en el país en 1997, el gas natural argentino se había convertido en la opción energética más conveniente a desarrollar, dado sus características de disponibilidad y de precio. Esto llevó a las empresas generadoras a privilegiar proyectos de desarrollo de centrales a gas de ciclo combinado, dejando de lado tecnologías hidráulicas, que a pesar de su disponibilidad en el territorio, no resultaban competitivas frente al gas, por sus cortos plazos de construcción y sus bajos costos.

Gráfico 2.7

Evolución anual por tipo de generación en el SIC



Fuente: CNE

Las expectativas de desarrollo con base en el gas fueron también reflejándose en los precios de comercialización, tanto en los precios aplicables a los clientes regulados*, como en el caso de los contratos negociados con los clientes libres†.

La incertidumbre que esto provocó sumado a las falsas expectativas de una futura regularización del suministro de gas, llevaron a suspender las inversiones en generación mientras no hubiera algún tipo de confirmación para continuar construyendo centrales a ciclo combinado.

Considerando que Chile presentaba un serio riesgo de desabastecimiento, y viendo que el sistema de precios presentaba problemas para ajustarse a la nueva situación‡, se promovió una segunda modificación legal a la Ley General de Servicios Eléctricos.

La segunda modificación a la ley eléctrica llegó con la Ley 20.018 promulgada en mayo del 2005, conocida como “Ley Corta II”.

Ley N° 20.018 “Ley Corta II”

Esta Ley otorgaría a los inversionistas las certidumbres necesarias para el desarrollo oportuno de las tecnologías de generación más eficientes dentro del conjunto de las disponibles por medio de la comercialización de la energía. En lo relevante a las ERNC, la ley tiende a favorecer y a privilegiar los pagos por potencia y energía haciendo viable económicamente este tipo de centrales que hasta antes de su promulgación no eran rentables. Por último establece mecanismos que permiten asegurar la continuidad del suministro.

Los aspectos principales de la ley son:

- ❖ Se incorpora un nuevo mecanismo de licitación, en el cual los contratos de suministro de las distribuidoras para clientes regulados tiene condiciones de largo plazo y precio fijo. Se fijan etapas de licitación, en las que el valor máximo ofertado en la primera ronda será hasta un máximo de 20% sobre la banda de precios vigente al momento de la licitación. Si no hay éxito se pasará a segunda ronda, esta vez con la posibilidad de ampliar hasta un 35%.
- ❖ Se establece un nuevo mecanismo de ajuste del precio medio, llamado Precio Medio Básico. La modificación da un rango más amplio a la banda de precios, dentro de tres niveles. Éste se basa en la diferencia de precio entre el Básico y Medio de Mercado. Si dicha diferencia es menor a un 30%, la banda se ajustará en $\pm 5\%$. Si está entre 30% y 80%, la banda se ajusta en $2/5$ de la diferencia porcentual menos el 2%. Si se encuentra

* Clientes regulados, corresponden a los consumidores que por su menor tamaño están sujetos a precios fijados al suministro de energía por parte de las distribuidoras. Estos se encuentran localizados prácticamente en su totalidad en zonas atendidas por las empresas distribuidoras.

† Los clientes libres, corresponden a consumidores finales con capacidad conectada superior a los 2000 kilowatts, o aquéllos con capacidad conectada entre 500 y 2000 kilowatts que opten por formar parte de esta categoría. Estos negocian contratos a precios de potencia y energía con el proveedor.

‡ Durante una escasez cae la oferta de energía, ya sea por una sequía o por la falla de una central. Una crisis eléctrica ocurre cuando hay un exceso de demanda por energía, el que habitualmente lleva a racionamientos y cortes del suministro. Si existen buenos mecanismos de precios en funcionamiento durante una escasez, la energía disponible se asigna eficientemente y se evitan los cortes y racionamientos.

sobre el 80%, la banda será de $\pm 30\%$. Esta medida da mayor flexibilidad a los precios y permite reflejar mejor las condiciones de mercado presentes.

- ❖ El desabastecimiento de gas natural internacional deja de ser una causa de fuerza mayor o caso fortuito.
- ❖ A partir de la entrada en vigencia de la ley y 31 de diciembre de 2008, se compensará a las empresas generadoras que no tengan contratos de suministro con las distribuidoras. Las generadoras recibirán pagos a costo marginal y las distribuidoras pagaran a precio de nudo, traspasando a sus clientes la diferencia entre estos precios, dependiendo si esta diferencia es positiva o negativa (hasta un 20%), será abonada o cargada a los consumidores finales en forma proporcional a sus consumos. Si se supera el 20%, el cargo o abono remanente quedará para el siguiente período.
- ❖ Permite a los generadores tomar medidas para reducir el consumo de sus clientes ya sea a través de las distribuidoras de manera directa.
- ❖ Para abastecer a clientes regulados, se realizan licitaciones en forma abierta, pública y no discriminatoria para las empresas distribuidoras. Las bases son elaboradas por las propias empresas concesionarias y aprobadas por la CNE, fijando un período máximo de suministro en 15 años en base a fórmulas de indexación especificadas por la CNE, en el cual los oferentes compiten por precios de energía a la fecha de la presentación de las ofertas, quedando fijo el precio de la potencia por el período que dure el contrato, de acuerdo al decreto de precios de nudo vigente al momento de la licitación.

La modificación más relevante para las ERNC es que se establece el derecho de los generadores con ERNC a suministrar a los concesionarios de distribución hasta por un máximo del 5% de la demanda total de los clientes regulados a precio medio de largo plazo.

Las consecuencias son que a pesar de que la hidrología ha sido buena durante los últimos años con excepción de 2007-2008, los generadores y consumidores han respondido al aumento de precios que permitió la Ley Corta II, reflejando así la crisis del gas que partió en mayo de 2004. La principal consecuencia de largo plazo de la crisis del gas fue la pérdida de este combustible barato como tecnología de expansión del sistema eléctrico. El mérito de la Ley Corta II de mayo de 2005 es que le permitió al precio de nudo reflejar este hecho. Así, tal como se aprecia en el Gráfico 1.5, entre noviembre de 2003 y mayo de 2007, el precio de nudo de la energía en dólares se duplicó.

Resolución ministerial N°88

Resolución Ministerial N ° 88 (RM88), de 2001: Si una distribuidora no tiene contrato de suministro para los bloques principales, es decir, no tiene un generador que reconoce sus retiros del sistema, entonces todos los generadores están obligados a proporcionar la energía necesaria para el distribuidor a precio de nudo. La disposición del distribuidor se dividirá entre los generadores proporcionalmente a la energía firme reconocida por el sistema.

Actualmente casi el 24% del suministro de los bloques principales no está cubierta por contratos, lo que significa que el 24% de la energía suministrada a los clientes está siendo proporcionado por todos los generadores del Sistema Interconectado Central.

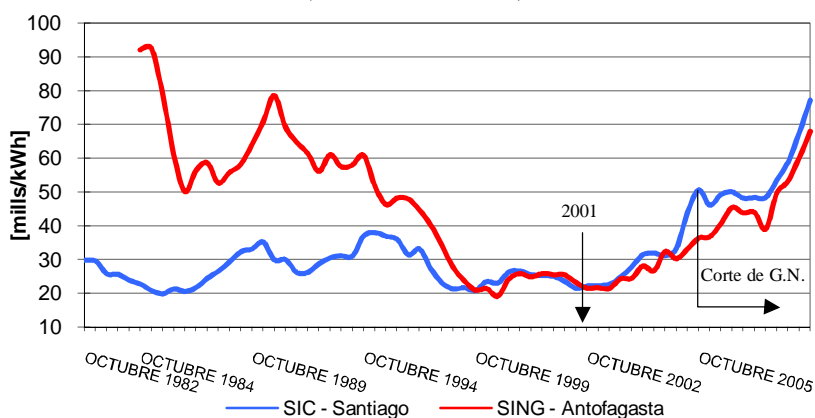
Cada generador, grande o pequeño, tiene que proporcionar electricidad para el distribuidor que no

ha cubierto su oferta y, si el generador no tiene la capacidad para entregar más energía al sistema, tiene que salir a comprar en el mercado a costo marginal.

Dado los altos costos marginales, este es un tema muy complicado para los pequeños y medianos generadores, porque tienen que comprar a costo marginal y vender a precio de nudo. Por ejemplo, en marzo y abril, estaban comprando a US\$ 350 para vender a precio de nudo, que estaba en US\$80. Esta diferencia, para un generador sin un fuerte respaldo financiero, tiene un gran impacto económico.

Hoy en día, este mecanismo fue modificado transitoriamente por la Ley Corta II para que los generadores que están obligados a suministrar al distribuidor que no tiene contratos, se les pague a costo marginal y no a precio de nudo, con la intención de evitar el riesgo de enfrentar la diferencia de precios entre el precio de nudo y el CMg. La diferencia entre dichos precios será cargada o reembolsada proporcionalmente entre los consumidores finales suministrados por el distribuidor. A partir de 2010, el mecanismo volverá a su esquema original en el que los generadores son pagados a precio de nudo y a la vez estos compran energía a costo marginal. Por lo que es de esperar que todos los distribuidores a partir de 2010 tengan contratos, para que la RM88 no entre en acción.

Gráfico 2.8
Evolución Precios de Nudo de Energía
(Valores en dólares)



Fuente: CNE

“Ley de ERNC”

Introducida a principios de 2008, esta ley busca una introducción eficiente de las ERNC. La meta del gobierno es que el 15% del aumento en la capacidad de generación eléctrica al 2010 sea cubierto con estas tecnologías.

Desde el 1 de enero de 2010, hasta 2035, esta ley obliga a las empresas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada mayor a 200 MW, cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, con el propósito de comercializarla con distribuidoras o clientes finales, regulados o libres, que acrediten ante el CDEC respectivo que el 10% de sus retiros hayan sido inyectadas a los sistemas por medios de generación de ERNC, propios o contratados, incorporados al sistema a partir del 1 de enero de 2007. En el caso de

medios de ERNC, conectados antes de tal fecha, se reconocerán sus aumentos de potencia por sobre la capacidad instalada antes del 1 de enero de 2007, para efectos de suplir la nueva obligación.

Se entiende por ERNC a la energía generada por Biomasa, Hidráulica potencia máxima sea 20 MW, Geotérmica, Solar, Energía extraída del movimiento del mar, Eólica, cogeneración eficiente menor a 20 MW, y otros medios de generación renovables determinados por la CNE de bajo impacto.

De esta manera, se crea un incentivo para la generación por medio de ERNC, que las hace más competitivas, estableciendo mejores condiciones de mercado.

Se estableció un período de transición entre 2010 y 2014. Durante este período, la exigencia será de un 5% del suministro para cada empresa, la que, a partir de 2015 con 5,5%, irá creciendo en un 0,5% anual hasta llegar un 10% del total de su generación de electricidad el 2024, obligatoriamente emanada de las ERNC. Se deberá acreditar que el 50% de dichos porcentajes progresivos hayan sido inyectado por medios renovables no convencionales elegidos mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria. De esta manera se garantiza la posibilidad de negociar para el generador no convencional, el cual tendría la venta garantizada a precio de nudo, que podría ser considerada como escenario base.

Las empresas que presenten excesos de inyecciones por medios renovables no convencionales, podrán convenir traspasos con otras empresas que presenten déficit de ERNC, no necesariamente dentro del mismo sistema eléctrico.

Se incorporan sanciones por incumplimiento. Se deberá pagar una multa de 0,4 UTM/MWh de déficit. Si dentro de los tres años siguientes llega a incumplir nuevamente la multa sube a 0,6 UTM/MWh de déficit.

La acreditación se hará anualmente con la posibilidad de postergar dicho proceso a medida que se compruebe que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año. Dicha postergación tendrá un límite del 50% del incumplimiento.

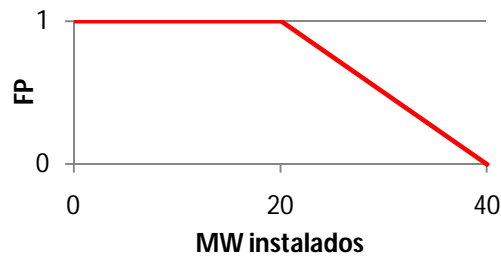
El CDEC calculará los cargos a las empresas producto del incumplimiento, los montos abonados a los clientes mencionados y las transferencias de dinero entre las empresas. Un panel de expertos dictaminará las controversias que surjan.

Los montos recaudados se traspasarán a los clientes (consumidores) de las empresas que cumplieron la obligación, en forma proporcional a la energía consumida por cada cliente.

Se reconocerán inyecciones de centrales hidroeléctricas de potencia máxima de 40MW, siendo corregidas por un factor proporcional a su generación.

$$FP = 1 - \frac{PM - 20MW}{20MW}, \text{ con PM: Potencia máxima}$$

Gráfico 2.9
Factor Proporcional de inyecciones hidroeléctricas



Fuente: Elaboración propia

Pago de patentes por no uso de derechos de agua

A partir de marzo de 2008 se inició el pago de patentes por no uso de derechos de agua. Esta medida ataca a la gran cantidad de propietarios de concesiones de derechos de agua consuntivos y no consuntivos que no están haciendo uso de estos, en directo perjuicio de quienes podrían usarlos. Básicamente se está cobrando por el costo de oportunidad del agua. Esta medida se toma cuando la Dirección General de Aguas (DGA) corrobora en terreno la inexistencia de obras de aducción (y de restitución también para derechos no consuntivos).

- ❖ Derecho consuntivo: Concesión sobre una cantidad fija y preestablecida de agua en la que se permite el consumo de esta, con un lugar prefijado de extracción.
- ❖ Derecho no consuntivo: concesión fija y preestablecida por una cantidad de agua, lugar de captación y devolución de ésta. Se permite el aprovechamiento del agua mientras se devuelva al cauce original la misma cantidad que se extrajo en la aducción.

La multa para derechos no consuntivos se establece en $0,33 * (\text{caudal concedido}) * (\text{desnivel})$ [UTM]. Esta multa será pagada cada año mientras no se detecten obras de aducción y restitución. Esta fórmula no varía según región, y aumenta por un factor de 2 entre los años 6 hasta el 10, y por un factor de 4 desde el año 11 en adelante. Se podrá recuperar el dinero de la multa al descontar impuestos una vez que la central empiece a facturar la generación de energía. Este beneficio tributario tiene una duración de ocho años desde cada multa, después de eso las multas no podrán ser recuperadas.

Incentivos CORFO

CORFO tiene mecanismos de incentivo económico para las etapas de estudio de nuevos proyectos que involucren ERNC menores de 20 MW. Se ha implementado un concurso de apoyo a proyectos con energías renovables no convencionales con los siguientes objetivos:

- ❖ Mejorar las condiciones iniciales para el desarrollo de las oportunidades de negocios creadas en la Ley Eléctrica.
- ❖ Mejorar la confianza y conocimiento en los inversionistas no tradicionales.

El instrumento de recursos financieros se basa en cofinanciamiento de inversión y estudios de pre inversión en sus diversas etapas: caracterización del recurso energético, ingeniería, evaluación económica e impacto ambiental.

Se distinguen los siguientes casos:

- ❖ Para inversiones entre US\$ 400.000 y US\$2.000.000, se financiará hasta un 50% de su costo, con un tope máximo por empresa de \$ 5.000.000.
- ❖ Si la inversión es superior que US\$ 2.000.000, el subsidio será de hasta un 50% del costo de los estudios, con un tope máximo por empresa de US\$ 50.000.

Considerando que para una pequeña hidroeléctrica de 10 MW la inversión está entre US\$ 20.000.000 y US\$ 30.000.000*, y que el costo aproximado de ingeniería es de US\$ 450.000[†], el aporte del subsidio no es determinante en la factibilidad del proyecto. Este solo ayudará a determinar en etapas muy tempranas si el proyecto es viable. Si se tienen intenciones reales de promover las ERNC a mayor escala, se necesitan incentivos más potentes como el primer tipo, pero para centrales de mayor inversión.

Teóricamente es factible implementar subsidios en precios a los impuestos específicos, mecanismo por el cual los compradores finales descuentan la energía producida a través de ERNC. Este tipo de subsidios a la oferta implica incentivos perversos, invitando a los generadores que están cerca del umbral a engañar al sistema.

La legislación debe entregar señales fuertes de libre competencia tanto para las ERNC como para las energías tradicionales. Esto se logra con una igualdad de condiciones en el mercado. Por lo tanto, si se quieren incentivar las ERNCs se debería optar por un camino de subsidio a la inversión, para mejorar las condiciones de entrada de los pequeños generadores que por cierto, enfrentan barreras financieras y tecnológicas fuertes generalmente mayores que las empresas establecidas.

Se puede concluir que el marco regulatorio favorece a la central Picoiquén por calificar como ERNC menor a 20 MW, sin embargo no existen incentivos para la inserción de proyectos de ERNC mayores que los 20 MW que establece la ley. Esto es un gran defecto porque al limitar la potencia se pasa por alto que en ciertos proyectos de ERNC las economías de escala pueden ser determinantes[‡].

* Costo de pequeñas centrales hidroeléctricas está entre 2000 y 3000 US\$/KW, fuente Agrosonda LTDA, empresa constructora.

[†] Fuente: Agrosonda LTDA.

[‡] Este punto se encuentra en discusión en el Senado y en la Cámara de Diputados. En cuanto a la ley de ERNC, el límite de reconocimiento de inyecciones hasta 20 MW y decreciente hasta 40 MW, limita innecesariamente proyectos de mayor magnitud, que de todos modos son ERNC. También se presentó un proyecto de ley para que la licitación de ERNC se lleve a cabo de manera separada, de modo de que tengan su propio precio. De aceptarse este modelo, se afectaría directamente la competencia relativa en el mercado final, lo cual contradice uno de los principios de la Ley de ERNC.

Sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA)

Según la ley 19.300 sobre bases generales del medio ambiente, establece en el artículo 3°, puntos b y c, que toda central de generación de energía mayor a 3 MW y que toda línea de transmisión de alto voltaje mayor o igual a 23kV junto a sus subestaciones, deben someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental.

Cada proyecto que se someta al SEIA tiene que presentar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) a no ser que dicho proyecto genere o presente alguno de los efectos, características o circunstancias que alteren significativamente e intervengan transitoria o permanentemente alguno de los siguientes aspectos:

- ❖ La salud de la población*, debido a la cantidad y calidad de los efluentes, emisiones o residuos que genera o produce. Sólidos y líquidos, vibraciones y ruido.
- ❖ Que presente efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables†, incluidos el suelo, agua, aire, flora y fauna.
- ❖ Reasentamiento de comunidades humanas‡ o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos.
- ❖ Se localiza próximo a población, recursos y áreas protegidas§ susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- ❖ El valor paisajístico**, considerando efectos de magnitud.

Si el proyecto presentara características no descritas en el sistema de evaluación de impacto ambiental, se toma como referencia la normativa vigente que permita arbitrar en la República Federal de Alemania, República Argentina, Australia, República Federativa del Brasil, Confederación de Canadá, Reino de España, Estados Unidos Mexicanos, Estados Unidos de Norteamérica, Nueva Zelanda, Reino de los Países Bajos, República de Italia, Japón, Reino de Suecia y Confederación Suiza. Para la utilización de las normas de referencia, se priorizará aquel Estado que posea similitud, en sus componentes ambientales, con la situación nacional y/o local.

Para definir claramente si un proyecto califica para DIA o EIA no es posible referirse solo al reglamento de evaluación, si no que hay que desarrollar un estudio exploratorio de qué tipo de evaluación han sido sujeto proyectos con condiciones similares††. El SEIA cuenta en sus registros en línea todos los proyectos que han entrado al sistema, sus características, declaraciones y estudios específicos y las resoluciones del organismo.

De acuerdo al reglamento y al “benchmarking” de las evaluaciones disponibles, se puede afirmar con bastante seguridad que tanto el proyecto hidroeléctrico Picoiquén como la línea de transmisión hasta la SSEE Angol66 entrarán como DIA, lógicamente de manera separada por tratarse de dos proyectos que califican de distinta manera al sistema de evaluación, tanto por “unidades generadoras mayores a 3MW”, como por líneas de alto voltaje mayor o igual a 23 kV.

* Artículo 5° del reglamento de evaluación de impacto ambiental

† Artículo 6° del reglamento de evaluación de impacto ambiental

‡ Artículo 8° del reglamento de evaluación de impacto ambiental

§ Artículo 9° del reglamento de evaluación de impacto ambiental

** Artículo 10° del reglamento de evaluación de impacto ambiental

†† Recomendación de Paulina Abarca, Comisión resolutive CONAMA.

De acuerdo a conversaciones con expertos* el precio de una DIA varía entre 500 y 600 UF mientras que el de un EIA varía entre 1500 y 2000 UF. En el anexo I de SEIA se encuentra el análisis de la información disponible, base sobre la cual se determinó que corresponde someter una DIA para ambas partes del proyecto y los contenidos básicos de una DIA y EIA.

Bonos de CO₂, gas de efecto invernadero y protocolo de Kyoto

Además de los incentivos presentes en Chile, como incentivo adicional para este tipo de proyecto, se puede optar a la venta de Bonos de Carbono.

Según la International Energy Association (IEA, 2006), los gases de efecto invernadero (GEI) entre los años 1970 y 2004, específicamente las emisiones globales de CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆, medidas por su potencial de calentamiento global han tenido un aumento en 70%. Del cual un 20% fue entre 1990 y 2004. Entre 28,7 y 49 Giga toneladas equivalentes en dióxido de carbono. Entre esos mismos años, las emisiones de CO₂ han crecido en un 80%. Las emisiones de CFCs (también GEI) actualmente son el 20% de lo que eran en 1990.

Para combatir con los efectos del calentamiento global y los GEI, se firmo el protocolo de Kioto. El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el período 2008-2012.

Reconociendo que el problema es un problema global, el mecanismo funciona comprometiendo la venta de bonos de carbono. Para un nuevo proyecto se reconoce la cantidad de dióxido de carbono equivalente desplazado producto de la generación con fuentes limpias. De esta manera los países más avanzados y contaminantes le compran bonos a proyectos ubicados en países en donde las inversiones son menores o todavía hay recursos limpios y renovables utilizables para la generación de energía.

Existe un total de 340 mecanismos de desarrollo limpio (MDL) en América latina y en naciones del Caribe, llegando a representar un tercio del total mundial. Brasil, con 129 proyectos registrados (13% del total) y México con 102 (10% del total), son los participantes más potentes de la región†.

Bonos de CO₂ y pequeñas centrales hidroeléctricas

La venta de bonos de CO₂ asociados a la operación de un proyecto hidroeléctrico presenta una posibilidad cierta de mejorar la rentabilidad del proyecto, debido a que un ingreso de dinero importante en relación al costo total de un proyecto.

La metodología a usar en una central de las características de Picoiquén como se verá más adelante, es una de pequeña escala, siendo utilizable hasta un máximo de 15MW. Estas

* Diego Orellana, POCH y asociados.

† Noticia publicada en Point Carbon, disponible en:

<http://www.pointcarbon.com/Home/News/All%20news/CDM%20&%20JI/article27709-470.html>

metodologías presentan grandes ventajas para la elaboración de la línea base y del PDD, lo que implica un manejo de plazos más cortos y menores costos.

Para optar a registrar un proyecto en las instancias creadas a partir del protocolo de Kioto*, hay que cumplir con ciertos criterios de adicionalidad:

- ❖ Tecnológico: La venta de los bonos tiene que estimular el uso de una tecnología limpia por sobre otra contaminante y predominante. Este criterio se cumple al observar la tabla de obras recomendadas en el Plan de Expansión Oficial elaborado por la CNE, en la cual se incluyen obras termoeléctricas.
- ❖ Económico: Un proyecto que este optando a la venta de bonos de carbono no tiene que ser uno que tenga muy buenas proyecciones económicas. En este sentido, el proyecto debe presentar una rentabilidad baja o moderada, de manera tal que su ejecución no sea segura, o bien no debe ser la opción más atractiva dentro de las alternativas del negocio. De esta forma, se asegura que el eventual aporte de dinero proveniente de una venta de bonos de CO₂ genera una adicionalidad económica. Una alternativa al análisis económico es el análisis de barreras, las que deben amenazar al proyecto y no a sus alternativas.
- ❖ De emisiones de CO₂: El proyecto debe generar una reducción neta de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI). Esta reducción es la que, en definitiva, genera los bonos que pueden ser puestos a la venta. En el caso de las centrales hidroeléctricas este criterio de adicionalidad se cumple siempre.

Experiencia MDL hidroeléctrica en Chile

Existen varios ejemplos de proyectos MDL relacionados con generación hidroeléctrica, dentro de los cuales se pueden ver algunos ejemplos[†].

La central Ojos de agua, es una hidroeléctrica de pasada que se ubica en la vecindad de Talca. Fue terminada en abril de 2008 y cuenta con una capacidad instalada de 9 MW, siendo la última central en ser registrada en el MDL en Chile, desplaza 20.870 [TCO₂/año][‡].

El caso de Central de pasada Chacabuquito[§], que partió inyectando al sistema en mayo de 2003, tiene una potencia instalada de 26 MW por lo que clasifica como gran escala bajo el MDL, y un factor de planta de 77%. Esta vendió bonos por 3,5 millones de dólares. Con una inversión de 37,1 millones de dólares**, financió hasta un 14% con este beneficio. Esta optó por tres períodos de créditos de siete años cada uno, en los cuales se calcularon las reducciones de emisiones en

* Mas acerca del protocolo de Kioto en http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php o directamente en <http://unfccc.int>

[†] Según información del CDEC-SIC, los proyectos que entraron al MDL son Chacabuquito, La Higuera, Hornitos, Ojos de Agua, Lircay y Puclaro. No todas estas centrales han sido terminadas, sin embargo están procesando la incorporación al MDL en diferentes etapas.

[‡] Noticia publicada en: <http://www.prochile.cl/noticias/noticia.php?sec=5183>

[§] Para efectos de esta memoria se utilizara la relación de cantidad de emisiones desplazadas por la central Chacabuquito y La Central Laja, se ponderara por el cuociente de capacidad instalada entre tal central y la central Picoiquén.

80.000 Ton (CO₂)/año. Esta se ubica en la zona central, en la cordillera de los andes a la altura de Los Andes.

La lista de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala se complementa con la central de embalse Puclaro y los de gran escala con las centrales Quilleco y Hornitos.

Cuando un proyecto transa bonos de CO₂, es necesario tomar en cuenta cuál es la producción real de energía que se entrega al sistema y a qué fuentes contaminantes se reemplaza con dicha generación. Para medir las toneladas de CO₂ que es posible disminuir gracias a la implementación de los proyectos de generación limpia, es necesario saber cuánto es lo que se está emitiendo actualmente por el parque generador, para lo cual se realiza un estudio de todos los generadores que se encuentran en el sistema y se mide la cantidad de CO₂ que producen con tal de establecer la línea base. Según la información que posee la CONAMA, se puede determinar cuál es la cantidad de CO₂ que se emite por 1 GWh producido por los generadores según el tipo de combustible:

Tabla 2.2
Emisiones de CO₂ según tipo de combustible

<i>Tipo de Combustible</i>	<i>Conversión [TonCO2/GWh]</i>
Turbina Diesel	600
Gas Natural	1000
Carbón	900
Turbina F05 (IFO180)	1150

Fuente: CONAMA

Las toneladas de CO₂e acreditables por el proyecto corresponden al período de un año. A partir de lo anterior se podrá elegir entre la opción de vender los CER's en dos modalidades de períodos crediticios:

- ❖ Período de créditos renovables: Períodos de 7 años. Se puede renovar dos veces (año 8 y 15). El factor de emisión de la red puede ser actualizado año a año o bien se puede dejar fijo para el periodo crediticio.
- ❖ Período fijo: 10 años sin posibilidad de renovación, solo se calcula la línea base para el período al principio.

Para los períodos renovables, la línea base de emisiones de la red puede ser actualizada una vez al año o bien una vez al inicio de cada período crediticio a elección del dueño del proyecto.

Para obtener un monto teórico acerca de qué cantidad de emisiones podrá reducir la central Picoquén, se puede tomar la línea base de emisiones en Chile, que según cálculos de CantorCO₂e, el margen combinado para 2006 fue de 434 [tCO₂e/GWh], el cual se espera que vaya en ascenso debido al aumento en el parque generador de centrales a carbón. Por lo tanto, la reducción anual producto de la operación, y por ende los Certificados de Reducción de Emisiones (CER's en inglés) de la central Picoquén para el primer período crediticio será de:

$$tCO_2e \text{ desplazadas} = P[MW] * Fp * 0,434 \left[\frac{tonCO_2e}{MW} \right] * 8760 \left[\frac{horas}{Año} \right]$$

Donde P es la potencia de la central y Fp es el factor de planta. Los ingresos producto de la venta de bonos de carbono se estimará en el capítulo de la evaluación económica.

El Margen combinado (CM) se calcula como:

$$CM = \text{Margen de Operación (OM)} * W_{OM} + \text{Margen de Construcción (BM)} * E_{BM}$$

Según la versión 1 del “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*” del UNFCCC, los ponderadores W_{OM} y W_{BM} para este tipo de proyecto se calculan como 50%-50% para el primer período crediticio y 25%-75% para los demás. De acuerdo a esto, el margen combinado para el segundo y tercer período pasara de 0,434 a 0,317[tCO₂/GWh].

Vale mencionar que el escenario de emisiones de CO₂ está ligado a la entrada en acción por costo marginal creciente del sistema chileno, por lo tanto no siempre es válido decir que una central de las características de Picoiquén siempre desplazará una central térmica, podría llegar incluso a desplazar la entrada en acción de una central de embalse. Ya que en tal caso la central no estaría operando en el margen.

La venta de bonos de CO₂ para la central Picoiquén es de carácter adicional y no se tomará como escenario base en la evaluación económica. En el momento de evaluar la venta real de CER's* para el proyecto, se deberá establecer la línea base actualizada, ya que la línea base del SIC tomada en la formula anterior, fue calculada para la central Puclaro el año 2007 usando el anuario del CDEC de 2006.

Las toneladas de CO₂e desplazables en la actualidad por tipo de generación son:

Tabla 2.3
Emisiones de CO₂ en Chile por tipo de combustible en 2007

Tipo Ton (CO ₂)	Gas	Carbón	Diesel	Fuel
	2.674.833	6.018.578	5.711.988	211.600

Fuente: elaboración propia

Costos asociados a la venta de bonos de CO₂

Existen costos involucrados en el concepto de preparación de la instalación del proyecto que debe asumir la entidad que compra las reducciones y que debe ser cancelado por el proyecto, dicho costo asciende a la suma total de US\$ 20.000 y se debe cancelar una porción anualmente que no exceda los US\$ 50.000. Otro costo asociado a la venta de bonos de Carbono es el referente a la supervisión, verificación y certificación que debe llevar a cabo una entidad reguladora, y que anualmente certifica el cumplimiento de la reducción de emisiones pactadas.

* Las alternativas para la central de pasada son por ejemplo centrales diesel, GNL, Carbon, etc.

La estructura de costos está relacionada con la cantidad de CERs vendidas, que a la vez está relacionada con la generación anual, por lo que se adelantará que la generación anual estimada es de 63,855GWh. Con esto la estructura de costos es la que sigue:

Tabla 2.4
Costos Asociados a la Venta de Bonos de CO₂

Reducciones estimadas	2010	2011	2012-2017	2018 y 2025	2018-2031 <i>(sin 2018 y 2025)</i>
<i>CERs</i>		27.713	27.713	20.242	20.242
Costos					
<i>PDD y Consultoría</i>		15.000		15.000	
<i>ONU-JE*</i>		4.000	4.000	3.020	2.550
<i>Validación</i>	13.000			13.000	
<i>Verificación</i>		10.000	10.000	10.000	10.000
<i>Corretaje 5%</i>		20.800	20.800	15.200	15.200
Total US\$	13.000	49.800	34.000	56.220	27.750

Fuente: Elaboración propia, CantorCO₂e

Pasos a seguir para la venta de bonos de CO₂

Luego de comprobar que el proyecto cumple con los criterios de adicionalidad, hay que partir por crear un PDD (Project Design Document). Para el caso de una central hidroeléctrica, este documento tipo debe contener una descripción de la central, un detalle de las metodologías usadas para calcular la línea base de emisiones de GEI y para monitorear las reducciones de estos si el proyecto se materializa. También debe contener una evaluación de impacto ambiental y se deben describir las externalidades asociadas al proyecto. Junto con el PDD se debe anexar una carta de aprobación del proyecto por parte de la CONAMA. Esto se presenta a una entidad validadora que tiene que revisar la propuesta para luego ingresar al United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).

Mercado actual de bonos de CO₂

Actualmente Chile se encuentra en tercer lugar en la lista de países que recomienda la agencia internacional Point Carbon[†] para la inversión en bonos de carbono en el mundo. Las estimaciones de la misma agencia se refieren a que el precio de los bonos de carbono llegara a los 28 US\$/Ton(CO₂) para el año 2010, mientras que hoy el spot está en 29 US\$/Ton(CO₂)[‡]. Según conversaciones con expertos, un precio conservador para transar una CER es 15 US\$/tCO₂e, valor que será considerado en la evaluación económica.

En el gráfico 2.10 se puede observar la tendencia y la evolución del precio spot entre los años 2007 y 2008. Es importante destacar que a principios de octubre de 2008 CantorCO₂e transó en la primera subasta electrónica las reducciones de Arauco S.A. a un precio de 19,05 €/tCO₂.

* US\$0,1 por las primeras 15.000 CERs y US\$0,2 de las 15.000 CERs en adelante.

† Visitar www.pointcarbon.com

‡ Fuente: CantorCO₂e, mas información en: <http://www.cantorco2e.com/>

Gráfico 2.10
Evolución de precio spot de CER's año 2007-2008
[€/TonCO₂]



Fuente: CantorCO2e

Capítulo 3: Sistema de Precios

Los precios de energía eléctrica buscan retribuir los costos de todo el sistema eléctrico, incluyendo la generación, transmisión, subtransmisión y comercialización, de la forma más fehaciente a la realidad, intentando reflejar cambios imprevistos en las condiciones del mercado tanto de corto como de largo plazo.

En Chile a partir de septiembre de 1982, se aplica un sistema optimizado, para calcular precios. Este es en base a los costos marginales de producción de energía. Este sistema se deriva de la base de un sistema optimizado en el cual la suma de los costos de las centrales que se encuentran abasteciendo a un sistema en un período dado, calculados en la forma tradicional, es igual al valor que se obtiene al hacer el producto del costo de la potencia marginal de la central que se encuentra sirviendo la punta, por la demanda máxima total, más la suma de los productos de los costos marginales de la energía de las centrales que se encuentran en operación por los respectivos tiempos en que cada una de estas centrales opera en punta. De esta manera, los precios de la energía son variables de hora en hora de cada día y también muestran una fluctuación estacional.

La ventaja del sistema marginalista es que da al consumidor una señal nítida de cómo debe operar para hacer mínimos sus costos futuros, por ejemplo, evitando el excesivo consumo de potencia en las horas de punta. Además, posibilita determinar las decisiones de inversión que deberá tomar para continuar con esta política a futuro. Por otro lado, facilita el intercambio de potencia entre productores que abastecen a un mismo sistema eléctrico.

Precio de la energía

Las transacciones pueden ser valoradas de las siguientes maneras:

- ❖ Costo marginal* instantáneo: Este corresponde al costo que el SIC para suministrar de un KWh adicional a una barra determinada. Para esto se considera la operación semanal óptima calculada por el CDEC-SIC. El CMg instantáneo queda definido como el costo en que incurre la central de mayores costos para satisfacer el consumo, este se calcula por el CDEC-Sic para todas las barras del sistema.
- ❖ Precio de nudo[†]: Se calculan como el promedio ponderado de los costos estimados de los próximos cuatro años en función de los consumos esperados actualizados. Este precio se calcula cada seis meses en Abril y Octubre, para todas las subestaciones de generación y/o transporte de energía. Este no debe diferir en más de un 10% de la tarifa que ejercen las empresas sobre los clientes libres.

* La teoría de la tarificación a costo marginal fue desarrollada por Dupuit, Hotelling y Boiteux a partir de 1940. Ver: H. Hotelling, "The general Welfare in relation to problems of Railway and Utility Rates" y M. Boiteux, "La Tarification des Demandes en Pointe", *Revue générale de l'électricité*, vol. 58 (1949).

[†] Para mayor información referida a precios de nudo, ver el Informe técnico definitivo de precios de nudo. Disponible en www.cne.cl

El precio de nudo se calcula en función del precio básico de la energía, que para el SIC corresponde al nudo de Quillota. Luego se obtiene el precio asociado a cada subestación por medio de ponderar el precio básico de la energía con factores de penalización de energía asociados a cada subestación.

Precio de la potencia

Se distingue entre precios pactados con clientes libres y precios regulados:

- ❖ Precios libres: Estos son acuerdos entre generador y cliente.
- ❖ Precio básico de la potencia: Este se calcula como el costo de incrementar la capacidad instalada en el Sic mediante el desarrollo de unidades generadoras con turbinas a gas.

El precio de nudo calculado por la CNE es propio de cada nudo y estos se encuentran indexados a una serie de elementos que afectan el costo marginal de la energía y el precio de la potencia. Para obtener el precio de nudo en una subestación secundaria se efectúan incrementos con respecto al nudo principal más cercano de modo de cubrir los costos de las líneas, equipos y CO&M del nudo secundario. Este cálculo para el nudo en cuestión se realizará en el siguiente subcapítulo.

Precio de nudo Angol

La determinación del precio de nudo a aplicar a una subestación secundaria está estipulado en el decreto de fijación de precios de nudo elaborado por la CNE. Para los cálculos de los recargos al precio se utilizó el decreto de mayo de 2008.

Actualmente la Dirección de Operación determinará las inyecciones de potencia de un PMGD refiriendo éstas a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución.

La subestación de distribución primaria asociada 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. Siendo que la ciudad de Angol se encuentra entre los nudos principales Temuco y Charrúa, resultó que Charrúa, a 92.79 km está más cerca que Temuco.

El precio del nudo de Angol será el del nudo principal más los recargos correspondientes, tanto para energía como potencia:

$$P_{nudo\ Angol_{e,p}} = P_{básico\ Charrúa_{e,p}} + Recargos_{e,p}$$

El cálculo para el recargo por concepto de transformación y transporte de energía es:

$$PBEP * \left[\left(1 + \frac{CBTE}{100} \right) * \left(1 + \sum_{i=1}^n \left(CBLE * \frac{km_i}{100} \right) \right) - 1 \right]$$

El recargo por concepto de transformación y transporte de potencia es:

$$PBTP + \sum_{i=1}^n (FE * CBLP_i * km_i)$$

Tabla 3.1

Precios básicos de Charrúa a mayo 2008

Subestación Troncal	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Charrúa	Centro-Norte	220	3.641,46	42,958

Fuente: Decreto de fijación de precios de nudo mayo 2008

Tabla 3.2

Longitud y voltaje de conexiones eléctricas entre Charrúa y Angol

Tramo (Transformación)	Longitud [km]	Voltaje [kV]
Charrúa (220-110) - Los Ángeles (110-66)	43,09	110
Los Ángeles-Negrete	20,7	66
Negrete-Renaico	11,2	66
Renaico-Angol	17,8	66

Fuente: Elaboración propia con datos entregados por SurEnergía.

Donde*:

- PBEP** Precio básico de la energía en la subestación principal Charrúa. Este precio se expresa en [\$/kWh]: 42,958 (\$/kWh).
- CBTE** Cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación Charrúa hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo ($110kV > x > 30kV$): $4,69 (110kV > x > 30kV)$.
- CBTP** Cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación Charrúa (220kV) hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo ($110kV > x > 30kV$). Se expresa en [\$/kW/mes]: $467,18 (110kV > x > 30kV)$: 2 tramos 110 kV y 66kV.
- n:** Número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.
- CBLE_i** Cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo *i*, expresado en [%/km].
- CBLP_i** Cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo *i*, expresado en [\$/kW-mes/km].
- FE** Parámetro de enmallamiento para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo *i*, [p.u.]. Este parámetro es igual a 1 por tratarse de líneas de transmisión secundarias.

* Diario oficial de la república de Chile, martes 27 de Mayo de 2008

Kmi: Longitud de cada tramo i, de acuerdo a su voltaje: 43,09 km a 110kV y 49,7 km a 66kV.

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos nudos e incorporan todos los costos de inversión, operación, mantenimiento, y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones.

Finalmente los precios a considerar en la Subestación de la CGE en Angol a voltaje de 66kV (la barra de más alta tensión de la subestación) traídos desde la subestación principal Charrúa son:

$$\text{Precio Nudo Energía S/EAngol} = 42,958 + 8,00559 = 50,9636 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Precio Nudo Potencia S/EAngol} = 3.641,46 + 4.167,68 = 7.809,14 \text{ [$/kW/mes]}$$

Peaje aplicable

Como se explico en el capítulo 2, la ley de ERNC estipula que los medios de generación no convencionales menores que 9MW están exentos de pagar peaje. Entre 9 y 20 MW hay un aumento lineal del pago de peaje hasta llegar al pago completo. Los MGNC están exentos de pago de peaje troncal si el excedente de la generación conjunta por sobre 9MW de este tipo no supera el 5% de la generación total del sistema.

El informe de Cálculo de Peajes de Transmisión Troncal establece que los peajes de inyección se calculan de acuerdo a lo indicado en el artículo 102° del DFL N°4. Para cada medio de generación se evalúa el pago de peaje de inyección como un equivalente a la suma de los pagos que le corresponde en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área considerando las participaciones determinadas por la participación de energía de cada una de las centrales del sistema y de cada uno de los consumos del sistema, considerando que la participación es nula cuando su GGDF o GLDF, según corresponda, tiene un sentido diferente al del flujo resultante para dicho escenario.

El peaje de subtransmisión será pagado solo si el MGNC suministra a clientes libres, en caso de suministrar al sistema está exento.

De acuerdo a lo anterior el peaje pagado anualmente del MGNC (PNC1) se calcula como:

$$PNC1_i = Pbase_i * FP_i$$

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

Donde:

- Pbase_i es el peaje que le corresponde pagar al MGNC en unidades monetarias.
- FP_i es el factor proporcional asociado al excedente sobre 9 MW y bajo 20 MW.
- EPNC: Excedente de potencia expresado en KW. Si es menor que 9MW el FP_i es igual a 0.

El peaje base que correspondería a la central Picoiquén se puede aproximar en función del pagado por la central de pasada Capullo de 10.7MW, la cual inyecta a la subestación Osorno a través de la línea de la central Pilmaiquén. Las inyecciones de Capullo han sido 74,5 - 74,9 - 81,2 y 66GWh los años 2004, 2005, 2006 y 2007 respectivamente. Entre el período agosto 2007 y julio 2008, sus inyecciones de energía han sido de 70,2GWh*. La energía esperada anual de esta central según Ingendesa es de 74GWh. El peaje base que le corresponde pagar es de \$84.718.433.

Teóricamente la central Picoiquén se verá sujeta a un menor peaje base puesto que está más cerca del centro de carga, pero esto no será considerado.

Finalmente el PNC1 para Picoiquén se calculará como:

$$PNC1_i = 84.718.433 * \frac{GWh_Picoiquén}{GWh_Capullo} * FP_i$$

Por sobre PNC1, la ley establece un peaje adicional, el cual se determina por el excedente de generación por sobre 9MW entre todos los MGNC conectados al sistema. Este peaje se conoce como PNC2i.

$$PNC2_i = Pbase_i * (1 - FP_i) * \frac{CEP - 0,05CIT}{CEP}$$

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

Donde:-CEP es la capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kW.

-CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico, en kW.

Para los cálculos para calcular el CIT se consideraron las centrales en operación a finales de 2007 y las indicadas en el informe de precio de nudo de abril de 2008 que se encuentran en construcción y las recomendadas en el plan de obras para entrar en servicio antes de 2011.

Tabla 3.3

Valores CEP, CIT y PNC2 a 2010 en [kW]

CEP	151.274
CIT	12.170.000
0,05*CIT	608.500
CEP<0,05*CIT=> PNC2=0	
Total [kW] en MGNC considerados	303.400

Fuente: elaboración propia, dirección de peajes CDEC-SIC

De los valores de la tabla anterior se desprende que todavía hay espacio para muchos MGNC ya que la capacidad conjunta que falta para llegar a superar el 5% de la generación total del SIC es de 457 MW aproximadamente. Una vez se instale esa potencia conjunta no convencional, recién ahí se hará mayor que cero el PNC2. Esto es suponiendo que el parque generador se mantiene constante excepto por el aumento de los MGNCs, lo que es imposible, pero sirve de ejemplo para ilustrar tanto la intención del gobierno en fomentar las ERNC y el error que se está cayendo al fijar como limite los 9MW desde donde se empieza a pagar el peaje progresivo hasta llegar a

* Fuente: CDEC-SIC, estadísticas de operación.

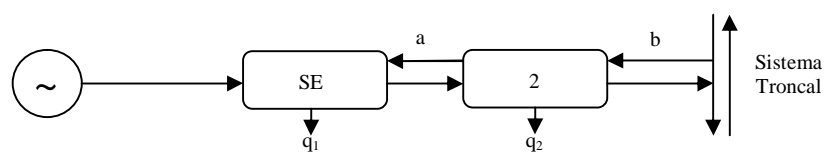
20MW. Si se aumentaran estos límites habría incentivos para MGNC de mayor magnitud, permitiendo aproximarse más al 5% de la generación total.

Finalmente, el pago total de peaje de transmisión troncal del MGNC corresponde a la suma de las componentes 1 y 2 del peaje.

$$PNC_{tot_i} = PNC1_i + PNC2_i = 84.718.433 * \frac{GWh_{Picoiquén}}{GWh_{Capullo}} * FP_i$$

El peaje se fundamenta en que si un generador que inyecta en un punto que antes era abastecido por energía que fluía en un sentido por las líneas de transmisión y luego, a consecuencia de sus inyecciones, el flujo se revierte el generador deberá pagar por el uso de tales líneas. Dado que en algunos casos los flujos se revierten solo en una fracción del tiempo, el peaje seguirá dicha proporción.

Figura 3.1
Ilustración Puntos de Consumo Relevantes en la Determinación del Peaje



Fuente: Elaboración propia

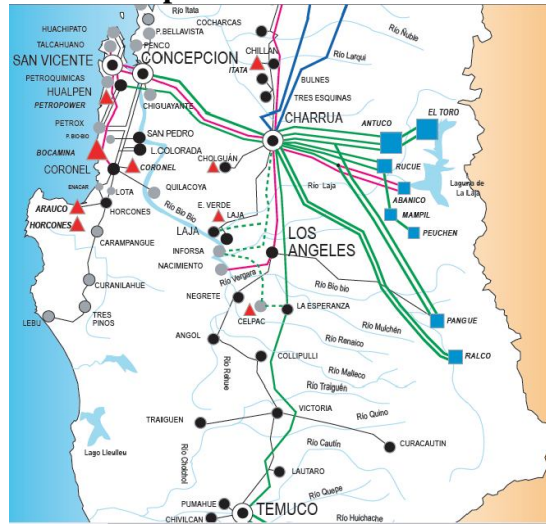
Los indicadores q1 y q2 son los retiros respectivos en las zonas de consumo simbolizadas por los rectángulos. Si el generador (simbolizado por el “~”) inyecta en la SE y el consumo q1 es menor que la cantidad de energía inyectada, el excedente será evacuado por las líneas del tramo “a” hasta el centro de consumo 2, con la consecuencia de tener que pagar las líneas del tramo a. En el caso de que el consumo q2 cubra los excedentes de energía (no se revierta el flujo hacia el sistema troncal) el generador no deberá pagar peajes por el tramo b. En caso contrario, también deberá pagar por este en la proporción que corresponda de acuerdo al tiempo que el flujo se revierte.

El sistema de Angol, pertenece al sistema de subtransmisión SIC N° 5, el cual contiene las instalaciones situadas entre el extremo sur de la séptima región y el extremo norte de la novena región. Las ciudades más importantes abastecidas por este subsistema son Temuco, Los Ángeles, y Concepción.

Los principales puntos de inyección de este sistema son la subestación Charrúa, abastecida directamente por los embalses El Toro, Antuco, Rucue, Abanico, Mampil, Puchen, Pangué, y Ralco. En segundo lugar se ubica la subestación Temuco dependiendo de la operación del sistema, y centrales generadoras sumergidas en sistema de subtransmisión según se disponga de ella en el despacho económico.

Los principales puntos de consumo en barras de subtransmisión se sitúan en los nudos de San Pedro CGET, Los Ángeles 66, Lilanco 66, Chivilcan 66 entre otros.

Figura 3.2
Mapa Sistema SIC-5



Fuente: Estudio determinación del VASTx del SST SIC 5

La caracterización de la demanda en Angol, suministrada por Frontel, del grupo Saesa tanto para potencia como energía se detalla a continuación:

Tabla 3.4
Localización y caracterización de la demanda zona de Angol

Zona	Tensión KV	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potencia kW							
Angol	66	9.028	9.304	9.637	9.970	10.302	10.635
Energía GWh							
Angol 66	66	61,3	65,6	69,6	73,6	77,6	81,5

Fuente: Estudio determinación del VASTx del SST SIC 5

Bajo el análisis de las líneas sobre las cuales influye la central Picoiquén, se puede notar que el consumo energético pronosticado para Angol el año 2010 es de 9,3MWh en promedio (81,5GWh anuales), por lo que la energía inyectada por Picoiquén anualmente (63,885GWh; 7,3MWh en promedio) revertirá el flujo solo ocasionalmente, con el consecuente pago del peaje.

El cálculo del peaje estimado en función del peaje de capullo es el siguiente:

$$FP_i = \frac{10,72 - 9.000}{11.000} = 0,16$$

$$PNC_{tot_i} = PNC1_i + PNC2_i = 84.718.433 * \frac{GWh_{Picoiquén}}{GWh_{Capullo}} * FP_i = US\$23.400$$

Donde:

$GWh_{Capullo} = 70,2GWh$

$GWh_{Picoiquén} = 63,855GWh$

Opciones de venta y oportunidades

La energía y potencia generada por el proyecto siempre se podrá comercializar de los modos antes expuestos: CMg y nudo para energía y precio libre o nudo para potencia.

La última modificación a la ley eléctrica introduce la obligación gradual para las generadoras de más de 200 MW de incorporar fuentes de ERNCs en su parque generador, sean propias o comprando su energía.

La energía y potencia podrán ser compradas en libertad absoluta a cualquier productor no convencional, esto quiere decir que el costo de oportunidad es relativamente fijo ya que no existen limitaciones geográficas de donde comprar la energía. Esto se traduce en un bajo poder negociador de los productores de ERNC, salvo por la obligatoriedad del 50% del porcentaje requerido, que tiene que ser entregado por medios licitados competitivamente. Este punto de la ley de ERNC aumenta el poder negociador de los pequeños generadores que no hayan firmado contratos de suministro con las empresas eléctricas sometidas a la acreditación de inyecciones, los cuales tienen como escenario base de ventas el precio nudo, que se accederá siempre y sin esfuerzo alguno debido al mercado que opera según mínimo costo variable de generación.

Existen ventajas en el momento de pactar contratos de energía y potencia con grandes generadores para el productor ERNC, ya que en presencia de un contrato este podrá acceder mayores préstamos por parte de bancos e instituciones financieras. Estas expectativas mejoran aun más cuando se negocia un contrato ex-ante de la construcción de la central, ya que en presencia del contrato, el generador de ERNC podrá obtener mejores condiciones de préstamos logrando un mejor apalancamiento del proyecto debido a la menor incertidumbre a la que se expone en comparación al sistema de precios tradicional.

No obstante la seguridad expuesta por el PPA, frente a las instituciones financieras el hecho de que existan garantías legales de ventas a precio de nudo también crea certidumbres en el negocio, por lo que el análisis se reduce a comparar los siguientes escenarios:

- ❖ Las expectativas de negociación en precios del margen del 50% del porcentaje de inyecciones de ERNC que tiene que ser licitado. Esta opción da la mejor posición negociadora al generador de ERNC, dado que el comprador se enfrenta a cierto nivel de escases, dependiendo de la cantidad y concentración de empresas de ERNC.
- ❖ La posibilidad de negociar un buen contrato para la base del 50% de inyecciones propias o contratadas. Esta opción es la que están buscando los grandes generadores, de modo de satisfacer sus requisitos e incluso optar a la primera opción*.
- ❖ Precio de nudo, considerado como escenario base garantizado por ley.
- ❖ Mercado spot de la energía a CMg y potencia a precio de nudo.

El precio negociado con el comprador de la energía y potencia quedará expuesto a las expectativas de precios futuros, aspirando a un precio promedio de estos. El comprador debiera ofertar un precio igual al escenario base de precio de nudo en potencia y energía. Por el contrario,

* La ley de ERNC permite el traspaso de excedentes de generación por medios renovables entre empresas que enfrentan la obligación.

el vendedor podrá optar por un contrato en el cual el precio refleje el precio de nudo. Variaciones por sobre este deberán superar las expectativas de precios futuros.

Cualquiera sea el mecanismo de venta de energía y potencia que se elija, este no tendrá grandes variaciones en los ingresos mientras Chile se encuentre en una situación estable y no se enfrenten eventos inesperados que hagan subir o bajar el CMg y los precios de nudo*.

La gran ventaja expuesta por la ley de ERNC es la ventaja financiera que tendrán los productores de ERNCs al contar con la opción de asociarse con empresas que están obligadas a acreditar inyecciones, obteniendo financiamiento, ingeniería y contratos de venta. Esto se debe a que gran cantidad de derechos de agua pequeños han sido adquiridos por nuevos agentes del mercado, los que no tienen la experiencia ni el conocimiento que tienen los grandes agentes. Como los derechos de agua son un bien escaso, estos estarán en una posición negociadora frente a las ofertas que recibirán de los interesados, con buenas posibilidades de asociarse en mejores términos.

Otra posibilidad es negociar con clientes libres donde el precio queda a disposición de las partes, bordeando el CMg. Este tipo de clientes, a veces por política de empresa, deben comprar energía “verde” por lo que la central Picoiquén podría asociarse desde un principio, incluso antes de construir, para obtener financiamiento. Para esto existen diferentes modalidades de asociación entre las que destacan participar con un porcentaje de la sociedad, que generalmente bordea el 30%[†] por aportar el derecho, y también se puede participar de la facturación, generalmente bordeando un 10%[‡].

Para conseguir socios que estén dispuestos a participar desde el principio, incluso sin contar con los estudios de factibilidad e ingeniería conceptual, es necesario tener algún mecanismo que los incentive a correr el riesgo, dándoles ciertas garantías con tal de que financien los estudios y dediquen el tiempo necesario. Es lógico que como el proyecto requiere de mucho trabajo en la etapa de mayor incertidumbre, el potencial socio pedirá exclusividad durante ese período de tiempo, generalmente entre 5 y 6 meses que es lo que se demora el estudio e ingeniería básica. Un buen mecanismo para ambas partes, es valorizar el derecho de agua en un precio un poco superior al de mercado[§] para un derecho de buenas perspectivas y poner una opción de compra sobre este al plazo que demore el estudio. De esta manera la opción del interesado podrá ser ejercida comprando el derecho a un precio superior al que realmente vale, o bien no la ejerce y se sigue adelante con la sociedad si el proyecto tiene buenas perspectivas o no la ejerce y se sale. Con este mecanismo ambas partes tienen garantías sobre el proyecto durante el período de estudio donde la incertidumbre y el riesgo son mayores para ambas partes.

* Un evento inesperado como por ejemplo la crisis del gas, donde el sistema de precios reflejo este efecto subiendo los precios de energía y potencia.

[†] Ofertas recibidas por clientes libres u otros participes del mercado eléctrico. (información confidencial)

[‡] Hidromaule negoció esta modalidad con un porcentaje entre 10% y 12% para la central Lircay.

[§] A partir de conversaciones con expertos el precio de mercado de los derechos de agua es de 100.000 USD por MW potencial. Picoiquén está dentro del rango de un buen derecho (según Agrosonda e Ing. Hidráulico don Ricardo Astaburuaga), y por ende vale más que eso.

Proyección de precios

Actualmente el cálculo para obtener el precio de nudo de energía está indexado al precio medio de mercado a través del precio básico de la energía, el que a su vez es calculado por la CNE en base a los precios medios de los contratos con clientes libres informados por las empresas generadoras del sistema.

$$PBEP \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \text{Precio Basico de la Energia} * \frac{PMM_{2i}}{PMM_{20}}$$

De acuerdo a la Ley Corta II, a partir de 2010 el cálculo del PMM va a dejar de considerar solo los contratos de clientes libres para integrar también los precios regulados.

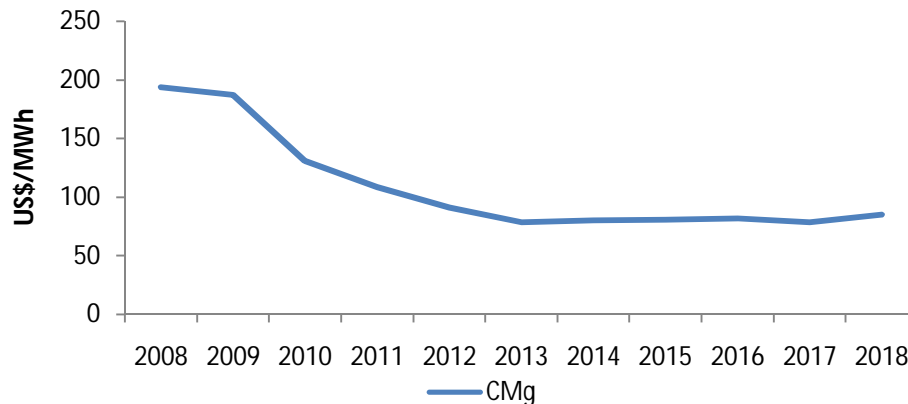
Se integrarán los precios de los contratos con clientes libres y distribuidoras, ponderados por los consumos respectivos. Por esta razón se analizará la evolución proyectada para CMg, precios libres y precios de las distribuidoras, de modo de comprender mejor el escenario que se aproxima.

De acuerdo a las estimaciones de Surenergía, el costo marginal del SIC debiera caer desde un promedio de US\$180 por MWh en lo que va de 2008, a niveles cercanos a US\$80 por MWh en el largo plazo. Tal como se puede observar en el Gráfico 3.1, en los próximos años se debiera esperar una continua caída en el costo marginal de generación, alcanzando entre 2013 y 2018 un 40% del costo actual de generación.

El costo marginal se calcula usando el modelo multimodal multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que utiliza el método de optimización - simulación conocido como programación dinámica dual. El programa resuelve el problema de optimización siguiendo los siguientes pasos expresados en los Informes de precios de nudo:

- Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro al presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un programa lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses, para cada etapa.
- A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa.
- La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo para cada condición hidrológica.

Gráfico 3.1
Proyección del CMg promedio de Energía
S/E Charrúa



Fuente: Elaboración propia a partir de información entregada por las modelaciones de SurEnergía.

La fuerte caída en el costo de generación promedio se fundamenta en el plan de expansión basado principalmente en obras hidráulicas y a carbón, con costos notablemente menores que las centrales diesel y gas natural.

Según el departamento de estudios del Banco Santander*, el CMg futuro por MWh deberá ajustarse al costo de la tonelada de carbón porque las centrales térmicas en construcción son alimentadas por carbón. Es decir si el costo del carbón en el largo plazo se reduce, producto de la creciente tasa de extracción dado el creciente precio actual (entre 50% y 60% de aumento en los últimos 12 meses), a niveles de 60-65 US\$ por tonelada, el CMg futuro debiese bordear los US\$60-65/MWh, y si sigue en el nivel actual de 100US\$/ton, el CMg debiese bordear los US\$100/MWh.

Respecto de los precios a clientes regulados, la Ley Corta II permite que las concesionarias de servicio público de distribución liciten sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en la licitación.

Durante el proceso de licitación los generadores ofrecen suministro a un precio fijo; típicamente indexado, en distintas proporciones, al Customer Prize Index† y precios internacionales de Diesel, Carbón y GNL‡.

De modo de referencia, la formula oficial de indexación para el precio de la energía a la que se sujetan los oferentes del proceso de licitación es:

$$Precio_{Energia} = Precio_{Base} * \sum a_i * \frac{Index_i}{Index_{i0}}$$

* Informe sector eléctrico “El escenario comienza a mejorar”, 18 de julio de 2008.

† US Bureau of Labor Statistics current data on *CPI*. www.bls.gov/CPI/

‡ Para mayor información Revisar anexo “Formulas de Indexación para Licitación”

Donde*:

Precio _{base} :	Precio base de la energía especificado por los oferentes.
Index_1:	Precio P. Diesel.
Index_2:	Precio del combustible Fuel #6.
Index_3:	Precio Carbón Zona Central.
Index_4:	Precio GNL Henry Hub.
Index_5:	Precio Petróleo Crudo Brent 61 (DTD).
Index_6:	Consumer Price Index: CPI (USA).
Index _{i0} :	Valores base en los que se basa el método para ir ajustando los precios en el tiempo.

$$Precio_{Potencia} = Precio_{Base_{Potencia}} * \frac{CPI}{CPI_0}$$

Donde:

CPI: Índice de precios al consumidor (USA).

CPI₀: Valor base para el índice de precios al consumidor de USA, empleado para la construcción de la fórmula de indexación.

Escenario futuro

El escenario futuro de precios de la energía viene dado por los contratos de las distribuidoras, estos a su vez responden a los mecanismos de ajuste de los precios propuestos por cada empresa generadora con respecto a que indexadores usar de acuerdo a los ponderadores *ai*.

Según conversaciones con expertos, el escenario futuro debiese regirse por el promedio ponderado de los precios de clientes libres y regulados y sus consumos. Por lo que el análisis de las proyecciones deberá involucrar ambas tendencias.

Precios Regulados

Las proyección de los precios usados por las empresas que se adjudicaron las licitaciones se realizaron en base a previsiones de los precios de los combustibles publicadas por la CNE en el Informe de Precios de Nudo de abril 2008 (IPN 4/08).

Los ponderadores asociados y la proyección del precio de cada combustible siguen a continuación:

a1 Diesel: La proyección de precios para el diesel no se publicó en el IPN 4/08, por lo que se usó la relación entre el precio del crudo y el diesel. El promedio esta relación desde 1/05 a 6/08 es de

* El detalle de los cálculos, valores de indexadores y metodología se pueden ver en el anexo II "Formulas de indexación para licitaciones 2006-1 y 2006-2".

8.2 BBL/m³*, esto quiere decir que la posterior predicción del m³ de diesel se puede realizar en base a la predicción publicada por la CNE del crudo Brent DTD.

a3 Carbón (7000 kcal/kg) y a4 GNL Henry Hub: La evolución se mantuvo como se detalla a continuación:

Tabla 3.5
Crudo Brent DTD

Año	Precio [US\$/BBL]
2008	124,38
2009	114,71
2010	105,32
2011	101,00
2012	100,83
2013	101,71
2014	103,76
2015	106,17
2016	108,55
2017	111,14
2018 en adelante	114,00

Fuente: IPN 4/08

Tabla 3.6
Carbón Térmico (7000 kcal/kg)

Año	Precio US\$/Ton
2008	128.33
2009	125.74
2010 en adelante	121.89

Fuente: IPN 4/08

Tabla 3.7
GNL Herny Hub

Año	Precio US\$/MMBTU
2008	9.65
2009	9.28
2010	8.78
2011	8.61
2012	8.63
2013	8.75
2014	8.87
2015	9.01
2016	9.19
2017	9.40
2018	9.60
2019 en adelante	9.81

Fuente: IPN 4/08

a6 Consumer Price Index (CPI USA, IPC de Chile): La predicción de julio de 2008 en adelante para este indicador se basó en sus valores históricos y se usó la tasa de crecimiento anual que en promedio, desde enero de 2005 hasta julio 2008, fue de 3.27%.

Tabla 3.8
CPI USA

	2005	2006	2007	2008
Enero	190.70	198.30	202.42	211.08
Febrero	191.80	198.70	203.50	211.69
Marzo	193.30	199.80	205.35	213.53
Abril	194.60	201.50	206.69	214.82
Mayo	194.40	202.50	207.95	216.63
Junio	194.50	202.90	208.35	218.82
Julio	195.40	203.50	208.30	
Agosto	196.40	203.90	207.92	
Septiembre	198.80	202.90	208.49	
Octubre	199.20	201.80	208.94	
Noviembre	197.60	201.50	210.18	
Diciembre	196.80	201.80	210.04	

Fuente: Bureau of Labor Statistics of USA

Los valores a2 y a5 no se consideraron en la predicción de precios porque ninguna empresa que se adjudicó las licitaciones usó los indicadores asociados. La tabla a continuación muestra el proceso licitatorio de los contratos entre distribuidora y generador, los montos de energía anual con el precio base del contrato, y los ponderadores asociados a cada indicador.

* Índices de precios de combustibles, CNE. Julio 2008.

Tabla 3.9
Características generales de licitaciones 2006-I y 2006-II

06-1 A	06-1 B	06-2 A	06-2 B	Distribuidor	Generador	Energía GWh/Año	Precio US\$/MWh (Polpaico)	a1	a2	a3	a4	a5	a5	a6
Llamado a licitación												06-I,IIA G.N. Arg	06-2B Crudo	CPI
3/06	12/06	9/06	12/07					Diesel	F#6	Coal	GNL			
				Chilectra	Endesa	1,050	50.725	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				Chilectra	Endesa	1,350	51.003	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				Chilectra	Guacolda	900	55.100	0%	0%	40%	0%	0%	0%	60%
				Chilectra	Gener	300	58.101	0%	0%	44%	0%	0%	0%	56%
				Chilectra	Gener	900	57.780	0%	0%	44%	0%	0%	0%	56%
				Chilquinta	Endesa	189	51.037	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				Chilquinta	Endesa	430	50.158	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				Chilquinta	Gener	189	57.869	0%	0%	44%	0%	0%	0%	56%
				CGE	Endesa	1,000	51.336	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				CGE	Endesa	170	57.910	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				CGE	Colbún	700	55.500	25%	0%	45%	0%	0%	0%	30%
				Saesa	Endesa	1,500	47.040	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				Saesa	Colbún	1,500	53.000	25%	0%	45%	0%	0%	0%	30%
				Saesa	Colbún	582	54.000	25%	0%	45%	0%	0%	0%	30%
				EMEL	Endesa	877	55.561	0%	0%	15%	15%	0%	0%	70%
				EMEL	Gener	360	58.951	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
				EMEL	Gener	770	52.489	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
				Chilectra	Endesa	1,700	61.000	0%	0%	0%	30%	0%	0%	70%
				Chilectra	Endesa	1,500	61.000	0%	0%	0%	30%	0%	0%	70%
				Chilectra	Colbún	500	58.600	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
				Chilectra	Colbún	1,000	58.260	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
				Chilectra	Colbún	1,000	57.950	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
				Chilectra	Gener	1,800	65.800	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%

Fuente: Elaboración propia, Systep

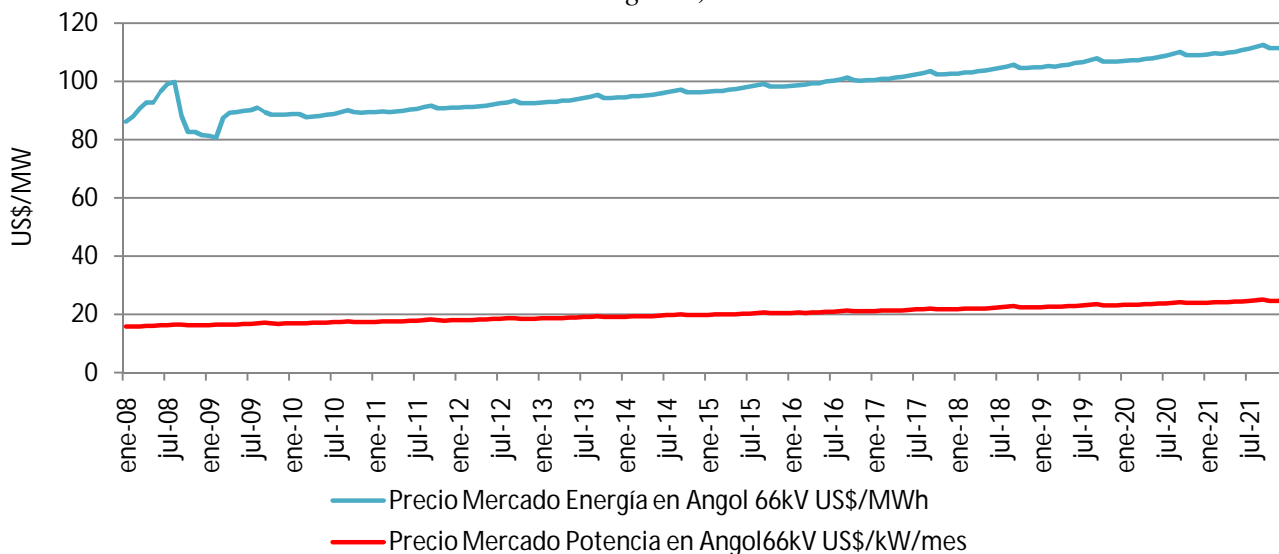
Los cálculos se realizaron de acuerdo a las bases de las licitaciones. Los dos aspectos más importantes son la fecha del llamado y el proceso al cual pertenece. Este último tiene una variación importante en las últimas bases, que consideran el factor de ajuste de precio como una ventana móvil con el promedio de seis meses en vez de un mes en particular como se estipula en los tres primeros procesos. La explicación detallada de cada base escapa al interés de este capítulo, pero las metodologías de cálculo se pueden ver en el anexo II.

Para calcular los precios futuros en base a los contratos de las distribuidoras se hizo un promedio ponderado de los montos de energía y el precio asociado a cada generador basándose en las bases de cada licitación (*ai* propuestos por cada generador y las fechas de llamado y presentación para calcular los valores base).

Los resultados de la evolución de los precios de los contratos para la energía y potencia se pueden ver en el gráfico 3.2. El precio de la energía se llevó a Charrúa desde el nudo Polpaico 220kV con los factores de penalización correspondientes a Polpaico-Quillota y Quillota-Charrúa, 1.0269⁻¹ y 1.0164 respectivamente. Luego para llevar el precio de la energía de Charrúa a Angol se usó la

relación entre los precios de nudo actuales de estos, con la suposición de que esta relación (18,6% de recargo) se mantendrá a futuro*.

Gráfico 3.2
Evolución Futura de Precios de los Contratos de las Distribuidoras
Precios en S/E Angol66, hasta 2021



Fuente: Elaboración propia

Dado el mecanismo de ajuste incorporado en la ley Corta II (Precio Medio Básico), cuando el CMg esperado cae dentro de la banda de precios, el precio de nudo es el CMg esperado. Para tales efectos se asumirá que la relación entre el precio medio de Mercado y el precio Básico no presentará una variación por sobre el 30%, por lo que la banda se mantendrá en un $\pm 5\%$ [†].

Por conversaciones con don Gabriel Fierro, el CMg promedio es un buen indicador de la evolución de los precios libres, por lo que se supuso que serán iguales al CMg para el horizonte hasta 2021. Estos valores deben ser ponderados según su consumo relativo con respecto del mercado regulado según sus consumos, los cuales están indicados en la siguiente tabla propuesta por la CNE en el Informe de Precios de Nudo de Abril de 2008. Para el periodo post 2018 se asumió una proporción constante 44%-56%.

* Recordar que los recargos asociados al precio de la energía están asociados a los costos de las líneas y equipos que permiten el transporte. Este costo no debiese experimentar mayores cambios en el horizonte de evaluación.

[†] Revisar capítulo 1, Ley N° 20.018 “Ley Corta II”

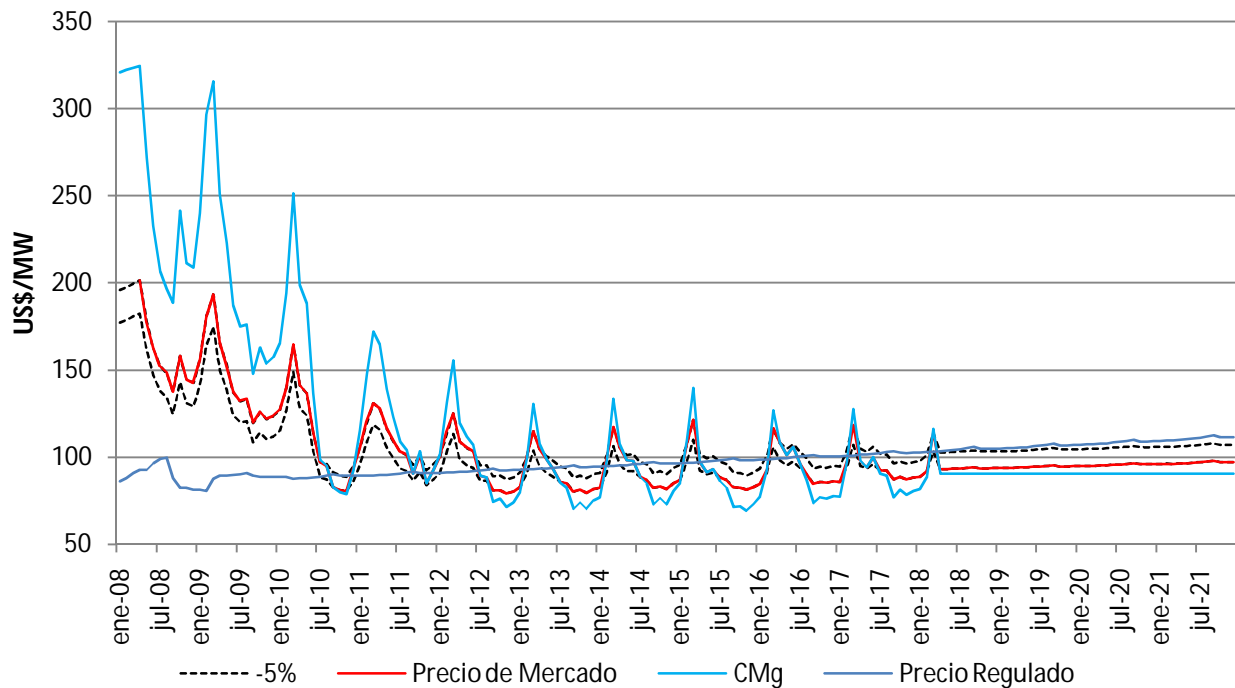
Tabla 3.10
Previsión de Demanda SIC GWh

Año	Libre	%	Regulado	%
2008	17,728	43%	23,735	57%
2009	18,304	42%	24,970	58%
2010	19,200	42%	26,343	58%
2011	20,807	43%	27,792	57%
2012	22,629	44%	29,292	56%
2013	24,000	44%	30,874	56%
2014	25,342	44%	32,603	56%
2015	26,701	44%	34,494	56%
2016	28,560	44%	36,391	56%
2017	30,268	44%	38,393	56%
2018	32,062	44%	40,505	56%

Fuente: Informe Precios Nudo Abril 2008

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución esperada de los precios (Precio de Mercado) en base al promedio ponderado de los precios libres (CMg) y regulados con respecto a sus consumos esperados que cuando cae dentro de la línea punteada que indica la banda de $\pm 5\%$. Se graficaron los CMg esperados y el precio regulado con la idea de que se entiendan mejor los factores a los que responde el precio de mercado.

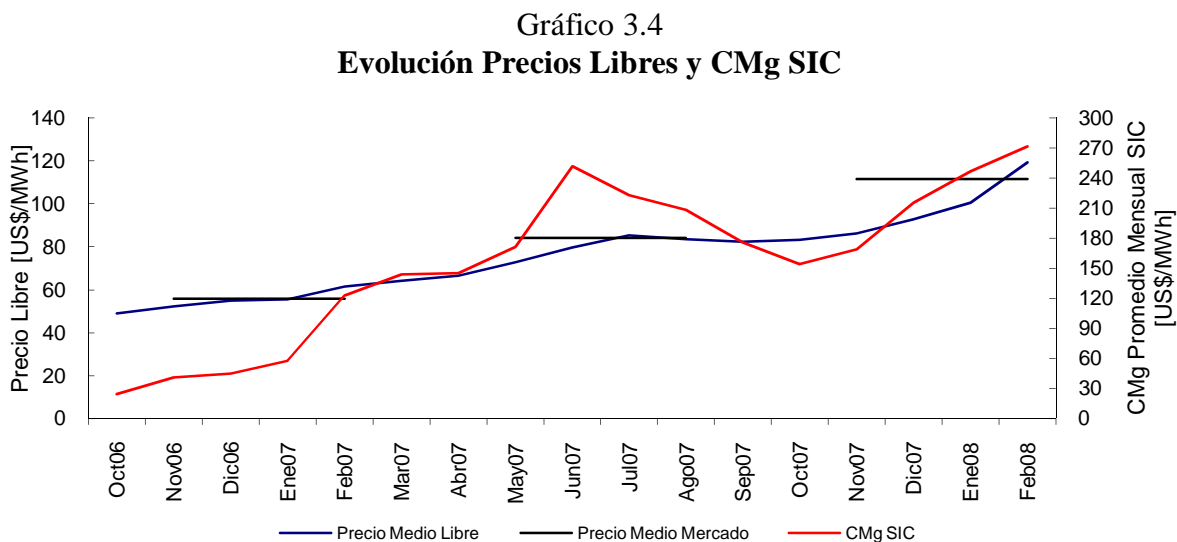
Gráfico 3.3
Evolución Futura del Precio de Mercado, CMg y Regulado
Precios en S/E Angol66



Fuente: Elaboración propia en base a proyección de CMg de Surenergía

Para el período post 2021 cuando los contratos de las distribuidoras se acaben, los precios se deberían ajustar al CMg. Según conversaciones con expertos, el precio medio para entonces debiese estar regido por los contratos de los clientes libres, los cuales van a estar levemente sobre los costos marginales que para efectos prácticos se asumirán iguales al CMg.

La evolución ajustada de los precios libres con el CMg en la que se basa el supuesto anterior se puede ver en el gráfico 3.4.



Con respecto al precio de la potencia, el mecanismo de reajuste para las licitaciones de las distribuidoras se basa en la evolución del CPI (USA). Esto quiere decir que el precio de la potencia evolucionará junto a la inflación de Estados Unidos, por lo que para la proyección del período post 2021, hay dos opciones. El escenario base se considero manteniendo el precio constante y la alternativa, a modo de sensibilización, es considerar el crecimiento de 3.27% anual del CPI de acuerdo a como evoluciono el indexador de los contratos de las distribuidoras.

Ambos escenarios post 2021 con respecto al costo marginal y el precio de la potencia son descritos a continuación:

- ❖ El CMg se mantiene constante en el tiempo, siendo igual al promedio de los últimos tres años modelados (2018-2021). El precio de potencia se mantiene constante e igual al promedio de los últimos tres años de la proyección de los contratos (dic. 2018-dic. 2021).
- ❖ El CMg y el precio de la potencia evolucionan anualmente de acuerdo a la tasa del CPI. Esta suposición se basa en la inflación de Estados Unidos sobre la cual se indexaron los contratos de las distribuidoras, tomándola igual a 3,27%. Este valor se desprende del promedio anual de los últimos tres años hasta la fecha (2005-2008).

Al agregar el CMg promedio de las diferentes combinaciones hidrológicas, simuladas en OSE2000, se puede ver como este se relaciona con el precio de mercado proyectado. Es importante notar como en el largo plazo el precio de mercado queda en el nivel esperado del CMg, salvo un pequeño desajuste.

Finalmente, integrando las proyecciones post 2021 tanto para energía como potencia de modo constante, la evolución esperada se puede ver en el siguiente gráfico.

Gráfico 3.5
Evolución esperada de precios en SE Angol en Base a Contratos y CMg
Potencia y Energía

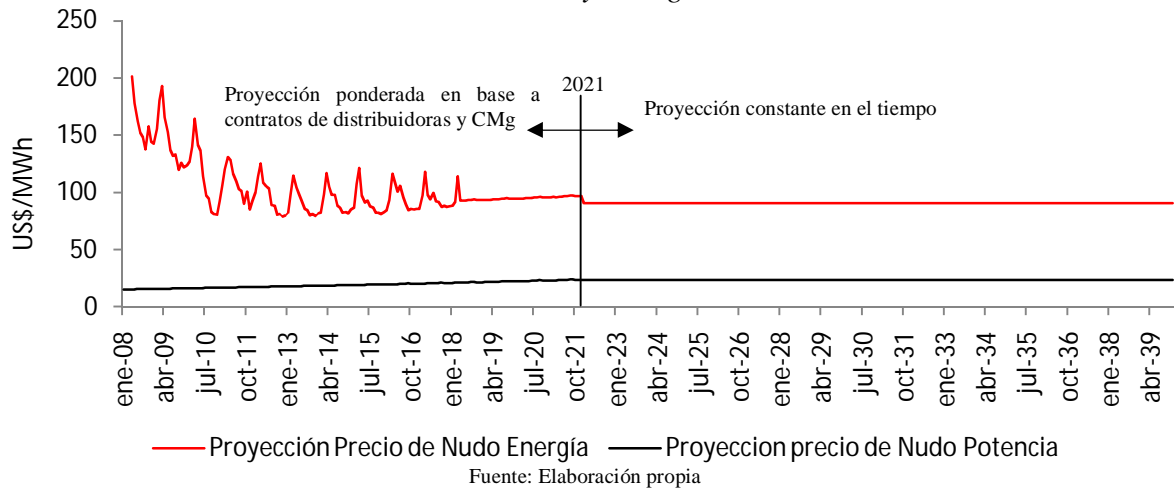


Tabla 3.11
Evolución esperada de precios en la SE Angol 66kV
Datos del gráfico 3.5

US\$/MW	Precio Energía	Precio Potencia
2008	158.26	15.47
2009	145.14	15.98
2010	112.70	16.51
2011	106.98	17.05
2012	96.31	17.60
2013	90.41	18.18
2014	92.24	18.77
2015	91.73	19.39
2016	94.65	20.02
2017	94.04	20.68
2018	94.63	21.35
2019	94.32	22.05
2020	95.47	22.77
2021	96.71	23.51
2022-2039	90.50	23.74

Fuente: Elaboración propia

Los precios de la tabla anterior se determinaron como el promedio ponderado entre los consumos relativos de clientes regulados y libres con sus respectivos precios proyectados. El resultado puede ser visto también en el gráfico 3.5. A modo de resumen del desarrollo de la proyección de precios con todos los supuestos expresados, ambas evoluciones de precios se calcularon en base al CMg para los consumidores libres y precios de las distribuidoras para los clientes regulados. Los resultados de cada proyección como también el resultado final de los precios de la tabla 3.11 están resumidos en el gráfico 3.3.

Es importante notar que la evolución post 2021 se mantiene constante dado que frente a la incertidumbre es mejor ser conservador. Sin perder el foco, se puede establecer que tanto el precio de la potencia como el CMg podrían seguir evolucionando con el CPI a tasa anual de 3.27%. Este será un escenario analizado para sensibilizar el proyecto. Se puede hacer que el

precio de la energía siga la misma tasa, dado que el CPI es un indexador que se utiliza en la industria con propósitos similares.

Se puede anticipar la poca relevancia que tendrá hacer crecer los precios de acuerdo al CPI porque cualquier variación en los precios sobre 10 años tiene un impacto relativamente bajo sobre el VAN y la TIR. Con el afán de reforzar el criterio conservador y expresar la idea de que los años venideros sobre 2021 son de poca relevancia, se puede plantear el ejemplo de que el año 10 impacta en un 32% sobre su valor total, el año 11, 12 y 13 un 28%, 25% y 23% respectivamente. La estadística cae hasta el año 2039 hasta un peso de 1.2%.

Capítulo 4: Estudio Hidrológico

El río Picoiquén no cuenta con estadísticas fluviométricas oficiales. Para construir la hidrología del río se trabajará con estadísticas de cuencas aledañas geográficamente. El producto final a obtener será a curva de duración del río Picoiquén, con la cual se discutirá el caudal de diseño, la curva residual bajo el caudal de diseño donde la central no opera a capacidad y la potencia firme.

El procedimiento de caracterizar los caudales en una cuenca donde no se cuenta con mayor información previa se basa en el estudio de las características físicas de la cuenca que influyen en la acción del agua sobre esta. En este sentido resulta lógico pensar en un análisis estricto de las características geomorfológicas de cada cuenca y las variables que describen el comportamiento hidrológico de la misma, tanto de la analizada como las que disponen de información.

Tipos de estudio hidrológico

Existen dos formas de generar la estadística en cuestión, una menos detallada que involucra decisiones más osadas y otra más detallada de carácter más conservador. De todas formas se optará por trabajar con cuencas cercanas que presenten características similares entre sí y con la cuenca del río Picoiquén con el propósito de mitigar los efectos no homogéneos que se dan con la distancia, orientación y clima en cada cuenca.

Transposición regional de cuencas

Con este tipo de estudio se trata de minimizar el impacto de factores geomorfológicos determinantes, rescatando la extracción de información significativa del tamaño de las cuencas y precipitaciones.

Al definir una subregión hidrológicamente homogénea se supone invarianza en la distribución de probabilidad de los caudales bajo una traslación de la escala, la cual viene indicada por el área de drenaje. De esta manera se suponen regiones estadísticamente homogéneas en cuanto a precipitaciones, evaporación, humedad del suelo, escorrentía, topografía, etc., donde todos o algunos de estos contribuyen en los caudales.

El cociente entre el tamaño de hoya del río Picoiquén y cual sea el río que se use para extrapolar la información por el cociente de precipitaciones a altura media de cada cuenca, será el factor de expansión/restricción de los caudales registrados en la estadística oficial para generar la estadística que se desea.

$$Q_p = Q_x * \frac{H_p}{H_x} * \frac{P_{mp}}{P_{mx}}$$

Q_p, H_p, P_{mp}: Caudal, Hoya en punto de captación y Precipitación media en Picoiquén
Q_x, H_x, P_{mx}: Caudal, Hoya y Precipitación media estación x, por determinar

La transposición regional de cuencas resulta ser más válido para estudios de crecidas o caudales altos, por lo que su aplicación no resulta útil para la parte baja de la curva, donde los caudales están cerca al caudal de diseño. Además este tipo de estudio no utiliza información hidrológica de la cuenca de Picoiquén, solo toma como dato su tamaño de hoya, el tamaño de hoya de la cuenca a extrapolar, los caudales medios diarios de esta y datos pluviométricos en ambas cuencas.

Relleno de estadísticas con cuencas vecinas y colindantes

También conocido como estudio por correlaciones, sigue un proceso más complejo que la trasposición regional de hoya, pero tiene un resultado más confiable que se ajusta más a la realidad puesto que toma como entrada mediciones en terreno, orientación de las cuencas, factores climáticos, vegetación, y datos reales de caudales medios diarios del río analizado.

Para comprender las cuencas es necesario disponer de información general de estas. La vegetación que la cubre se puede obtener de analizar las fotografías satelitales de Google Earth, mientras que los tamaños de hoya se obtienen al medirlas en cartas 1:50.000 del IGM.

El estudio tiene dos aristas principales:

- ❖ Mediciones de caudales medios diarios y aforos en el río Picoiquén y estadísticas diarias de cuencas aledañas.
- ❖ Análisis de las cuencas y factores de escorrentía, cubierta vegetal, orientación y respuesta a frentes climáticos.

En la siguiente sección se explican las decisiones tomadas, las características observadas y como estas afectan al estudio. También se describe el proceso del estudio, las suposiciones y los resultados.

Análisis y estructura del estudio por correlaciones

Para realizar el estudio se recurrió a la siguiente información:

- ❖ Estadística oficial de caudales medios diarios de estación Butamalal en Butamalal, desde septiembre 1950 a marzo 2008.
- ❖ Estadística oficial de caudales medios diarios de estación Cayucupil en Cayucupil, desde septiembre de 1950 a diciembre de 1983.
- ❖ Estadística oficial de caudales medios diarios de estación Purén en Purén, desde enero 1950 a octubre 2007.
- ❖ Estadística oficial de caudales medios diarios de estación Nicodahue en Pichún, desde abril 1988 a octubre 2006.
- ❖ Estadísticas pluviométricas en estaciones: Angol en El Vergel, Angol en La Mona y Cordillera de Nahuelbuta.
- ❖ Información de la estación El Manzano* en el río Picoiquén donde se están registrando niveles diarios desde el 15 de noviembre a mayo de 2008.

* Estación fluviométrica propiedad de Compañía Eléctrica Montegrande.

- ❖ 3 aforos* directos en el río Picoiquén en estación El Manzano con fechas 11-Nov-07, 13-Dic-07, 30-Dic-07.

De las cuatro estaciones fluviométricas aledañas a Picoiquén, solo Butamalal y Purén siguen estando vigentes y registrando datos. Nicodahue y Cayucupil son estaciones que dejaron de funcionar hace años, y a pesar de esto sus estadísticas sirvieron para complementar, corregir y validar la estadística de Butamalal. La estadística de Butamalal es la única utilizable en su totalidad para el estudio porque es la única que tiene información actualizada y fidedigna. Purén por su lado, a pesar de estar vigente, no es una estación confiable dado que no es una estación de aforo en régimen semimódulo[†].

Curva de duración o gastos

La información más valiosa con la que se cuenta son las mediciones diarias de niveles y los aforos[‡]. Dado que aforar es complejo porque requiere de un equipo sofisticado y un operador capacitado, para las mediciones diarias se opta por medir el nivel (h) con un limnómetro. El nivel es una variable auxiliar, que por medio de una función intermedia denominada curva de gasto (f), se podrá extraer la información de las mediciones diarias de nivel obteniendo los caudales diarios respectivos.

Para determinar la curva de gastos que establece una correspondencia entre los niveles h y los caudales Q que circulan por la estación de aforo, se parte de aforos directos que entregan información de pares de valores (h, Q).

Tabla 4.1
Aforos
($Q [m^3/s]$, $h [m]$)

Fecha	Caudal (Q)	Nivel (h)
11-nov-07	3,004	0,97
13-dic-07	2,374	0,93
30-dic-07	1,874	0,85

Fuente: elaboración propia

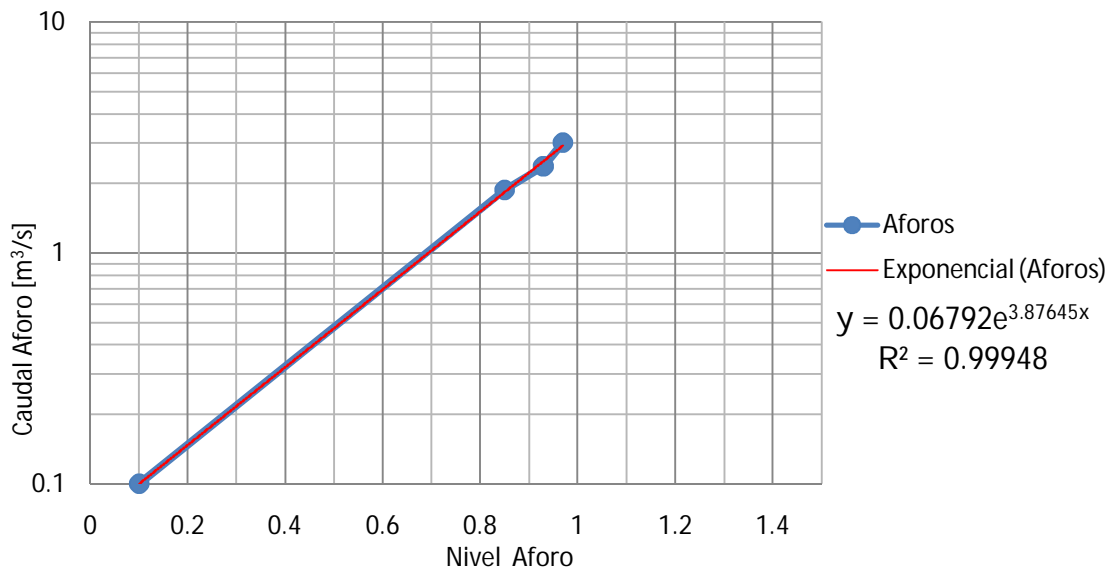
La construcción de la curva de gasto resulta de graficar los pares (h, Q) en un papel log-normal y luego ajustar una curva de tendencia.

* Un aforo es una medición con instrumentos especiales en un momento preciso del caudal en un cauce de agua. Se mide la velocidad del flujo a diferentes profundidades en un corte transversal del río. El resultado es la información del caudal con un error de 7% a 10% asociado a la altura medida en el limnómetro (regla) sumergida en el agua, con la que se mide diariamente el nivel del río.

† Cuando el caudal que circula por un cauce sólo depende del nivel de las aguas arriba del tramo que lo limita, pero no del nivel aguas abajo, se dice que está en régimen de semimódulo. La DGA declaró que, por error, autorizó una bocatoma unos 200 metros aguas abajo de la estación de aforo, por lo que el nivel registrado dependía del caudal que estuviese capturando ésta. (La bocatoma peralta el nivel del río).

‡ Un aforo es una medición con instrumentos especiales en un momento preciso del caudal en un cauce de agua. Se mide la velocidad del flujo a diferentes profundidades en un corte transversal del río. El resultado es la información del caudal con un error de 7% a 10% asociado a la altura medida en el limnómetro (regla) sumergida en el agua, con la que se mide diariamente el nivel del río.

Gráfico 4.1
Curva de Gastos



Fuente: elaboración propia con datos de CEM

La variable de interés (Q) es siempre positiva, por lo cual es usual que presente una distribución de frecuencia asimétrica. Eduardo Varas en su libro “Hidrología probabilística” recomienda aplicar una transformación logarítmica a la variable de interés y luego utilizar el resultado como distribución normal. El gráfico en log-normal hace más fácil también la identificación de una función intermedia, expresada por una línea de tendencia y su respectiva ecuación. El caso que más se ajusta a los datos es una línea de tendencia exponencial, la que se interpreta por la siguiente función $f(h)$:

$$f(h) = 0,06792e^{3,87635 \cdot h}$$

Esta será la ecuación utilizada como función intermedia. Con esta, los niveles registrados desde el 15 de noviembre de 2007 en adelante podrán ser traspasados a caudales para seguir a la siguiente etapa del estudio.

A pesar de que los aforos para caudales bajo $3,5[m^3/s]$ son de alta calidad, el bajo rango de caudales aforados es una debilidad, por lo que se ingresó un dato extra en el punto $Q=0,1[m^3/s]$ y $h=0,1[m]$ para dar una mayor solides a la función intermedia. Este dato corresponde al mínimo del limnómetro instalado de acuerdo a un caudal de 100 litros por segundo, que sería el escurrimiento aproximado que habría entre las piedras del fondo del río*. Vale decir que es un dato aproximado pero no tiene mucho margen de error por tratarse del mínimo caudal en la parte más baja del limnómetro.

El gráfico en escala log-normal da siempre una recta en condiciones de laboratorio para la relación nivel-caudal. Si el cauce fuese un trapecoide o rectángulo perfecto en la sección de aforo, el $Ln(Q)$ daría una recta porque la ecuación de Manning tiene que dar una recta en log-normal. Sin embargo existen superficies irregulares en el fondo y muros del cauce que perturban a la recta teórica, pero de todas maneras se aproxima bastante.

* Según experto: Ingeniero hidráulico don Ricardo Astaburuaga.

La ecuación de Manning: $V = \frac{1}{n} * \left(\frac{A}{P}\right)^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}}$, $Q = V * A$

Tomando el $\ln(Q)$: $\ln(Q) = \ln(A) - \ln(n) + \frac{2}{3} * [\ln(A) - \ln(P)] + \frac{\ln(S)}{2}$

En un cauce sin irregularidades se asegura la linealidad de la ecuación de Manning al tomar logaritmo natural en una sección de S y n constante, donde solamente cambian A y P de forma conjunta al variar el nivel.

Donde:

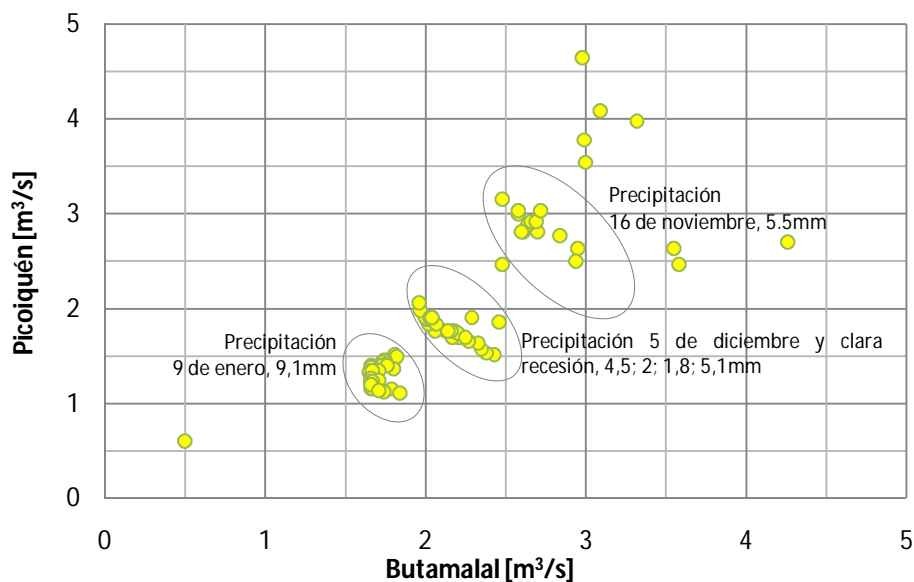
- A = Área mojada, en m^2
- P = Perímetro mojado, en m .
- n = Un parámetro que depende de la rugosidad de la pared.
- V = Velocidad media del agua en m/s .
- Q = Caudal del agua en m^3/s .
- S = la pendiente de la línea de agua m/m

Correlación entre Picoiquén y Butamalal

El resultado de la curva de gasto es traspasar la estadística de niveles (h) a una de caudales (Q). El estudio y comprensión de cómo se relacionan los caudales en ambos ríos, va a hacer posible construir un modelo que permita traspasar los caudales históricos de Butamalal a Picoiquén.

El siguiente gráfico muestra la estadística conjunta de caudales en pares (Q_B, Q_P) de acuerdo a las fechas en común.

Gráfico 4.2
Correlación entre caudales

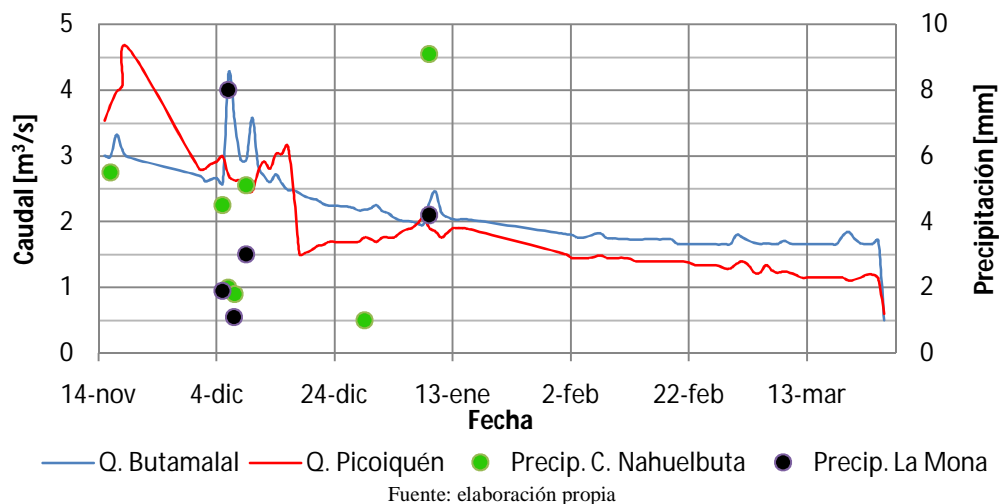


Fuente: elaboración propia

Del gráfico anterior se puede notar que existen 4 grupos de datos. Cada grupo se ordena en diagonal porque los caudales de Picoiquén tienen una respuesta más rápida a las lluvias. Esto se debe a que la hoya de Picoiquén retiene menos agua y por ende cuando llueve, el caudal instantáneo después de la precipitación es mayor en comparación al de Butamalal, pero los días siguientes el Picoiquén evacua más rápido el agua (retiene menos) que Butamalal. Esto se puede observar en el siguiente gráfico en que la pendiente de la línea decae más rápidamente en Picoiquén que en Butamalal. Por otro lado se puede observar que generalmente las lluvias registradas en la estación “Cordillera de Nahuelbuta” son mayores que las registradas en “Angol, La Mona”*, entonces los caudales correspondientes a las diferentes cuencas deben reflejar que en una llueve menos que en la otra presentando caudales más bajos, independiente del tamaño de su hoya.

* Esto se debe a que la estación C. de Nahuelbuta está más alto y además está más cercana a la ladera poniente, donde llueve más que en la ladera oriente, donde está Angol en La Mona.

Gráfico 4.3
Caudales y Precipitaciones



Para continuar con el estudio y llegar a una interpretación más precisa de lo observado en los gráficos 4.2 y 4.3, se detallan características de las cuencas en el siguiente subcapítulo.

A continuación se presentan los resultados del análisis estadístico de los registros de caudales para el período en común.

Tabla 4.2
Indicadores estadísticos

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.888229125
Coefficiente de determinación R^2	0.788950979
R^2 ajustado	0.786881871
Error típico	0.069262848
Observaciones	104

Fuente: elaboración propia

Tabla 4.3
Análisis de la Varianza

	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F
Regresión	1.829226755	1.829226755	381.3000388
Residuos	0.489328901	0.004797342	
Total	2.318555656		

Fuente: elaboración propia

Estudio de las cuencas y su comportamiento hidrológico

Para comprender mejor las correlaciones entre Butamalal y Picoiquén, hay que entender el comportamiento de sus caudales en función de diferentes factores. Al ser cuencas vecinas y colindantes, se podría optar por asumir que tienen respuestas idénticas ante las precipitaciones y el período de estiaje, pero como se observó anteriormente, es relevante comprender sus diferencias puesto que estas sí influyen de manera distinta y significativa en cada río y estadística.

Tabla 4.4
Características de las cuencas

Parámetros de Diseño Hidrológico	Butamalal en Butamalal	Picoiquén en El Manzano	Observaciones
Área (km ²)	120.15	142.19	<i>Bocatoma está aguas abajo de "El Manzano"; con una hoya de 25.41 km² más.</i>
Orientación	Sur mas poniente	Oriente	
Altura media	Similares		<i>No influye</i>
Pendiente media			<i>Mocornita entre 14%-17% laderas.</i>
Tipo de Suelo	Orgánico sobre roca	Orgánico sobre roca	
Tipo de cubierta	Bosque nativo	Nativo y agrícola	
Capacidad de almacenamiento subterráneo	Poca o escasa	Poca o escasa	<i>No hay acuíferos, solo escurrimiento superficial</i>
% Agrícola/Pradera	Cercano a 0%	Mayor en la parte baja	<i>A mayor %, mayor escorrentía</i>
Flujo sub superficial	Lento en piso de bosque nativo	Lento en bosque nativo, rápido en plantaciones forestales	<i>Mayor retención en piso milenario de bosque nativo.</i>
Coeficiente de escorrentía	Bajo	Alto	<i>0.35-0.45 dependiendo de la cantidad de lluvia. (Solo para determinar crecidas).</i>
Respuesta ante frente climático y vientos	Aumento de precipitaciones en faldeos oriente	Disminución de precipitaciones en faldeos poniente	<i>Esto justifica que se elija una curva que de menos caudales en Picoiquén versus menor hoya de Butamalal. Por eso la respuesta no es proporcional al tamaño de las hoyas. Criterio conservador porque en Picoiquén debiese llover menos dada la orientación.</i>

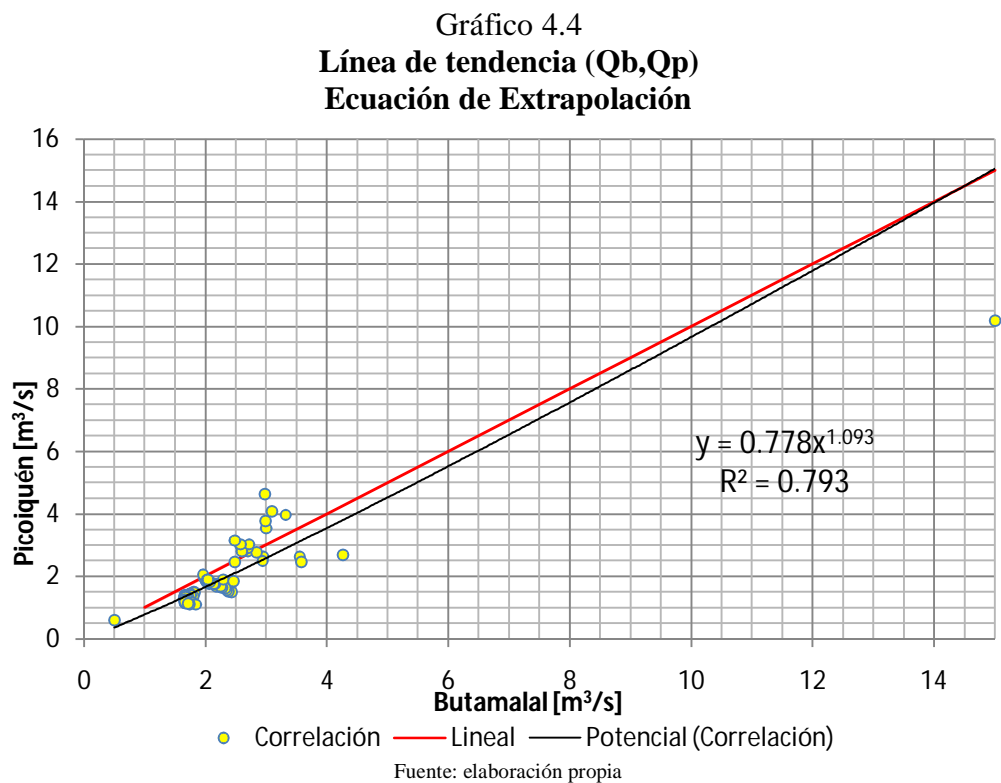
Fuente: elaboración propia

Considerando las características más relevantes a interpretar en el modelo matemático, se puede mencionar que el factor numero uno es la orientación y consecuente respuesta ante los frentes climáticos y vientos, donde la ladera poniente con un pequeño desfase hacia el sur recibe mayores lluvias que la ladera oriente. En segundo lugar está la cubierta vegetal, donde Picoiquén tiene un mayor coeficiente de escorrentía influenciado por un alto porcentaje de forestaciones de pino y eucalipto en su parte baja.

Extrapolación de caudales

En vista de los antecedentes analizados, la tesis en la que se basará el estudio hidrológico será una en la cual para caudales bajos el Picoiquén tendrá menor caudal que Butamalal, pero para caudales altos, Picoiquén se acercará a los caudales de Butamalal, incluso superándolos debido a la menor capacidad de retención de su cuenca. El análisis de caudales altos es materia de análisis posterior, una vez que se cuente con uno o más aforos de caudales altos.

La curva que refleja el comportamiento de los caudales del río Picoiquen será tal que para cada valor Q_b de Butamalal, se le asocia un valor Q_p por medio de una función que se obtiene por medio de una línea de tendencia para el gráfico de los pares en común (Q_b, Q_p).



El gráfico 4.4 muestra también la ecuación lineal 1:1 para hacer más fácil la interpretación del ajuste de la línea de tendencia con respecto al análisis del comportamiento de las cuencas y su relación. Se puede observar un punto a la derecha del gráfico en (15,10.2). Tal punto no corresponde a caudales reales, si no que es una forma de bajar la línea de tendencia para los caudales altos*, ya que sin este, la curva a pesar de que igual refleja bien los caudales bajo 5 [m³/s], sube demasiado los caudales altos de Picoiquen con respecto a los de Butamalal.

La ecuación de la línea de tendencia es la que se usó para extrapolar los datos Q_b desde octubre de 1950 hasta el 15 de noviembre de 2007 fue:

$$Q_p = 0,778 * Q_b^{1,093}$$

Relleno y validación de estadística a extrapolar

En general, las estadísticas históricas de caudales no están completas por diversas razones, tanto climáticas[†] como logísticas*.

* Recomendación de experto Ing. Hidráulico Ricardo Astaburuaga.

† En ocasiones las crecidas de caudal destruyen las estaciones de medición y la DGA toma un tiempo en reponerlas.

La estadística es construida a partir de mediciones horarias o a veces continuas en cada estación. A partir de estas se obtiene la estadística de caudales medios diarios (Q_{md}). Los datos entregados por la DGA presentan dos tipos de información que lleva a errores si no son corregidos desde el principio.

- ❖ Datos extrapolados: La DGA indica cuando algunos datos fueron extrapolados de otras zonas. Estos datos es necesario revisarlos y contrastarlos con una estadística paralela de alguna estación de comportamiento similar para ver si los datos coinciden en comportamiento. En esta etapa se puede optar por modificar estos datos de manera que se adecuen mejor al comportamiento del resto de la estadística.
- ❖ Datos en blanco: En la estadística viene un espacio en blanco, el cual puede ser rellenado del mismo modo que complementar los datos extrapolados o bien si hay dudas dejar en blanco.
- ❖ Error en los aforos y en las alturas: Este tipo de error es el más grave, puesto que no se puede corregir con un análisis basado en las estadísticas de caudales, no viene indicado y hay que percatarse al internalizarse en los números de la estadística. Esto se puede corregir si se cuenta con los aforos que la DGA usa para construir la curva de duración o gasto. Estos nacen de que a veces las crecidas afectan el fondo del río embancándolo o bien profundizándolo, influyendo en la medición de nivel. Si este fenómeno no es notado por el aforador y ajustado de inmediato en el limnómetro, la DGA, al no tener un sistema para detectarlo, será traducido a las estadísticas.

Para corregir, rellenar y validar la estadística de Butamalal, se usaron los datos de Cayucupil y Nicodahue.[†] Una vez que se validó la estadística desde 1950 hasta 2006[‡], se pudo partir construyendo la curva de duración para el río Picoiquén por medio de la ecuación de extrapolación.

Curva de duración

El propósito de obtener la ecuación de extrapolación a partir de la correlación entre las estadísticas en períodos comunes, es poder usarla para traspasar los caudales registrados en Butamalal desde 1950 hasta 2008 a caudales de Picoiquén para el mismo espacio de tiempo.

$$\text{Ecuación de Extrapolación: } § Q_p = 0,778 * Q_b^{1,093}$$

La estadística de Butamalal después del relleno y validación era de 16.195 datos que representan el 78% del total de días que debía haber tenido la estadística si estuviese completa. Estos registros se tomaron como base Q_b para generar los Q_p .

* Esta razón es la más usual. Las estaciones antiguas registran datos en unos rollos de papel similares a los usados en las estaciones de monitoreo de sismos. Estos rollos cuando se acaban a veces no son repuestos de inmediato y pasan varios días sin poder registrar caudales.

† Recordar que la estación Purén en Purén no está en régimen semimódulo y por ende no es válida.

‡ La estadística de Cayucupil va desde 1950 hasta 1983 y Nicodahue desde 1988 a octubre 2006.

§ Ver gráfico 4.4.

La curva de duración es el producto final del estudio hidrológico, en esta se ordenan los datos de manera decreciente de tal modo de asociarles una probabilidad. Esta probabilidad, llamada probabilidad de excedencia, se define como la probabilidad de que en promedio un evento sea igualado o superado en la realización de un experimento. Existen diferentes métodos para asignar una de acuerdo a la posición que ocupa un dato en la muestra ordenados en forma decreciente.

$$Prob(X \geq x_j) = F(x_j) = \frac{j - a}{n + b}$$

j: posición del evento dentro de la muestra
n: número de eventos en la muestra

Los diferentes postulados que definen la probabilidad de acuerdo a la posición, varían en los parámetros *a* y *b*, estos se pueden apreciar en la tabla 5.3. Una vez que se extrapoló la estadística de Butamalal a Picoiquén, la probabilidad se determinó a través de las funciones de Weibull y Hazen*, asignando probabilidades que para términos prácticos eran idénticas, con una bondad de ajuste y coeficiente de correlación entre ambos resultados igual a 1.

Tabla 4.5
Posiciones de trazado

Autor	a	b
Weibull	0	1
Hazen	0,5	0
Gringorten	0,44	0,12
Blom	0,375	0,25
Tukey	0,333	0,333
Bernard, Bos	0,3	0,2
Levenbach	-	-
Beard	0,31	0,38
Cunnane	0,4	0,2
California	0	0
Chegodajev	0,3	0,4

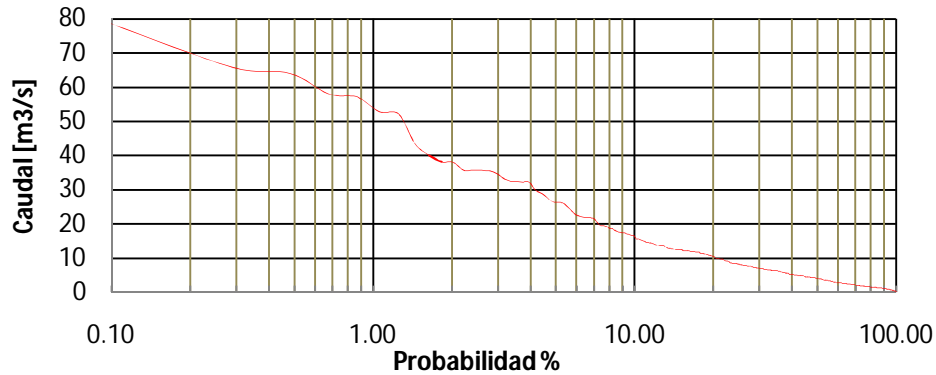
Fuente: Elaboración Propia a partir de información bibliográfica[†]

Los caudales diarios extrapolados a Picoiquén ordenados de en forma decreciente asociados a una probabilidad de acuerdo a su posición en la muestra por medio de Hazen, corresponden a la curva de duración del gráfico 4.5:

* Según conversaciones con el experto Ricardo Astaburuaga se eligió trabajar con estas por ser las más utilizadas entre hidrólogos.

[†] Para mayor información ver: Omotayo B. Adeboye* y Michael O. Alatise “Performance of probability Distributions and Plotting Positions in Estimating the Flood of River Osun at Apoje Sub-basin, Nigeria” y Varas, Eduardo / Bois, Philippe “Hidrología probabilística”

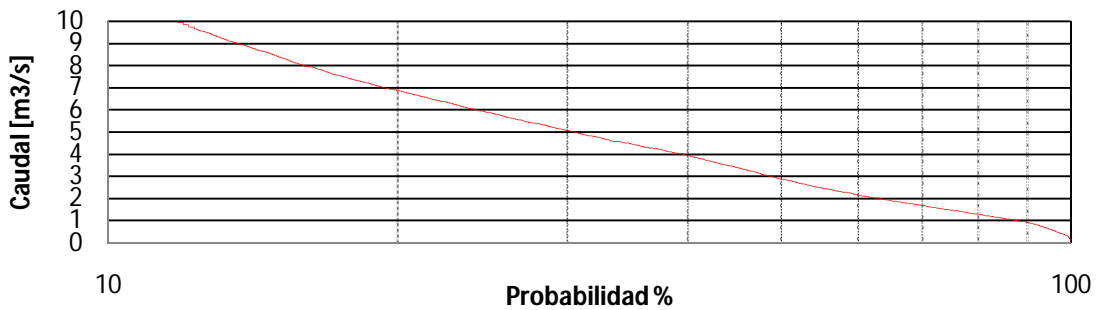
Gráfico 4.5
Curva de duración Picoiquén
 Desde 0,1% a 100%



Fuente: Elaboración Propia

El rango relevante de caudales para la operación y diseño de la central se ubica por sobre el 40% de probabilidad de excedencia, donde los caudales están en el rango para elegir el caudal de diseño. El detalle de la curva de duración para el rango mas critico de la central se puede ver a continuación.

Gráfico 4.6
Curva de duración Picoiquén
 Desde 10% a 100%



Fuente: Elaboración Propia

Conclusiones

Cuando se hace la relación de caudales por translación regional de cuencas, se llega a un resultado con más error, porque no se asumen las diferentes respuestas de la cuenca, y no se da un espacio para interpretar características fuera de la matemática de las estadísticas. Con el cálculo que se está haciendo, se está siendo conservador desde el principio, adoptando criterios conservadores con respecto al dato más incierto que es la hidrología. Después ya no hay que ser más conservador en datos y elementos que tienen mayor certidumbre. El criterio conservador se basa principalmente en que en Picoiquén llueve menos que en Butamalal. Vale mencionar que la retención de agua en el suelo de bosques de la cuenca de Picoiquén está asegurada a ser constante por lo menos para el horizonte de evaluación, ya que su hoya es el Parque Nacional Nahuelbuta, entonces no hay riesgo de que se cambien los bosques nativos por plantaciones forestales.

Las cuencas que se comparan son colindantes por lo que la correlación debiera ser buena. Ahora bien, las lluvias no son idénticas por que los frentes de agua ascienden desde poniente a oriente y en ese ascenso botan más agua. La solidez del clima chileno frente al cambio climático se da primordialmente por la gran capacidad que tiene el océano Pacífico de regular la temperatura, la corriente de Humboldt y el frente de alta presión de Antofagasta. Esto hace de Chile un país menos riesgoso cuando se evalúan proyectos que tienen como base el clima*.

El estudio hidrológico tiene que ser complementado a medida que pasa el tiempo tanto con mas aforos en el río Picoiquén como su asociación con datos paralelos de la estación Butamalal. Esto permitirá corregir y afinar la curva de descarga y la ecuación de extrapolación, para llegar a una curva de duración de mejor calidad. Con respecto a la información en terreno, será útil para un estudio más detallado contar con fotografías aéreas de ambas cuencas, de modo de determinar con precisión los porcentajes de las cuencas cubiertas por los diferentes tipos de vegetación. También será útil determinar los aportes realizados por la parte de la cuenca que se encuentra entre la estación El Manzano y el punto de captación.

* Conversaciones con experto Ing. Hidráulico Ricardo Astaburuaga

Capítulo 5: Central de Pasada Picoiquén

¿Qué es una central de paso?

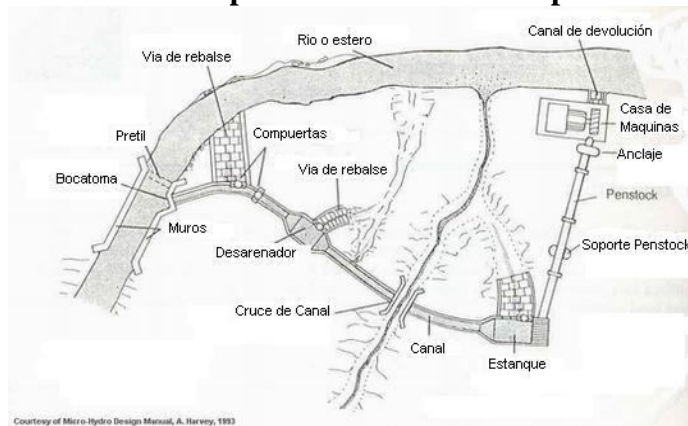
El presente proyecto hidroeléctrico tiene por objetivo aprovechar la energía hidráulica potencial propia del río Picoiquén en la cordillera de Nahuelbuta. El potencial energético del río está en la masa de agua, la diferencia de altura, y la fuerza de gravedad. La energía potencial de un cuerpo que se encuentra a cierta altura se transforma a energía cinética cuando este disminuye su altura relativa, es decir, pasa de un estado de mayor energía potencial y menor energía cinética, a un estado de menor energía potencial y mayor energía cinética.

La energía cinética del río, será aprovechada transformándola en energía eléctrica para luego comercializarla.

Este proyecto considera utilizar un sistema hidroeléctrico de pasada, o sea aquel en que el paso del agua a través de una turbina hidroeléctrica depende de una altura fija de descarga y del caudal natural de agua que fluye en un río y que no comprende un embalse de acumulación y regulación de energía.

El sistema de pasada que será utilizado en este proyecto incluye los equipos y componentes básicos que permiten una transformación eficiente de energía hidráulica en energía eléctrica y que muestra la figura 3.1;

Figura 5.1
Elementos típicos de una central de pasada



Fuente: Micro hydro design, A. Harvey 1993

Componentes generales

- ❖ Pretil de captación de aguas
- ❖ Canalización de aguas del río por el canal de aducción.
- ❖ Sistemas de acondicionamiento de las aguas y remoción de sedimentos.

- ❖ Sistemas de filtración y regulación de flujo de las aguas en la aducción.
- ❖ Sistemas de mantención y limpieza de canal.
- ❖ Chimenea de equilibrio o cámara de carga.
- ❖ Tubería de presión o “*Penstock*”(acero, uPVC, HDPE, GRP)
- ❖ Turbina y sistemas óleo hidráulicos de control de flujo.
- ❖ Generador eléctrico sincrónico acoplado a la turbina.
- ❖ Casa de maquinas y control.
- ❖ Canal de devolución de las aguas al río Picoiquén.
- ❖ Sistemas de control y protección eléctricos.
- ❖ Transformador eléctrico y líneas de transmisión.
- ❖ Sistema de medición y control de inyección de electricidad.

Forma de crear la caída

- ❖ Centrales de Aducción: El caudal por utilizar se transporta entre la bocatoma y la zona de caída mediante obras de conducción como canales y túneles.
- ❖ Centrales de Presa: Crean su altura de caída mediante una presa que cierra el cauce utilizado.

Capacidad de regulación del caudal utilizado

- ❖ Centrales de Pasada: No disponen de obras de regulación del caudal.
- ❖ Centrales de Embalse: Cuentan con un volumen utilizable en regulación del caudal afluente. Según su capacidad, se clasifican en centrales con regulación diaria, semanal (en ambos casos se usa el término de estanque de sobrecarga), estacional (caso de C. Rapel y C. Canutillar) e interanual (caso de Lago Laja).

Ubicación

El proyecto de generación hidroeléctrica de pasada Picoiquén estará ubicado en la IX región* de Chile, en la cuenca del río Bio-Bio, inserto en la subcuenca de los ríos Malleco y Vergara, y conectada al subsistema SIC-5, con las siguientes coordenadas†:

* Vale hacer notar que en toda la extensión IX región no existen zonas de protección de acuíferos que alimenten vegas y bofedales. En la zona afectada por las obras no existen zonas declaradas como Santuarios de la Naturaleza. Ítems que influirán posteriormente para la determinación del sistema de evaluación de impacto ambiental.

† Coordenadas referidas al Datum WGS-84, Huso 18. Las alturas corresponden a Altura Elipsoidal las que, como magnitud numérica, difieren en aproximadamente 30 metros con respecto al nivel medio del mar, usado como nivel cero de referencia en las planchetas IGM escala 1:50.000. Las diferencias de altura entre sí, se relacionan con una precisión mejor que 20cm.

Tabla 5.1
Topografía puntos relevantes río Picoiquén

Bocatoma Picoiquén		
Norte 5,813,149.67	Este 690,793.83	Altura 548.01
Descarga Picoiquén		
Norte 5,812,365.41	Este 697,739.95	Altura 105,59

Fuente: Elaboración propia

Figura 5.2
Imagen de Google Earth



Fuente: Elaboración propia

Derechos de Agua

La concesión básica para la central hidroeléctrica es el derecho de agua no consuntivo entregado por la DGA*. Para efectos prácticos este derecho siempre debe ser corroborado por la empresa interesada en desarrollar el proyecto de generación con un estudio hidrológico adecuado dado que en este se basará el diseño de las obras, maquinas y equipos eléctricos. Si el estudio determina que el caudal difiere del derecho otorgado, se puede presentar a la DGA pidiendo una rectificación del derecho, con el propósito de aprovechar el caudal real existente†.

La Dirección General de Aguas entrega los derechos no consuntivos del siguiente modo:

* Tipos de derechos explicados en capítulo 1

† Para el caso de presentar un mayor caudal que el otorgado. En caso contrario, el caudal de diseño está comprendido dentro del derecho otorgado por la DGA.

- ❖ Para efectos de determinar los caudales disponibles en la cuenca para **derechos permanentes** se considera la probabilidad de excedencia de 85%.
- ❖ Para determinar la disponibilidad del recurso para la posible constitución de **derechos eventuales** se considera la probabilidad de excedencia de 10%.

Para determinar el **caudal ecológico**, se calcula de acuerdo a lo señalado en el Manual de Normas y Procedimientos para la Administración de Recursos Hídricos. Tal caudal es el mínimo que debieran tener los ríos para mantener los ecosistemas presentes, preservando la calidad ecológica. Para su determinación existen dos criterios diferentes, definiéndose como un porcentaje del caudal natural o bien como un requerimiento de caudal por parte de los agentes usuarios (flora, fauna, humanos, etc.). De estos dos criterios se desprenden las siguientes estimaciones:

- ❖ $Q_{Eco} = 10\%$ del caudal medio anual.
- ❖ $Q_{Eco} = 50\%$ del caudal mínimo del estiaje del año 95%*.
- ❖ $Q_{Eco} =$ Caudal excedido al menos 330 días al año.
- ❖ $Q_{Eco} =$ Caudal excedido al menos 347 días al año.

El caudal Ecológico determinado por la DGA para el río Picoiquén es de 464 litros por segundo, por lo que se asumirá para los cálculos como correcto, independiente de los valores correspondientes a los diferentes criterios para su cálculo por medio del estudio hidrológico.

Actualmente se cuenta con un derecho no consuntivo a nombre de Compañía Eléctrica Montegrande (CEM), la cual estudia la construcción de la central Picoiquén. Este derecho deberá ser corroborado en cuanto a sus caudales con el estudio hidrológico realizado y retroalimentado con un mayor número de observaciones.

Tabla 5.2
Derecho de aprovechamiento sobre Río Picoiquén[†]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Permanente	821	598	576	632	1.241	2.920	4.782	5.002	3.973	2.750	1.680	1.206
Eventual	910	745	566	1.057	5.384	4.080	2.218	1.998	3.027	4.049	2.459	151
Total	1.731	1.343	1.142	1.689	6.625	7.000	7.000	7.000	7.000	6.799	4.139	1.375

Fuente: Elaboración propia con datos de DGA

Las coordenadas de la tabla 5.1 representan la modificación al derecho de agua otorgado por la DGA, las cuales serán las coordenadas para el estudio y eventual construcción debido a las bondades para las obras en terreno de estos puntos.

Energía y Potencia hidromecánica

Para la generación hidroeléctrica, hay que estudiar la conversión de un tipo de energía en otro, comprendiendo el fenómeno en términos energéticos de física básica*.

* Porcentaje referido a la probabilidad de excedencia: (X% quiere decir que durante X de cada 100 años ese caudal es superado).

[†] Constituye derecho de aprovechamiento superficial y corriente a favor de CEM, D.G.A. N°458

La energía potencial de un cuerpo de masa m que se encuentra a altura H , sometido a aceleración de gravedad $g=9,806$ [N/m³], es $EP=mgH$.

De esta forma, la potencia teórica será $P=9,806 QH$ [W =Nm/s], con Q el caudal en m³/s de modo de prolongar el cálculo en el tiempo, dado que el cálculo con m es la observación atemporal del fenómeno. Como en cualquier fenómeno de conversión de energía existen pérdidas asociadas a este, por esta razón se introduce en el cálculo de la Potencia Efectiva el factor η . En que η es la eficiencia de todo el proceso de conversión de la energía hidráulica (mecánica) en eléctrica. Por lo tanto $P_e=9,08 QH \eta$ [kW].

Si Q_m es el caudal medio aprovechado, aceptando el valor medio de $\eta = 0,85$, se obtiene:

$$E = 8,3 Q_m H T \text{ [kWh]}$$
$$P_m = 8,3 Q_m H \text{ [kW]}$$

Según indicaciones del proveedor de los equipos electromecánicos, los ajustes de eficiencia observados en los equipos que fueron cotizados es levemente mayor a la estimada anteriormente. Esto se puede deber a que la eficiencia total del sistema calculada por el profesor Bennewitz fueron hechos en base a un conjunto de centrales dentro de las cuales se consideraron algunas que no presentan las características de eficiencia de los equipos actuales.

El proveedor sostiene que el conjunto turbina-generador es capaz de entregar:

$$P_{nom} = 8,8627 Q_m H \text{ [kW]}$$

Caudal de Diseño

Una de las decisiones más complejas en la definición de parámetros para una central hidroeléctrica de paso es probablemente la elección del caudal de diseño. Tal como lo dice su nombre, este corresponde al caudal para el cual se diseñan las obras de conducción, por lo que es el máximo que éstas pueden conducir en las condiciones de seguridad prefijadas.

El caudal de diseño será el que regirá la elección de la o las turbinas, la magnitud de la bocatoma, canal de aducción, cámara de carga, rápido de descarga, tubería de presión, casa de maquinas, restitución y las condiciones de interconexión a la subestación.

Actualmente las centrales hidroeléctricas de paso que no cuentan con datos hidrológicos de calidad han tomado como caudal de diseño el caudal con un 60% de probabilidad de excedencia de la curva de duración[†]. Según opiniones del experto Ricardo Astaburuaga, la mayoría de los proyectos están siendo diseñados para el caudal 50% dados los altos precios de la energía actuales, por lo que se optará por esta opción. Del estudio hidrológico se sabe que el caudal 50% es de 2.88 m³/s. Tal como se dijo en el estudio hidrológico, este valor deberá ser “pulido” al considerar mas mediciones y aforos.

* Vease: Bennewitz Bastian, Rodolfo “Proyecto de Centrales Hidroelectricas”

† Bennewitz, Rodolfo (2006) “Proyecto de centrales hidroeléctricas”,

Determinar con precisión el caudal de diseño es una tarea que se escapa de los alcances del presente estudio, pero como referencia este debe ser determinado por un proceso en que se busca el punto donde se maximiza la curva de utilidad. Para esto se debe contar con una curva de costos detallada para cada posible caudal de diseño y la curva de ingresos asociados a la correspondiente decisión de modo de encontrar el mayor VPN para el proyecto.

Bocatoma

Se analizarán dos alternativas de bocatoma tanto en el concepto como en ubicación. Estas serán descritas a continuación, con sus ventajas y desventajas. Se optó por la bocatoma numero dos por sus prestaciones más tradicionales que involucran menor volatilidad en la estimación de los costos asociados a su construcción. En el momento de considerar avanzar con la ingeniería de mayor detalle se deberán corroborar los datos con topografía, mecánica de suelos y sondajes para optar por la bocatoma definitiva. Lógicamente no se descarta la recomendación de explorar y analizar algún diseño alternativo a los planteados.

Las bocatoma 1 y 2 se ubican en los puntos de aducción 1 y 2 respectivamente. Las coordenadas son:

Tabla 5.4
Coordenadas Bocatoma Consideradas
UTM

Bocatoma 1		
Norte	Este	Altura
5,813,149.67	690,793.83	548.01
Bocatoma 2		
Norte	Este	Altura
5,813,413	691,467	545.5

Fuente: Elaboración propia con datos de DGA

El diseño de la bocatoma se hizo en base a deducciones preliminares de expertos, mientras que los costos fueron realizados para el estudio en base a las características del diseño conceptual.

Bocatoma 1

El río Picoiquén en la zona de aducción presenta un régimen que podría describirse como una piscina hasta las coordenadas de la bocatoma 2, donde empieza a bajar constantemente.

El diseño de esta bocatoma consta de un pequeño tranque peraltado aproximadamente 2 metros. Este tranque se genera peraltando el nivel del agua con un bloqueo artificial inflado llamado *Rubberdam*. Este dispositivo tiene la ventaja de actuar como un pretil clásico con compuertas pero en vez de tener partes mecánicas móviles, su accionar es regido por la presión interna generada por un compresor de aproximadamente 2 bar. El aire a presión escapa cuando el nivel del agua supera un nivel crítico para el cual está diseñado el aparato. Este elemento tiene la gran ventaja de no necesitar un operador para controlarlo en el caso de una crecida como una

bocatoma tradicional ya que se desinfla solo, permitiendo el paso del agua libremente por sobre este.

Aguas arriba, en el tranque, se ubica un plano arcilloso, sobre el cual se debe excavar un canal. Este es básicamente una zanja de 4 o 5 metros de ancho por 2 metros de profundidad cubierta por gaviones en los taludes y en el fondo.

El canal de aducción parte después de atravesar un pequeño monte con un túnel (acueducto) de 280m que conecta con el canal antes descrito. El problema de este diseño es precisamente este elemento.

Según conversaciones tenidas con el experto Juan León de Agrosonda S.A., la excavación de túneles de tan reducido diámetro es un problema, ya que la maquinaria utilizada excava por lo menos el ancho mínimo de esta, lo que supera el diámetro estimado de 2 metros del túnel. Por otro lado, aparentemente el terreno por donde pasaría el túnel es mayoritariamente tierra arcillosa, lo que hace aun más complicada la construcción. De acuerdo a conversaciones con expertos, si este fuese excavado en roca sería más fácil y barato, ahora bien, no se cuenta con sondajes, por lo que estas suposiciones deberán ser corroboradas a medida que el proyecto cobre vida.

Lógicamente todos estos valores deben ser revisados y optimizados en el caso de elegir esta opción ya que han sido presentados solo para crearle al lector una idea de las dimensiones de las obras.

Figura 5.3
Esquema Bocatoma 1
Imagen de Google Earth



Fuente: Google Earth, elaboración propia

Bocatoma 2

Siguiendo un diseño más tradicional^{*}, se propone una obra de captación que consiste en una barrera móvil y una barrera fija que generan una poza. La barrera fija es un muro vertedero trapezoidal de 28 metros de largo que mantendrá el nivel del agua constante al permitir el paso libre por sobre este en todo momento. Este está diseñado[†] para el caudal de crecida de $300\text{m}^3/\text{s}$. La barrera móvil consta de una cámara o “cajón” de hormigón con rejas en el lado de la poza para dejar entrar el caudal de diseño, y por el otro lado la salida del tubo del canal de aducción. En la misma cámara, habrá una compuerta de sector[‡] de H: 1.5 y B: 1.2. La ventaja de este tipo de compuerta es que permite abrir y cerrar el paso por dentro de la cámara sin presencia de elementos externos arriba de la compuerta, como las compuertas tradicionales con rieles e hilos que podrían ser dañados en una crecida. Este diseño permite, en el caso de una crecida, que el agua pase sobre toda la obra sin comprometer la integridad de las obras ni de las piezas móviles.

La zona donde se ubica la bocatoma 2 presenta una gran cantidad de rocas aparentemente sanas, sobre las cuales las obras se podrán anclar. Aguas arriba hay una poza natural de 200 metros que hace las veces de desarenador.

Figura 5.4

Ubicación Bocatoma 2

Imagen de Google Earth, línea azul indica al canal



Fuente: Google Earth, elaboración propia

A continuación se presenta un esquema ilustrativo de las obras de aducción sobre fotografías reales tomadas hacia aguas arriba del punto de captación indicado en la figura 5.3.

^{*} Propuesto por el Ingeniero Hidráulico Ricardo Astaburuaga

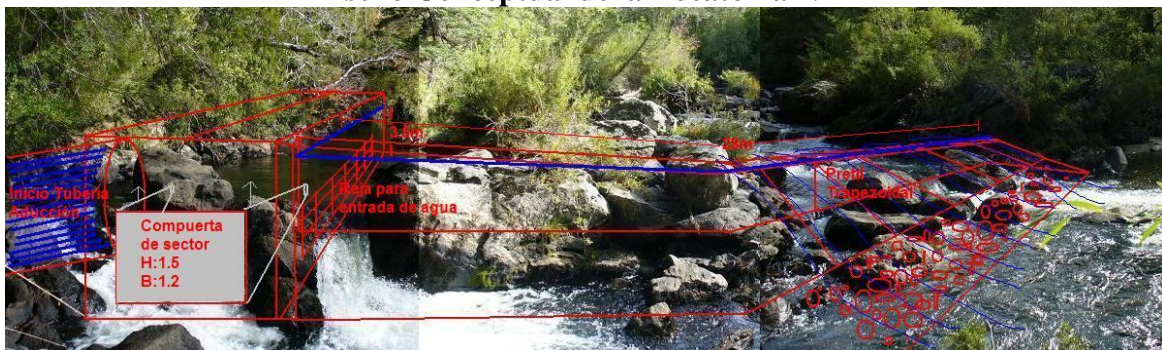
[†] Según estimaciones de Ricardo Astaburuaga, el ancho de 28 metros es el mínimo por el cual $300\text{m}^3/\text{s}$ son evacuables.

[‡] Estas compuertas funcionan radialmente sobre sus dos pivotes, uno en cada lado de la cámara. Comparativamente es más cara que las compuertas comunes pero tiene la ventaja de ser más robusta por quedar completamente protegida por la cámara, además sus mecanismos no quedan expuestos en caso de una crecida. El precio de esta debe rondar el doble que el de una compuerta normal, aproximadamente US\$ 5,500. Las dimensiones son resultado de cálculos de expertos.

Figura 5.5
Zona de Ubicación Bocatoma 2



Figura 5.6
Diseño Conceptual de la Bocatoma N°2



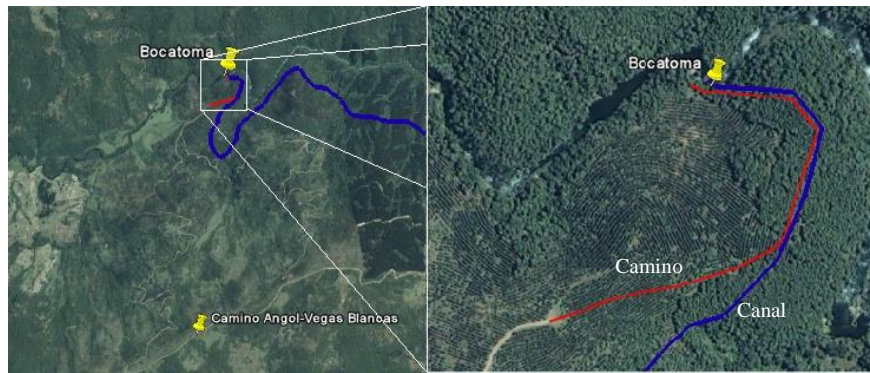
Fuente: elaboración propia en base a descripción de Ricardo Astaburuaga

Es importante destacar que ambos diseños no requieren de un desarenador ya que debido al régimen en el que viene el río (pendiente prácticamente nula), este actúa como un desarenador natural.

El diseño elegido para la evaluación se basa en un criterio conservador y menos riesgoso. A pesar de que el diseño 1 tiene la ventaja de ganar aproximadamente 3 m.c.a., tiene mayores riesgos de constructibilidad. Si se piensa en ser conservador, un diseño más clásico es más certero en cuanto a los costos, por lo que se eligió el diseño 2. En el momento de partir con la ingeniería conceptual más detallada se podrá evaluar el potencial y viabilidad de obras más creativas.

Para llegar a la bocatoma elegida habrá que prolongar un camino forestal que baja del camino publico de Angol a Vegas Blancas. El nuevo camino será de 600 metros de largo y de 7 metros de ancho. Se planificó empalmarlo con el trazado de aducción para complementar el camino ya existente al lado de la tubería, con esto el nuevo camino se reduce a 300 metros y para el resto se usa el camino de mantención del canal.

Figura 5.7
Acceso a Bocatoma N°2



Fuente: Elaboración propia

Canal de aducción

Los canales de aducción tradicionalmente han sido construidos como canales trapezoidales abiertos de hormigón. Estos presentan una gran debilidad en el caso de Picoiquen dado que al tratarse de un trazado que involucra actividad forestal, existen riesgos asociados a la tala y manejo de los bosques, circulación de camiones, actividad humana, etc. Una buena forma de evitar tener algún problema con elementos extraños en las aguas del canal es construir la aducción en tubería. De otro modo estos eventos obligarían a detener la generación para poder extraerlos, o bien dañarían seriamente los equipos.

El cálculo del diámetro de la tubería se hace con la ecuación de Manning:

$$V = \frac{1}{n} * \left(\frac{A}{P}\right)^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}}, \quad Q = V * A$$

Despejando el radio r para un tubo en presión*:

$$r = \sqrt[2,6]{Q * n * \frac{1.5874}{\pi * \sqrt[2]{S}}}$$

Donde:

- A= Área mojada, en m²
- P= Perímetro mojado, en m.
- n= Un parámetro que depende de la rugosidad de la pared.
- V= Velocidad media del agua en m/s.
- Q= Caudal del agua en m³/s.
- S= la pendiente de la línea de agua m/m

* Un tubo en presión esta 100% lleno de agua, por lo que $\frac{A}{P} = r/2^{2/3}$.

Para tuberías de HDPE se tiene un n de Manning de 0.009* que comparado con el 0.015 de canales de hormigón armado trapezoidales es un 50% mejor, lo que se traduce directamente en una pendiente un 50% menor con la consecuente menor pérdida de cota.

La tubería partirá desde la bocatoma con un metro de presión columna de agua, con el propósito de hacerla operar 100% llena en todo momento.

Las tuberías analizadas son las fabricadas por Tehmco, Spiropecc y PECC 63. Todas de diámetro interno de 1600mm. Las especificaciones son las siguientes:

Tabla 5.5
Especificaciones Tuberías Cotizadas

	Clase 60	Clase 120	Clase 240	Clase 345	Clase 450	PECC 63
Ra (Kg/cm ²) [†]	0,98	1,30	1,55	1,70	2,11	2,5
Peso (Kg/m)	77,3	104,8	127,9	149,5	186,8	225,2
Diam. int.	1600	1600	1600	1600	1600	-
Diam. ext.	-	-	-	-	-	1700

Fuente: Elaboración propia, Tehmco S.A.

Se optó por utilizar una tubería Spiropecc de Tehmco clase 120, la cual soporta 13m.c.a. Como se verá más adelante en este capítulo, esta tubería cubre las necesidades que involucra el diseño planteado.

Considerando que la tubería no va a ser usada como acueducto si no que en presión, el cálculo para mantener un flujo de agua de 2.88 m³/s con una pendiente constante de 0,05%, entrega que es necesario usar tubos de 1.63m de diámetro interno. El desnivel originado en la tubería de aducción para los 8.890 metros del trazado para llegar a la chimenea de equilibrio será:

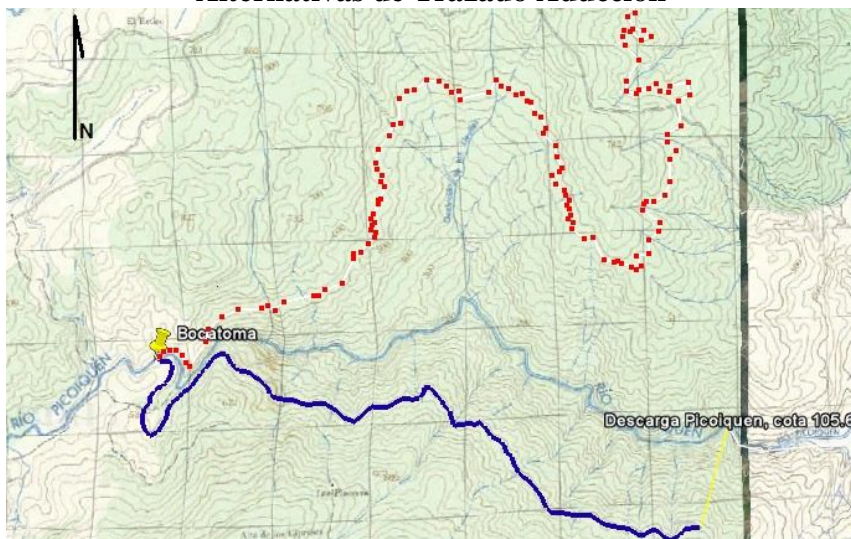
$$Desnivel Aducción = 8.890 * \frac{0,05}{100} + 1 = 4,445m$$

El trazado del canal de aducción se proyectó por la ribera sur dado que la opuesta no resulto ser viable. La cota del canal de aducción por la ribera norte se aleja antes de acercarse a la zona de descarga dado que el cerro cae bajo la cota deseada. Ambas alternativas se pueden notar a continuación, siendo marcado en línea continua el trazado final del canal de aducción.

* Según conversaciones con expertos fabricantes de tuberías de HDPE de Tehmco S.A. y ADS.

† 1 Kg/cm²=10m.c.a., Cualquier tubería debe ser sometida a pruebas de estanqueidad, debiendo resistir sin problemas una presión interior de 0,5 bar (o 5,01m.c.a.), según la norma DIN 4033.

Figura 5.8
Alternativas de Trazado Aducción

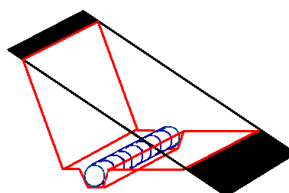


Fuente: Elaboración propia

El terreno por donde pasará el canal de aducción es mayoritariamente forestal, con una alta presencia de caminos forestales que podrán ser utilizados durante la construcción.

La tubería se proyecta enterrada y acompañada por un camino de 4 metros de ancho. En total, el corte en el cerro deberá ser tal que permita dejar un plano de 7 metros de ancho, considerando 2.5 metros de zanja y un borde de seguridad.

Figura 5.9
Esquema de instalación de tubería
Corte en ladera



Fuente: Elaboración propia

Las dimensiones estimadas para construir el canal de aducción son los siguientes:

Tabla 5.6
Itemizado Canal de Aducción Entubado

Ítem	Cantidad	Unidades
Excavación mesa	202.300	m ³
Excavación zanja	30.300	m ³
Hormigón H-25	140	m ³
Acero armaduras	10.392	kg
Rellenos controlados	11.200	m ³
Drenajes	8.890	mtl.
Tubo HDPE1600mm int.	8.890	mtl.

Fuente: Elaboración propia, Agrosonda S.A. y expertos

En los 8890 metros de canal, hay que solucionar 5 pasadas de agua, de las cuales 4 son de pequeña magnitud y una que tiene una cuenca estimada en 2km². Según experto Ricardo Astaburuaga, la estimación del aporte de agua durante una crecida debe ser de 2m³/s por km². Esto obliga que la obra para solucionar este curso de agua, “Pasada tubo 1” en la figura 5.10, debe ser un puente para el canal de aducción.

Las demás pasadas de agua no debiesen presentar problemas durante una crecida ya que ninguna fue estimada en superar el km² de hoya, por lo que estos fueron solucionados con un badén de hormigón que cubre el camino y el tubo con tal de evitar la socavación de las obras por efecto del agua.

Figura 5.10
Obras de Arte en Aducción



Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.7
Itemizado Pasadas de Agua

Ítem	Cantidad	Unidades
4 pasadas de agua en badén		
Hormigón H-25	9*4=36	m ³
Moldajes	3*36=108	m ²
Acero Armaduras	4*9*100=3600	kg
1 puente*	*Se estimó en base a conversaciones con expertos, solo el precio total	

Fuente: Elaboración propia, Agrosonda S.A. y expertos

La alternativa al modelo de canal planteado es un canal tradicional abierto de hormigón. Los dimensionamientos de este fueron planteados para comparar económicamente las alternativas. Según conversaciones con expertos la alternativa conservadora y clásica siempre debe ser la que se evalúa, para establecer una línea base de la cual partir innovando para mejorar el proyecto. No se optó por evaluar en esta base debido a que los canales entubados están transformándose en una alternativa muy utilizada y de bajo riesgo.

El canal abierto planteado fue de hormigón armado considerando una base de 1.5m y taludes con pendiente 1:1 de 1.20 metros de largo y espesor de 20cm. Las excavaciones se consideraron idénticas a las necesarias para cualquiera de las dos alternativas. Los resultados de la comparación se expresan en el capítulo de evaluación económica, pero se puede adelantar que la opción entubada resulta ser más barata*.

Tabla 5.8

Itemizado Canal de Aducción Abierto		
Ítem	Cantidad	Unidades
Hormigón H-25	6.934	m3
Moldajes	20.803	m2
Acero armaduras	693.420	kg

Fuente: Elaboración propia, Agrosonda S.A. y expertos

Estimación de la Columna de Agua

La central Picoiquen crea la altura de columna de agua por medio de un canal de aducción, el cual lleva el agua desde la zona de captación hasta el inicio de la tubería forzada o “penstock”.

La diferencia neta de cotas entre captación y restitución es de 442.42 metros. A dicha altura hay que restarle 2,5m debido a que la bocatoma final se encontrará a aproximadamente 1.000 metros aguas abajo del punto donde se tomaron las mediciones topográficas. En ese tramo existe un pequeño rápido de 1.5 metros aproximadamente y a eso hay que sumarle la pendiente natural del río que se estima en 1 metro debido a que el río fluye como una piscina. Se considerará una diferencia de cotas producto de esta particularidad de 439,92m.

Si se considera un despeje para crecidas, tratándose de un río principal pero no de grandes magnitudes, el diseño para crecidas debe corresponder a la probabilidad de 1:100 años. Como no se cuenta con antecedentes de crecidas, para un período de 100 años, el factor a aplicar será de 12 veces el caudal promedio[†]. Para estos efectos se considerará que el río en la zona de restitución crecerá un metro por sobre el pelo de agua promedio[‡]. Esto dejara 438,92 metros para el diseño, y teniendo en cuenta que la casa de maquinas debe estar por sobre este nivel, se dejara un margen de libertad de otros dos metros, obteniendo 436.92 metros de columna de agua entre la boca de entrada a la turbina y la cota del punto de captación.

Independiente de lo anterior se debe considerar el desnivel provocado en el trazado del canal de aducción para generar el flujo del agua a través de este. El desnivel del canal de aducción en los 8890m es de 4,445m mas otro metro en el inicio para causar presión.

Finalmente la columna de agua para el diseño será de 431,5 metros, considerando todos los puntos anteriores.

* Resulto que el canal abierto es casi 2,5 veces más caro que el canal entubado.

[†] Véase: Bennewitz Bastian, Rodolfo “Proyecto de Centrales Hidroeléctricas”, capítulo obras en zona de caída.

[‡] Consulta a Ing. Hidráulico, Don Ricardo Astaburuaga G. quien recomienda ampliar el área del cauce y despejar piedras, troncos y otros elementos para mejorar la fluidez (coef. *n* De Manning) del río en la zona donde se ubicará la casa de maquinas, minimizando el impacto de una crecida.

Con esto se puede determinar la potencia hidromecánica como:

$$Potencia_i [MW] = 431,5 * 8,627 * Q_i$$

Figura 5.11
Diagrama Tubería de presión y caída neta



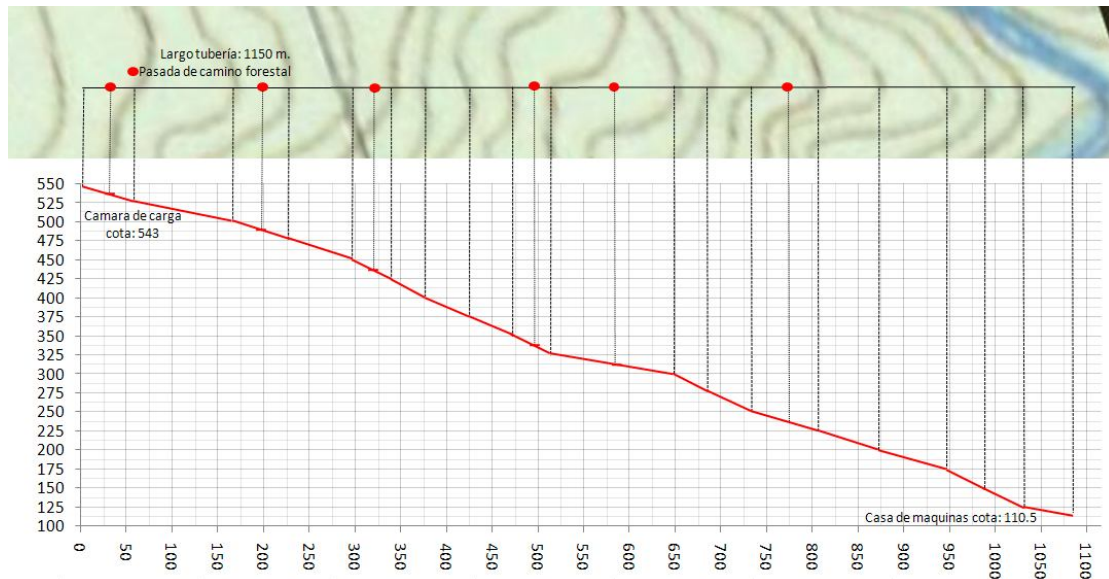
Fuente: elaboración propia

Tubería de presión

La tubería de presión tradicionalmente es un tubo de acero que conecta la boca de la turbina con el final del canal de aducción. Por esta razón el tubo debe pasar lo más cerca posible del eje de la línea que une ambos puntos con tal de evitar pérdidas de carga por cambios de dirección del flujo y un diseño de menor costo. Para posibilitar el aprovechamiento de la altura de caída lograda con las obras de conducción, el escurrimiento de las aguas por el interior de las tuberías forzadas tiene que ser a sección llena y en presión.

El perfil del cerro por donde pasará la tubería se realizó con las cartas del IGM en escala 1:50,000 que tienen las líneas de cota cada 25 metros.

Figura 5.12
Perfil tubería de presión
Cotas cada 25 metros



Fuente: Elaboración propia, Carta IGM, “Los Sauces”.

La presión interior varía a lo largo de la longitud de la tubería, aumentando desde un valor reducido, dado por el desnivel entre el espejo de aguas situado en la chimenea de equilibrio y el eje de entrada a la tubería, hasta el eje de entrada a la turbina. La altura de caída total, medida desde el citado espejo de aguas hasta la turbina son los 431.5m calculados en el subcapítulo anterior.

Hay que considerar para el diseño de la tubería el eventual golpe de ariete. El golpe de ariete se genera después de una detención de emergencia de la central, provocando una sobre presión en la tubería producto de la inercia de la columna de agua.

El efecto del golpe de ariete en la tubería se calcula como una línea de sobre-presión de un 35% extra por sobre el punto de máxima carga (eje de entrada a la turbina) que decae linealmente hasta unirse con la línea de presión estática en la boca de la tubería. Esta línea posteriormente será utilizada para el cálculo de los espesores del material de la tubería, con los efectos sobre los machones en los vértices y en los apoyos.

Hay proyectos donde la línea de sobrepresión por golpe de ariete es calculada con un 30% en vez de un 35%. Para este proyecto se eligió la opción de mayor seguridad para no mejorar el proyecto en su desempeño económico antes de analizarlo con las variables más clásicas, también conocidas como el “camino carretero” entre los desarrolladores de proyectos.

Calculo de espesores

El método de asignación de espesores se hace según los m.c.a. que debe soportar el tramo analizado incluido golpe de ariete. Los espesores se calculan de la siguiente manera:

$$e[mm] = \frac{presion[MPa] * diam_{int}[mm]}{2\sigma_{adm}[MPa]}$$

Donde:

Presión [MPa]	=Presión en mega pascal de la columna de agua en el punto analizado.
Diam _{int} [mm]	=Diámetro interno del tubo de presión en milímetros. También expresado como Φ_{int} .
σ_{adm}	=0.6* $\sigma_{fluencia_del_material}$
$\sigma_{fluencia_del_material}$	=Sigma de fluencia del material, considerando ATSM A-36

A modo de referencia, el cálculo debe considerar, entre otros, el criterio de Von Mises (materiales dúctiles), para comparar la tensión admisible con la tensión de sollicitación.

El valor que se desprende de este procedimiento es el sigma admisible. Este fue obtenido en conversaciones con expertos.

Las tuberías en presión tienen, por estar en presión, dos tensiones fundamentales:

- Tensión longitudinal (L) = Presión*Radio/(2*Espesor)
- Tensión tangencial (T) = Presión*Radio/Espesor

De ambas se obtiene una tensión equivalente, y es esa la que se compara con la tensión admisible. Lógicamente, el cálculo debe incluir los cálculos asociados a todos los esfuerzos, como por ejemplo la flexión provocada en los apoyos de la tubería, siendo necesario un espesor mayor eventualmente.

Para este caso, la presión interna solo aporta Sigma Tangencial, dado que nada impide el flujo Longitudinal, como en un cilindro a presión por ejemplo.

En el caso estricto, los sigmas longitudinales están dados por:

- La Flexión entre apoyos.
- Dilataciones o contracciones térmicas.
- Compresión por peso propio.
- Pandeo local, si es que existe.
- Tensiones en la junta de expansión.

Cada uno de estos involucra un cálculo complejo y específico, por lo que se optará por utilizar un valor recomendado por expertos en el tema.

Para el caso de tuberías la comparación de sigma admisible con la tensión de sollicitación equivalente se hace en base a la siguiente fórmula. Ninguna de las dos tensiones puede superar la tensión admisible, de no ser así, la tubería está mal diseñada.

$$Tension\ equivalente = \sqrt{(\sigma_L^2 + \sigma_T^2 - \sigma_L * \sigma_T)}$$

Con respecto al diámetro de la tubería, el análisis se hace por el método conocido como diámetro económico, pero tal cálculo, según expertos, conviene realizarlo para tuberías de mayor diámetro, por lo que la recomendación para una tubería delgada, como la de Picoiquén, que transporta $2.88\text{m}^3/\text{s}$, es usar una velocidad de flujo cercana a los $3,5\text{ m/s}$.

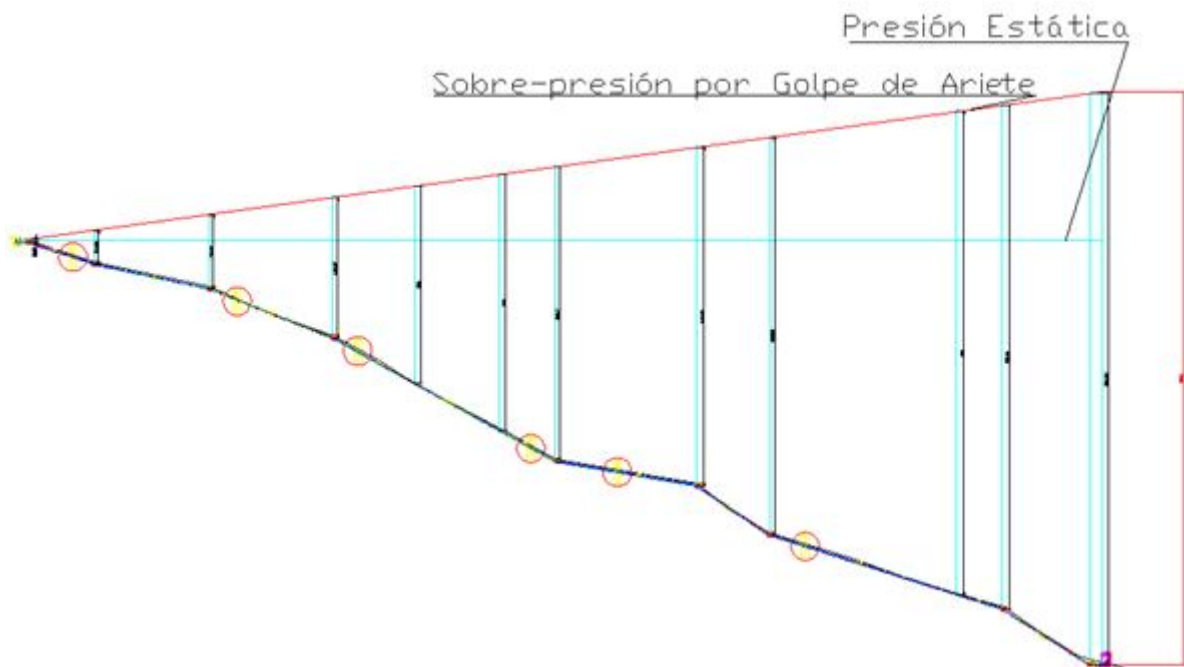
Para realizar los cálculos, las variables toman los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \text{Presión [MPa]} &= 0.00980665 * \text{Presión en m.c.a} \\ \text{Diam}_{int}[\text{mm}] &= 1000 [\text{mm}]^* \\ \sigma_{adm} &= 141,216 [\text{MPa}]^\dagger \end{aligned}$$

Mediante el cálculo anterior, se llegará a espesores muy bajos en el inicio de la tubería, pero por condiciones de transporte, montaje y estabilidad no se puede utilizar menos que el espesor mínimo. También por razones de seguridad hay que considerar 1mm extra de espesor por el eventual desgaste y corrosión.

$$e_{min} = \frac{\phi_{int} + 50}{400} + 0.1 = 4.75[\text{mm}]$$

Figura 5.13
**Esquema tubería de presión con
 líneas de presión estática y sobre-presión por golpe de ariete[‡]**



Fuente: Elaboración propia, HR Ingeniería

* Con tal diámetro, el caudal de $2.88\text{m}^3/\text{s}$ avanza a 3.67m/s .

† $0.0979945953633907 * [\text{kg}/\text{cm}^2] = [\text{MPa}]$

‡ El dibujo de mayor claridad se encuentra en el anexo VI con el detalle de elementos particulares.

Por conversaciones con expertos de HR Ingeniería*, se sabe que las tuberías de hasta 20mm de espesor son fabricadas solo en *mm* pares (2,4,6...), por lo que los valores a continuación están redondeados al espesor inmediatamente superior expresados en *mm* fabricables para las condiciones del proyecto.

Tabla 5.9
Dimensiones y cubicación tubería de presión en acero
Con línea de sobrepresión de 35%

Tramo	Φ Diámetro [mm]	e Espesor calculo + 1mm de desgaste	e Espesor [mm] Real	Largo [mm]	Masa [kg]
Tramo 1	1000	1.07	6	6,410	954
Tramo 2	1000	2.19	6	6,950	1,035
Tramo 3	1000	3.62	6	118,120	17,583
Tramo 4	1000	5.95	6	134,650	20,044
Tramo 5	1000			257,400	62,599
Tramo 5.1	1000	7.94	8	94,890	
Tramo 5.2	1000	10.03	10	99,130	
Tramo 5.3	1000	11.37	12	63,940	
Tramo 6	1000	12.93	14	145,700	51,009
Tramo 7	1000	15.02	16	88,660	35,544
Tramo 8	1000			247,050	114,134
Tramo 8.1	1000	18.01	18	198,920	
Tramo 8.2	1000	18.75	20	48,690	
Tramo 9	1000	21.15	22	105,030	58,238
Tramo 10	1000	21.21	22	8,370	4,641
Total	Largo 1,118,000	Masa 365,781			

Fuente: Elaboración propia, HR Ingeniería

Elementos anexos

- ❖ **Apoyos:** Tal como su nombre lo dice, su función es soportar el peso de la tubería. Generalmente, para tuberías exteriores, se ubican entre 6 a 10 veces el diámetro del tubo. Estos constan de dos partes, una base de hormigón armado inserta en el terreno y una “silla” que se puede describir como una herradura metálica que envuelve el tubo y se ancla a la base. Entre la herradura y el hormigón de la base existirá un movimiento relativo en el sentido longitudinal producto de dilataciones en el tubo. Para evitar problemas, los agujeros para los pernos en la herradura son avalados permitiendo que el perno que está sujeto al hormigón se mueva libremente sin comprometer su función.

Generalmente en la proximidad de un apoyo, el tubo debe ser de mayor diámetro que lo que corresponde. Esto es porque el tubo se expande radialmente al operar en presión, y como la herradura es considerable como no expansible, puede haber problemas de estrangulamiento en el tubo resultando en averías o incluso cortes. Para efectos de la evaluación esto no será incluido y quedará para análisis posterior.

* Ing. Civil Sebastian Álvarez

Figura 5.14
Apoyo de tubería central Los Quilos
Seguido por junta de expansión



- ❖ **Anclajes:** Los anclajes son los machones encargados de sujetar la tubería al terreno, impidiendo su movimiento. Se les ubica en todos los quiebres del alineamiento de las tuberías, ya sean éstos de tipo horizontal o vertical.

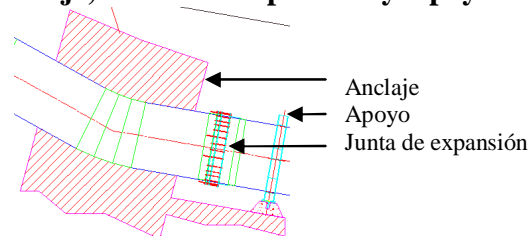
Los anclajes deben diseñarse para soportar los siguientes esfuerzos que actúan sobre ellos:

- Componente axial del peso de la tubería llena de agua (actuar como apoyo)
- Fuerza de reacción por cambio de dirección del flujo de agua, hacia arriba si el cambio es convexo y hacia abajo si es cóncavo. Esta fuerza siempre actuara hacia fuera del radio de curvatura. Es por esto que deben soportar grandes fuerzas por merito propio en base a la masa de hormigón en la que están contruidos.

Es muy importante reducir la mayor cantidad de quiebres en la tubería para evitar así tener que incurrir en la construcción de anclajes. Esto se puede lograr, si se puede, enterrando la tubería en partes para que su trazado sea una línea recta en vez de seguir el contorno del cerro donde se ubican.

- ❖ **Uniones o juntas de expansión:** Estas se ubican inmediatamente después de los anclajes y son seguidas por un apoyo. Su función es permitir la expansión y contracción natural de la tubería por cambios de temperatura entre un anclaje y otro debido a que estos no tienen libertad de movimiento como los apoyos. Son construidas por una serie de cilindros de diferentes diámetros y espesores que se sobreponen y se sellan con gomas para evitar filtraciones. En particular, para este proyecto, las juntas de expansión consideradas para la tubería pesan en promedio 500 kilos aproximadamente cada una*, lógicamente las de abajo pesan más que las de arriba por la presión que deben soportar.

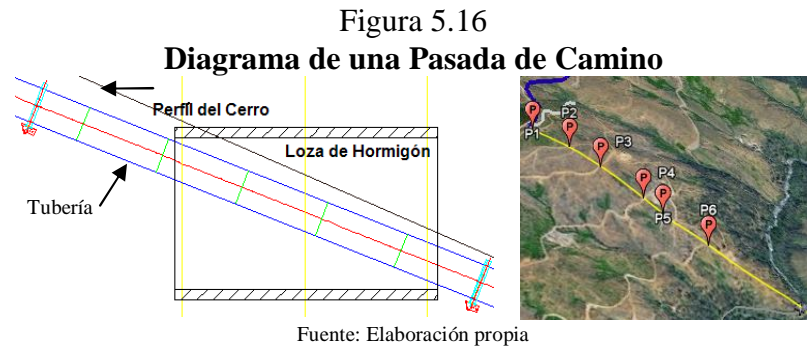
Figura 5.15
Conjunto de Anclaje, Junta de Expansión y Apoyo



Fuente: Elaboración propia, HR Ingeniería

* Según conversaciones y cálculos realizados con expertos.

- ❖ Pasadas de caminos forestales: En el recorrido de la tubería de presión se cruzan 6 caminos de tierra para labores forestales. Estos caminos son de uso temporal durante faenas forestales y en ningún caso de uso público. La solución planteada por expertos fue la construcción de una pasada que permita el libre tránsito de maquinaria sin intervenir con las tensiones en las que opera la tubería. Para esto se proyectó un “cajón” de hormigón con una losa superior y otra inferior, unidas por muros verticales paralelos a la tubería. El diseño conceptual y la fotografía del trazado se puede observar a continuación:



Para empalmar el camino con la losa superior de 7 metros de ancho, se deberán hacer accesos por rampas de tierra, elevando el camino original hasta el nivel deseado. Esto se logra fácilmente depositando la tierra excavada para el mismo cajón y la zanja de la tubería, sin necesidad de recurrir a más movimientos de tierra, disminuyendo notablemente el impacto ambiental asociado.

En el diseño del proyecto Picoiquen se consideran apoyos cada 10 metros y 9 anclajes. Esto se logra con una tubería exterior ubicada en una trinchera trapezoidal que en promedio va enterrada 2 metros con base de 3 metros y techo de 5 metros. La ventaja de el diseño semi-enterrado es que se linealiza el perfil del cerro, evitando los quiebres innecesarios y no se deben considerar los problemas asociados a la mantención de una tubería enterrada.

Se consideró que el total de hormigón necesario para los 9 anclajes, 121 apoyos y 7 cajones para pasadas de caminos son 296 m³.

Chimenea de equilibrio

Esta obra, que normalmente se ubica en la zona de caída entre el canal de aducción y la tubería de presión, cumple las siguientes funciones:

- ❖ Proporciona una superficie libre en que se refleja el golpe de ariete que se genera en las tuberías forzadas con los cambios del régimen de generación de las unidades, evitando así que este golpe se propague hacia el interior del túnel, donde podría causar daños.
- ❖ Proporciona un volumen de regulación cercano a las unidades generadoras.
- ❖ Frena en forma suave el flujo por el canal de aducción cuando la central deja de funcionar.

Las proporciones de la chimenea se establecen considerando:

$$Z^* = Q_d * \sqrt{\frac{L_{tT}}{A_T * A_{CH} * g}}$$

Donde:

- Q_d Caudal de diseño transportado por el túnel [m³/s]=2.88 [m³/s]
- L_T Longitud del tubo de presión [m] =1118[m]
- A_T Sección transversal del tubo de presión [m²]=3.14[m²]
- v_T Velocidad de diseño del escurrimiento en el tubo de presión [m/s]=3.67[m³/s]
- A_{CH} Sección transversal de la chimenea [m²]
- Z* Elevación máxima del nivel de la chimenea después de una detención brusca de la central cuando ésta se encontraba operando a plena carga (m). El nivel oscilará entre +Z* y -Z*, por lo que la altura total de la chimenea debe ser 2Z*, con la conexión del tubo de presión a altura media.

De lo anterior se llega a que Z* depende de A_{CH}. El cálculo del área de la chimenea se hace por medio de la sección de Thoma, quien estableció que la sección mínima que debe tener la chimenea de equilibrio con tal de insensibilizar el regulador de la turbina frente a cambios en el nivel de la columna de agua al interior de la chimenea* debe ser:

$$A_{CH} = 1.5 * A_{TH} = \left(\frac{V_T^2}{2g}\right) * L_T * \frac{A_T}{P_{CT} * (H_b - P_{CT})}$$

El cálculo anterior considera fluctuaciones en la altura del nivel de la chimenea de equilibrio producto de condiciones de operación no a plena carga, pero para efectos prácticos:

$$P_{CT} * (H_b - P_{CT}) = H$$

Considerando H como 431.5m, se llega a que A_{CH} es 1.48m², lo que se traduce en un diámetro mínimo de 1.37 metros. Considerando tal valor, se puede obtener que Z* será de 28.5m.

Estos valores presentan claras desventajas estructurales y de construcción, por lo que el diámetro final se deberá analizar para obtener una estructura de proporciones optimas. Estos análisis están fuera de los alcances de esta memoria, por lo que se optará por un diámetro que permita un diseño que haga viable el tubo de HDPE corrugado considerado para la aducción, es decir, que la máxima presión que éste es capaz de soportar, esté por sobre los m.c.a. generados en el momento de un cierre de la planta a plena carga con la consecuente elevación del nivel de la chimenea de equilibrio.

*“Si en un momento dado la demanda exige a la central aumentar su potencia, aumentará el caudal consumido, con la consiguiente reducción del nivel de la chimenea, ya que el mayor volumen consumido será aportado por ella. Al disminuir el nivel, se reduce la altura de caída y, por lo tanto, la potencia desarrollada, ante lo cual reaccionan los reguladores de las turbinas, aumentando el caudal consumido. Se produce una nueva bajada de nivel en la chimenea de equilibrio y se regenera el ciclo descrito.” Bennewitz, Bastián: “Proyecto de Centrales Hidroeléctricas”, apuntes del curso CI61D, pag. N°274.

La altura total de la chimenea de equilibrio debe ser, por lo menos, equivalente a $2 Z^*$, ya que se produce una oscilación de amplitud $+Z^*$ a $-Z^*$ en torno al nivel estático de la chimenea.

Dado que la tubería soporta 13m.c.a., se debe considerar la elevación al momento del cierre forzado de la planta, en el que la tubería va a quedar con 4,445+1 m.c.a. (se han generado 4,445m para producir el flujo y 1 metro extra para llevar al tubo en presión), quedando una ventana de 7,555 metros de holgura para el nivel máximo de $+Z^*$.

Se eligió diseñar una chimenea de altura $+Z^*$ igual a 6,5m con tal de mantener un margen de seguridad con respecto a la presión máxima en el canal de aducción. El diámetro que corresponde a la altura deseada se estimó en 6 metros. Este diseño implica una excavación de profundidad $-Z^*$ y diámetro 6m para obtener la altura total de oscilación.

Tabla 5.10
Proporciones Chimenea de equilibrio

$+Z^*[m]$	Diametro ch [m]
28,5	1,68
19,6	2
13,1	3
9,8	4
7,8	5
6,5	6
5,6	7
4,9	8
4,4	9
3,9	10

Fuente: Elaboración propia

Turbinas

Se dividen en dos grandes clases, según el proceso empleado en la conversión de la energía hidráulica en mecánica de rotación:

Turbinas hidráulicas de impulso

En este tipo de turbina la energía potencial del agua se transforma en energía cinética, creando un chorro que impacta sobre palas ubicadas en la periferia de una rueda. En esta categoría se destacan las turbinas Pelton y Turgo.

Características de turbinas Pelton y Turgo^{*}:

Ventajas

- ❖ Poseen un mecanismo desviador de chorro, el que interpone, en una fracción de segundo, una cuchara entre la boquilla del inyector y las palas de la rueda, de modo que el chorro ya no puede impactarlas. De esta manera, el cierre del inyector se puede hacer lentamente, limitando la magnitud del golpe de ariete[†], sin que la unidad alcance la velocidad de embalamiento[‡].
- ❖ Son aptas para aprovechar grandes alturas de caída en combinación con caudales reducidos.
- ❖ Su curva de rendimiento en función del caudal, o de la potencia, posee un amplio rango en que el rendimiento es alto y de magnitud poco variable.
- ❖ Son menos sensibles a la erosión y a la cavitación que las turbinas a reacción.
- ❖ No están sujetas a limitación de carga mínima de funcionamiento, como las de reacción.

Desventajas

- ❖ Su rendimiento máximo no supera el 93,5 %.
- ❖ No aprovechan totalmente la altura de caída disponible, ya que se pierde la altura existente entre los inyectores y el nivel de descarga, el que queda fijado por el nivel de la crecida de diseño del cauce al cual se evacua. Esto es especialmente significativo en las ruedas de eje horizontal.
- ❖ Tienen una velocidad de rotación comparativamente baja, por lo que el generador que se acopla a ellas es caro.

Turbinas de reacción

En este tipo de turbina, la transferencia de energía del caudal hacia la turbina es más paulatina. A la entrada de ésta, sólo una parte de la energía hidráulica llega en forma de velocidad, quedando la mayor parte como presión. Esta última se va reduciendo progresivamente a lo largo del trayecto entre los álabes, a medida que la energía se va transfiriendo al rodete.

Se destacan las turbinas Francis y turbinas de hélice, con palas fijas o palas móviles como la Kaplan.

* Bennowitz, Rodolfo (2006) "Proyecto de centrales hidroeléctricas"

[†] Fenómeno de ondas de presión que va de ida y vuelta por un fluido producido por el corte abrupto en el flujo en un conducto cerrado. Suele aumentar hasta en un 35% la presión en la boca de la válvula, decreciendo linealmente hasta el inicio del tubo de presión en la chimenea de equilibrio.

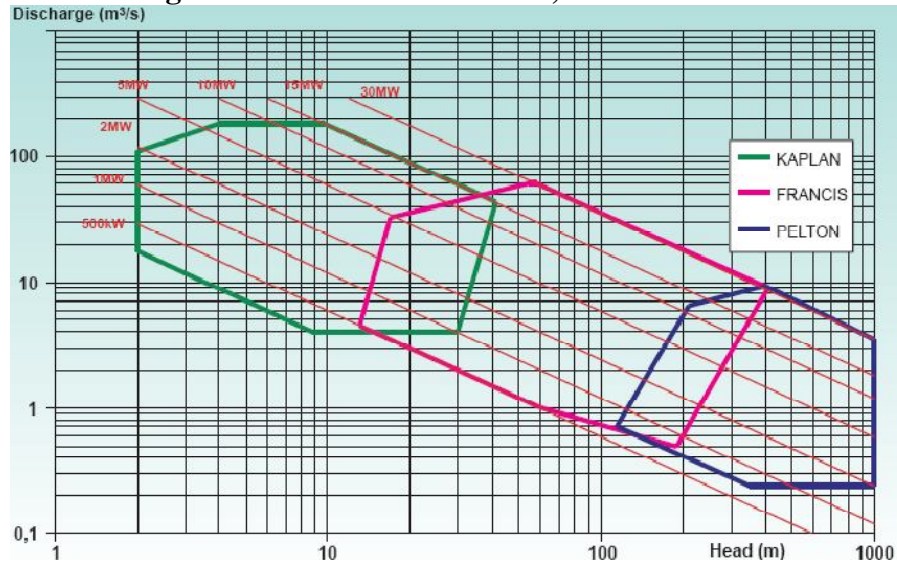
[‡] Velocidad de rotación de la turbina sin carga del generador y sin aplicación de freno hidráulico.

Elección del tipo de turbina

La elección de la turbina se basa principalmente en la eficiencia que esta puede alcanzar con la relación existente entre el caudal y la altura. No existen límites fijos en relación al paso de un tipo de turbina a otro, dejando reas en las que la elección se tiene que basar en elementos secundarios como características físicas que faciliten la instalación, mantenimiento y operación, y factores económicos.

Ilustración 5.17

Diagrama Elección de Turbinas, Caudal - Altura



Fuente: Alstom Mini-Aqua

No menospreciando el diseño conceptual en el que se desarrolla esta memoria, lógicamente se deberá poder incorporar cambios relevantes dentro de un marco de estudios más profundos. El rango de variación aceptable para la determinación de la altura final (Head) que podría llegar a variar entre los 400 y 450 metros y la descarga de diseño que puede estar entre los 0,25 y 7 m³/s*. Se puede ver en la ilustración 5.17 que la turbina, dentro de esos parámetros siempre será del tipo Pelton. Es importante mencionar que la turbina Pelton es la que presenta mayor eficiencia para un mayor rango de variación en el caudal de diseño. El diagrama presentado corresponde a los equipos marca Alstom de la línea Mini-Aqua, la cual deja de lado mayores aplicaciones en cuanto a caudal y desnivel para los mismos tipos de turbina†. Tradicionalmente, para llegar a un mayor aprovechamiento de las variaciones del caudal durante el año, se instalan dos o más turbinas paralelas, por lo que de esta manera se hace funcionar una sola o las dos al mismo tiempo. Esta configuración permite además realizar mantenencias a la turbina que se encuentra detenida.

Sin dejar de lado la opción más cercana, la turbina Francis, se puede mencionar que estas son las de mayor rendimiento, superando el 96,5%. También aprovechan la totalidad de la altura de caída

* Estos valores representan el rango de descargas en los que una turbina Pelton seguirá siendo aplicable por sobre una Francis. El rango de caudal de diseño siempre estará contenido con un alto margen dentro de estos valores.

† Ejemplo de esto es la central Hornitos de Hidroeléctrica Guardia Vieja. Central de pasada con desnivel de 555 m. y caudal nominal de 11 m³/s que tiene instalada una Pelton de 6 inyectores con potencia nominal de 55MW. Equipos marca Vatech, italianos.

disponible, ya que cuentan con un tubo de aspiración que se ubica siempre sumergido en el nivel de aguas en la descarga. La gran desventaja que tienen es que los rendimientos máximos se concentran en un estrecho margen de caudales. No es recomendable hacerlas funcionar con un caudal inferior al 30% del caudal de diseño, ya que son altamente susceptibles a cavitación.

Configuración de la turbina Pelton

En la gran mayoría de las instalaciones, el eje de las turbinas se orienta ya sea según la dirección vertical u horizontal, aunque, excepcionalmente, se ha instalado en una posición intermedia entre las mencionadas, es decir, en forma inclinada.

En las turbinas Pelton, la orientación de su eje queda definida por su número de chorros. La disposición de eje horizontal es la usual en turbinas de uno o dos chorros, adoptándose la vertical cuando el número de éstos es igual o mayor que tres debido a que se hace imposible que el agua, después de impactar las cucharas, no estorbe cuando cae.

La orientación del eje según la horizontal presenta las siguientes ventajas, que la hacen recomendable cuando el peso y las dimensiones de la unidad generadora lo permiten:

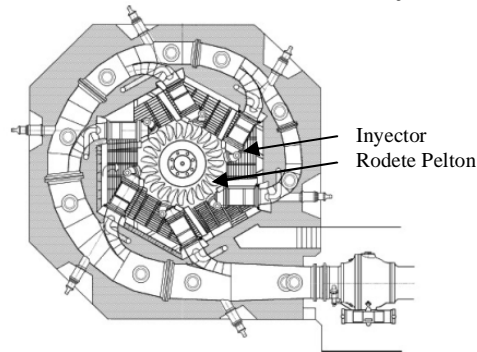
- ❖ Reduce el costo de fundación de la unidad. Como tanto los descansos del eje, el caracol de la turbina Francis o la carcasa de la Pelton se apoyan directamente sobre el piso de la casa de máquinas, las únicas excavaciones que deben efectuarse son las necesarias para unir la descarga de la turbina con el canal de restitución del caudal al cauce original.
- ❖ Facilita el montaje y desarme de la unidad generadora al posibilitar que la turbina pueda montarse independientemente del generador.
- ❖ También facilita la revisión y reparación de la unidad, reduciendo con ello los costos de mantenimiento.
- ❖ Posibilita la instalación de dos turbinas por generador. Esta disposición es muy favorable en aquellos casos en que es frecuente tener que operar con cargas parciales en turbinas de reacción. En tales circunstancias, el caudal disponible se hace pasar por una sola turbina, mejorando con ello la eficiencia.

Actualmente, los equipos controladores de la turbina cuentan con software de optimización que hace posible la instalación de una sola turbina en la central, teniendo la opción de optimizar por caudal, cota o potencia. Esto se logra en equipos con varios inyectores (3, 4, 5, 6).

Cuando se opera con una porción baja del caudal nominal, el equipo automáticamente utilizará menos inyectores y los que operan no lo hacen al 100%, dado que el deflector de chorro está incluido en la optimización. Es decir, se combinan todas las opciones disponibles en la turbina

para operar en la velocidad de rotación óptima del generador con el mayor torque posible. Esto se logra solo con turbinas de eje vertical y varios inyectores*.

Ilustración 5.18
Corte de una turbina Pelton de 6 inyectores



Numero de turbinas

El número de turbinas a instalar viene dado por la variación de caudales a lo largo del año. Tradicionalmente, se instalaban dos o más turbinas dado que una falla en la planta causaba serios problemas a la red eléctrica que no contaba con tantas centrales como ahora. Actualmente este problema no gravita tanto, dado que una central con fallas es inmediatamente reemplazada por otra.

Cada equipo tiene una curva de eficiencia que responde al porcentaje del flujo nominal en el que está operando, las turbinas Pelton de varios inyectores tienen un rendimiento similar entre sí. Estas pueden operar con alta eficiencia hasta en una baja proporción de su caudal nominal, siendo una buena opción económica la instalación de un solo equipo.

El análisis crítico del número de turbinas viene dado por la probabilidad de falla de cada una, siendo que si se tiene una sola, la falla implica la detención en un 100% de la planta, aumentando el riesgo. Antiguamente las centrales instalaban 2, 3 o incluso 4 turbinas para minimizar el impacto de alguna falla y por otro lado porque cada equipo era menos eficiente en porcentajes bajos del caudal nominal. Esto les permitía mantener la eficiencia de la central deteniendo turbinas cuando el caudal total bajase de cierto nivel para mantener las otras operando con el caudal disponible de manera de no perjudicar la eficiencia y poder realizar las mantenciones necesarias.

Como se explico en el subcapítulo anterior, actualmente las turbinas vienen acompañadas de equipos de control y optimización de eficiencia por medio de sistemas oleohidraulicos de mando del aceite en presión para el mando de los inyectores y deflectores de la, lo que para una turbina Pelton de varios inyectores consigue turbinar con alto grado de eficiencia hasta en bajas proporciones del caudal nominal.

* Central Hornitos de hidroeléctrica Guardia Vieja es buen ejemplo. Opera desde diciembre 2007 con una sola turbina pelton optimizada de 6 inyectores en eje vertical. Turbina Vatech de potencia nominal 55 MW h: 555m, Q: 11 m3/s.

Se eligió instalar una sola turbina según conversaciones con expertos. Esta decisión sale de la relación entre el caudal nominal y los caudales mínimos promedios. Además dos turbinas para un caudal tan reducido hacen que el costo sea demasiado elevado.

A continuación se presentan las curvas de eficiencia de turbinas Pelton según número de inyectores y la combinación de dos unidades.

Gráfico 5.1
Eficiencia de turbinas Pelton de 2, 4 y 6 inyectores
(Marca Voith Siemens)

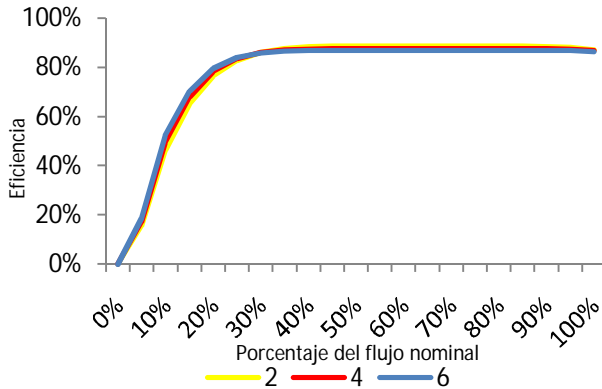


Gráfico 5.2
Eficiencia simple y conjunta de turbinas Pelton de 4 inyectores
(Marca Voith Siemens)

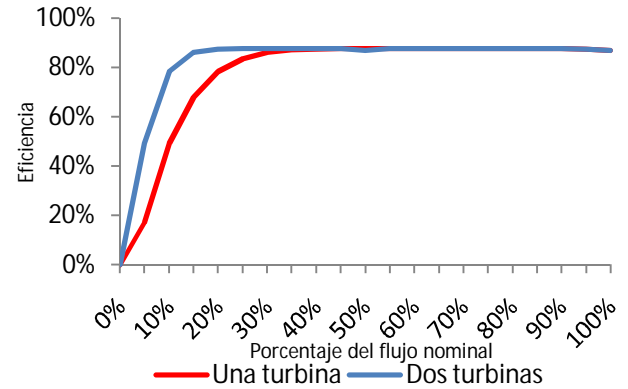


Tabla 5.11
Eficiencia de turbinas Pelton de 2, 4 y 6 inyectores
En función del flujo nominal

% F.N.	N° Inyectores		
	2	4	6
0%	0.00	0.00	0.00
5%	0.16	0.17	0.19
10%	0.46	0.49	0.52
15%	0.65	0.68	0.70
20%	0.77	0.78	0.80
25%	0.83	0.83	0.84
30%	0.86	0.86	0.86
35%	0.88	0.87	0.87
40%	0.88	0.87	0.87
45%	0.89	0.88	0.87
50%	0.89	0.88	0.87
55%	0.89	0.88	0.87
60%	0.89	0.88	0.87
65%	0.89	0.88	0.87
70%	0.89	0.88	0.87
75%	0.89	0.88	0.87
80%	0.89	0.88	0.87
85%	0.89	0.88	0.87
90%	0.89	0.87	0.87
95%	0.88	0.87	0.87
100%	0.87	0.87	0.86

Fuente: RETScreen Intl.

Tabla 5.12
Eficiencia simple y conjunta
Pelton 4 inyectores

% F.N.	Eficiencia	
	Una	Conjunta
0%	0.00	0.00
5%	0.17	0.49
10%	0.49	0.78
15%	0.68	0.86
20%	0.78	0.87
25%	0.83	0.88
30%	0.86	0.88
35%	0.87	0.88
40%	0.87	0.88
45%	0.88	0.87
50%	0.88	0.87
55%	0.88	0.88
60%	0.88	0.88
65%	0.88	0.88
70%	0.88	0.88
75%	0.88	0.88
80%	0.88	0.88
85%	0.88	0.88
90%	0.87	0.87
95%	0.87	0.87
100%	0.87	0.87

Fuente: RETScreen Intl.

La elección final de la turbina a instalar fue realizada en conjunto con expertos proveedores de equipos, quienes recomendaron la instalación de una turbina PELTON de eje vertical con 4 inyectores, prevista con rodete PELTON fundido en acero inoxidable del tipo DIN X5CrNi134 (ASTM A 743 CA 6 NM) directamente instalado en la extremidad del eje del generador eléctrico.

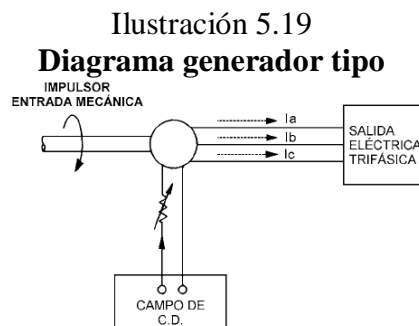
Se incluirá también para efectos de evaluación económica un rodete de repuesto.

Por solicitud del proveedor su nombre y empresa serán mantenidos confidenciales.

Generador

En la industria eléctrica sólo se usan los generadores denominados alternadores, que son los que producen la corriente eléctrica alterna de uso universal. De este tipo de generador existen dos tipos, que se denominan Alternadores Sincrónicos y Alternadores Asincrónicos. De los mencionados, el segundo se usa principalmente en los generadores eólicos, pero muy rara vez en las centrales hidroeléctricas.

La característica principal de los alternadores es que pueden entregar potencias variables, pero a una velocidad de rotación absolutamente constante, que es la que permite generar electricidad alterna con una frecuencia de 50 Hertz. La velocidad de rotación es mantenida en un nivel constante a través de un regulador de velocidad conocido como gobernador.



Fuente: Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos

Debido a que el proveedor que facilitó las especificaciones técnicas y la cotización solicitó que no se mencionara el nombre de la empresa, solo se hará referencia a las características de los equipos, sin indicar modelo ni fabricante.

El generador considerado para la evaluación es un generador eléctrico sincrónico trifásico del tipo *brushless* de eje vertical, con grado de protección IP 23*. El diseño de este es específico para las características de operación de la turbina, las cuales deberán ser caracterizadas antes de solicitar cotizaciones más serias teniendo en mano el caudal de diseño optimizado y mejorado. Sin perjuicio de lo anterior, el voltaje de salida de este es de 6.6kV.

El generador viene equipado con los descansos de guía y empuje en material blanco (por fricción) y con su sistema propio del aceite de lubricación natural y refrigeración del mismo aceite con el

* Revisar anexo V: "Cotizaciones y condiciones de suministro".

sistema de enfriamiento en ciclo cerrado indicado en el siguiente subcapítulo. El generador es suministrado con su sistema de excitación y regulador electrónico de tensión estándar (tipo Basler) y todos los accesorios para el montaje y la puesta en fundación.

Casa de maquinas

La casa de maquinas es el edificio donde se ubican la turbina, generador, equipos de control, monitoreo y protección, la caverna de válvulas, la grúa puente para mover los equipos, los grupos electrógenos de respaldo y banco de baterías.

Los elementos considerados para control, operación, protección y optimización en la casa de maquinas se detallan a continuación*:

- ❖ Tablero de 6,6 kV con celdas metálicas protegidas (*Metal Enclosed*):
- ❖ Celda llegada línea.
- ❖ Celda unidad de generación.
- ❖ Celda transformador para servicios auxiliares.
- ❖ Celda línea cámara de carga o chimenea de equilibrio.
- ❖ Celda metálica (*Metal Enclosed*) para la puesta a tierra del generador.
- ❖ Transformador de servicios auxiliares, en resina (seco) 6,6/0,4-0,230 kV, 400 kVA.
- ❖ Grupo electrógeno de emergencia con potencia aparente de 120 kVA.
- ❖ Tablero principal de distribución 400/220 VAC.
- ❖ Tablero de distribución 400/220 VAC de la Unidad.
- ❖ Sistema de 125 VDC con cargadores y banco de baterías.
- ❖ Sistema de 24 VDC con cargadores y banco de baterías.
- ❖ Tablero general de distribución 110 VDC.
- ❖ Tablero general de distribución 24 VDC.
- ❖ Tablero de distribución 110 y 24 VDC de la Unidad.
- ❖ Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la subestación.
- ❖ Tablero de protecciones y medidas eléctricas para los equipos comunes de la central.
- ❖ Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la unidad generadora.
- ❖ Materiales de montaje y cableados para la Media Tensión, control y automatización en la casa de maquinas.
- ❖ Sistema en ciclo cerrado de enfriamiento del aceite de los descansos del generador y los intercambiadores necesarios en las cubas de los descansos.
- ❖ Sistema de bombeo del agua, las cañerías de acero inoxidable y sus accesorios para el montaje, la instrumentación para el control del flujo y los intercambiadores para el enfriamiento, los cuales serán instalados en el canal de descarga de las turbinas.
- ❖ Válvula de guardia para la turbina de tipo esférica estandarizada, dimensiones DN 700-PN 64, prevista con sello sintético, equipada con sistema de mando oleo-hidráulico para la apertura y cierre, con válvula de *by-pass* para el equilibrio de presiones agua arriba de la tubería de presión y aguas debajo de la cámara espiral. La válvula esférica cuenta con los materiales para el acoplamiento directo a la cámara espiral y todos los accesorios para el montaje y puesta en las fundaciones.

* Los precios se detallan en el anexo III: “Inversión Itemizada”.

- ❖ Unidad oleo-hidráulica de mando del aceite en presión para el mando de los inyectores y deflectores de la turbina y de la válvula esférica de guardia y de su *by-pass*. La unidad incluye:
 1. Las cañerías exteriores de conexión, completas de todos sus accesorios para el montaje, entre la unidad oleo-hidráulica y los servomotores de la turbina y de la válvula esférica.
 2. El aceite de mando de primer llenado.
- ❖ El sistema de automatización de la unidad de generación y de la central incluye:
 1. Tablero de comunicación.
 2. Sistema de automatización.
 3. Automatización y regulación de la unidad y de los comunes/auxiliares.
 4. Sistema de automatización en la cámara de carga.
 5. Sistema SCADA en la Central.

En cuanto a las obras civiles del edificio, y obras a realizar e instalar en este se cubicaron e individualizaron como sigue:

Tabla 5.13
Itemizado y dimensionamiento casa de maquinas

Item	Unidad m ³	Cantidad
Excavaciones a Máquina		1.500
Excavaciones a Mano	m ³	104
Relleno	m ³	750
Hormigón		
	H-25	m ³ 105
	Moldaje	m ² 572
	Acero Armaduras	kg. 9.000
Albañilería	m ²	252
Techumbre	m ²	98
Oficinas Control	m ²	54
Camino Acceso nuevo sobre antiguo canal turbina 720m	m ²	2.880
Camino Acceso Acondicionado sobre forestal desde vegas blancas 3800m	m ²	15.200
Instalación eléctrica sala de máquina	GL	1
Montaje Turbina y Generador	GL	1
Puente grúa	GL	1

Fuente: Elaboración propia

Los caminos de acceso a la las obras se fueron proyectados utilizando caminos forestales ya existentes. Desde el final del camino que habrá que acondicionar, se planteó una prolongación usando como base el antiguo canal turbina. Este canal abandonado formó parte de una central hidroeléctrica de antaño, por lo cual se deberá rellenar el canal y ampliar tres metros el terraplén hacia el cerro. Este camino tiene la ventaja de tener un soporte estabilizado que debiese entregar buen anclaje a bajo costo. Escapa a los alcances de esta memoria revisar el estado del derecho de agua sobre tal tramo del río que usaba la central que operó ahí, pero se asume, dada la adjudicación de derechos para CEM y la antigüedad de las obras, que el derecho actualmente no está vigente sea porque nunca existió o bien ya caducó.

Restitución y rápido de descarga

La restitución desde la casa de maquinas al río se planteó con el objetivo de dimensionar y cubicar las obras. El diseño considerado fue una excavación revestida en hormigón que conecta el final de la tubería de la válvula de salida de la turbina con el río.

El rápido de descarga es el cauce de agua diseñado para evacuar el agua después del cierre abrupto de la planta. El exceso de agua será el remanente que queda en la tubería de aducción y en la chimenea de equilibrio una vez que se cierra la compuerta de la bocatoma. Se descarta el agua que queda en la tubería de presión ya que esta será eliminada gradualmente en la turbina usando el sistema de deflectores de los inyectores.

El rápido de descarga planteado hace uso de una quebrada natural presente a 390 metros de la chimenea de equilibrio. Este cauce natural no presenta cruces de caminos. Se planteó un canal entubado en tubo de HDPE Spiropecc clase 60 desde la chimenea de equilibrio hasta la quebrada.

Tabla 5.14
Itemizado Descarga y restitución

Item	Unidad	Cantidad
Canal de restitución en roca		
Excavación en roca	m ³	160
Relleno	m ³	140
Hormigón:		
H-25	m ³	22
Moldaje	m ²	70
Acero Armaduras	kg.	2,640
Instalación Compuerta H= 1.2m B=1.0m	n°	1
Protección enrocado	m ²	50
Adoquines	m ²	14
Rapido de Descarga		
Tubería HDPE Spiropecc 1600mm clase 60 incluye instalación	m	390
Excavación a maquina	m ³	390

Fuente: Elaboración propia

Interconexión a subestación Angol66.

Las características a considerar para la interconexión entre la casa de maquinas y la subestación de Frontel Angol66 son:

Tabla 5.15
Antecedentes Interconexión

Elemento	Característica
Voltaje de salida generador	6.6kV
Voltaje principal subestación Angol	66kV
Voltajes secundarios SE Angol	23kV, 13,2kV
Distancia casa de maquinas-SE	9km

Fuente: Elaboración propia, CNE, proveedor de equipos

Cuando se evalúa el transporte de energía eléctrica hay que tener en consideración que existe un *trade off* entre la inversión y las pérdidas eléctricas asociadas a la línea. En términos simples, para transmitir cierta potencia que en este caso 10.72MW, se puede hacer a bajo o alto voltaje, con alto o bajo amperaje, respectivamente.

La alternativa de alto voltaje y bajo amperaje se traduce en menores pérdidas eléctricas y las obras son más baratas porque el conductor puede ser de menor sección. Ahora bien, los equipos asociados a la transformación y protección de las líneas suben de precio considerablemente.

Cuando se transporta a bajo voltaje y alto amperaje se da el caso contrario. La línea es más cara por tratarse de un conductor de mayor sección y existen pérdidas más considerables. Sin embargo el costo de los transformadores y medidas de protección disminuye.

El criterio para evaluar la alternativa que más convenga es netamente económico, y hay que comparar el mayor o menor costo de la interconexión con el valor presente de las ganancias o pérdidas asociadas al delta de energía producto de las pérdidas eléctricas. El factor predominante en este análisis es la distancia del transporte eléctrico, dado que las pérdidas son proporcionales a la longitud de la línea y los voltajes de operación en la subestación.

Según conversaciones con expertos, por tratarse de una línea de 9km, las pérdidas no serán mayormente relevantes, por lo que para este trabajo solo se considerará el voltaje de la subestación.

La subestación Angol opera en 3 diferentes voltajes, 2 de distribución (13.2kV y 23kV) y uno de la red de subtransmisión (66kV). Se decidió inyectar en la barra de más alto voltaje de la SE debido a que no se requiere de transformación secundaria y por lo tanto no se duplican costos*.

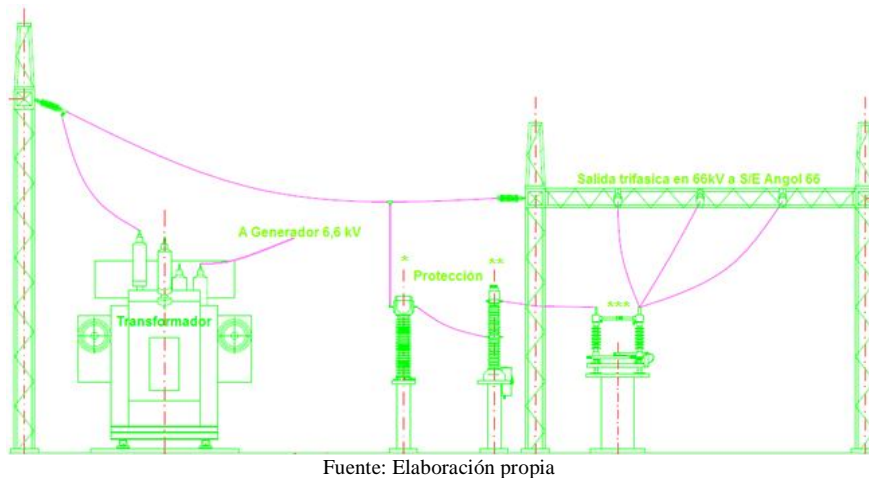
La alternativa de inyectar en la SE, es inyectar en una línea de distribución de la distribuidora. Esta alternativa se desechó dada la alta complejidad asociada al trato con las distribuidoras debido a los problemas asociados a los fenómenos transientes causados por la entrada y salida de la central al sistema y también la dependencia de terceros grandes consumidores. Hay que tener presente que al optar por esta opción, la ley establece que la distribuidora queda a cargo del estudio de los requerimientos para las modificaciones de la línea y trabajos en la SE pero el costo de las obras es financiado por el generador.

Patio de alta tensión

El patio de alta tensión o subestación transformadora es el conjunto de elementos ubicados junto a la casa de elementos que permiten la transformación eléctrica desde el nivel de generación a nivel de transporte, junto a las medidas de protección necesarias.

*Según conversaciones con ingenieros de Agrosonda S.A. y M. Vidaurre y CIA S.A., el elemento más gravita económicamente en este caso es el transformador. El costo de un transformador de 6.6/66kV es aproximadamente un 10% mayor que uno de 6.6/44kV. Este esquema también puede ser llevado a uno de 6.6/23kV, suponiendo un costo 20% menor. Si se considera el transporte en 23kV, se necesitarán dos transformadores, uno de 6.6/23kV y otro de 23/66kV, lo que es más caro que uno solo de 6.6/66kV sin segunda transformación en la SE.

Ilustración 5.20
Diagrama de una S/E transformadora tipo



Los elementos considerados son:

- ❖ Tres (3) módulos compactos de interruptores/desconectores de poder tipo PASS M00* de ABB 66 kV, con gas SF6. *** En la figura.
- ❖ Nueve (9) transformadores de potencial de 66 kV. Extractores de muestra de voltaje del sistema de potencia para conectar a sistemas de vigilancia. ** En la figura.
- ❖ Nueve (9) pararrayos 145 kV. * En la figura.
- ❖ Materiales de montaje y cableados para alambrar los equipos.
- ❖ Transformador de poder trifásico 6,6/66 kV, 10MVA marca TRAF0, enfriamiento ONAN.
- ❖ Estructura metálica de soporte para módulos y cableado.
- ❖ Nueve (9) cadenas de aisladores de 5 unidades† para 66 kV.
- ❖ Cimientos, enrejado, puertas y engravillado.
- ❖ Estructuras metálicas para soporte de equipos (perfiles de acero 50x50x5mm).

Los trazados de la línea evaluados fueron dos relativamente similares. Estos varían mas que nada en la cantidad de predios por los que pasan. Se eligió la alternativa más corta que pasa por una menor cantidad de predios. Los trazados pueden ser vistos a continuación:

* Para mayor información visitar:

<http://www.abb.com/product/db0003db002618/c1257399005c5f4fc125716400288cd5.aspx>

† Fuente: <<http://www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia/aislamiento>>, costos de CNE.

Ilustración 5.21
Trazado tentativo del tendido eléctrico



Fuente: Elaboración propia

Las longitudes de los trazados y los predios por los que habrá que negociar para obtener las servidumbres se verán a continuación.

Servidumbres y concesiones

El código de aguas establece que los derechos de aprovechamiento de aguas de escurrimiento superficial Según establece el artículo 2° del DFL4 de 2006, las centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica tienen el derecho de servidumbres para obras, caminos, líneas de transporte de la energía y derechos sobre espacios provisorios durante el período de construcción de las obras.

Existen dos tramos de concesiones que se distinguen dado su propósito. El primer tramo involucra todos los predios que deben ceder paso y terrenos para la construcción y operación de la planta desde la bocatoma hasta la casa de maquinas. Esto incluye el desarenador, canal de aducción, chimenea de equilibrio, “*penstock*”, casa de maquinas, restitución y patio de alta. El segundo tramo comprende todas las instalaciones y faenas necesarias para la interconexión. Estas van desde el patio de alta tensión y la línea con las respectivas torres. Este tramo es de 8.9 km, dividiéndose en uno de 7 km pasa por terrenos agrícolas y el segundo de 2km que involucra área urbana en la zona de El Vergel hasta la SSEE Angol66.

Tabla 5.16
Predios y precios de Servidumbres por tramo

Tramo	Tipo de terreno	Dimension	Precio \$ [Unidad]	Numero de roles	Observaciones
Obras	Agrícola y forestal	Bocatoma: 0,06[Ha]	2.000.000 [\$/Ha]	1384-1	Bocatoma incluye 600m ² para obras y posterior operaciones de mantención. Carga es chimenea de equilibrio, control y rápido de descarga.
		Canal: 13,3[Ha]		1384-2	
		Carga: 0,17[Ha]		1384-4	
		T. Presión: 1,04[Ha]			
		C. Maq.y PA.: 0,15 [Ha]			
	Caminos: 7[Ha]				
Interconexión I	Agrícola	Alternativa 1: 6.9 [Km]	16,060,000* [\$/Km]	1384-4	Una alternativa para evitar el cerro de 1385-21 es pasar por: 1384-3, 1385-23, 1385-3, 1385-26 1385-27, 1385-28, 1385-18 Esta alternativa es 1 km más larga y habría que negociar con más gente para las servidumbres.
				1385-21	
		1385-18			
		1465-2			
		1462-2			
		1462-3			
		1462-24			
(1453-60 o 1455-1)					
Interconexión II	Urbano	2 [KM]	5.000.000[\$/Ha]	Camino el vergel hasta S/E Angol66 (ANL-2 Ilw)	Long.: 800 metros aprox.

Fuente: Elaboración propia con ortofotos de CIREN

Todos los roles corresponden a la comuna de Angol. Para obtener la información del nombre del propietario hay que solicitar los certificados de avalúos con clasificación de suelos para cada rol en la oficina de avalúos del SII.

* Valor promedio de los precios informado por la CNE para las líneas de 66Kv en barras Angol-Collipulli y Angol-Renaico.

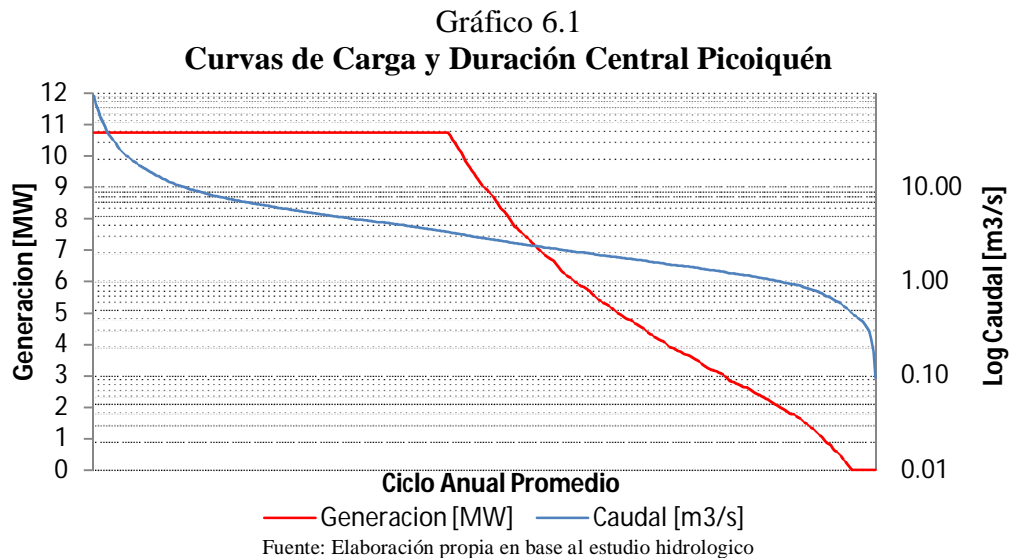
Capítulo 6: Evaluación Económica

Para evaluar el desempeño económico de la central Picoiquén ha de realizarse un análisis detallado que muestre cual es la estrategia comercial que más conviene en términos de la composición de su cartera, entre clientes libres, distribuidoras y spot. Está fuera del alcance de esta memoria realizar el análisis de las proporciones de la cartera, pero se estableció que mercado es el más conveniente y bajo qué condición. El escenario de precios que se considera será el que se definió en el capítulo 3, respecto de la evolución de los precios de nudo. La alternativa de venta al CDEC a CMg se analizó usando estimaciones en base a diferentes combinaciones hidrológicas, mientras que la alternativa de venta a clientes libres a precio libremente acordado se dejó fuera del análisis porque el precio a acordar se establecerá en el momento de negociar en base a las condiciones del mercado de entonces.

Se consideró un horizonte evaluación de 30* años (ene 2010-dic 2039) y una tasa del 10%†. La moneda en la que se realizó la evaluación es en dólares estadounidenses.

Curva de carga anual y potencia firme

La generación anual en base al caudal de diseño de 2.88m³/s, se traduce en una potencia nominal de 10.72MW. La curva de carga obtenida para el ciclo anual se puede ver en el siguiente gráfico:

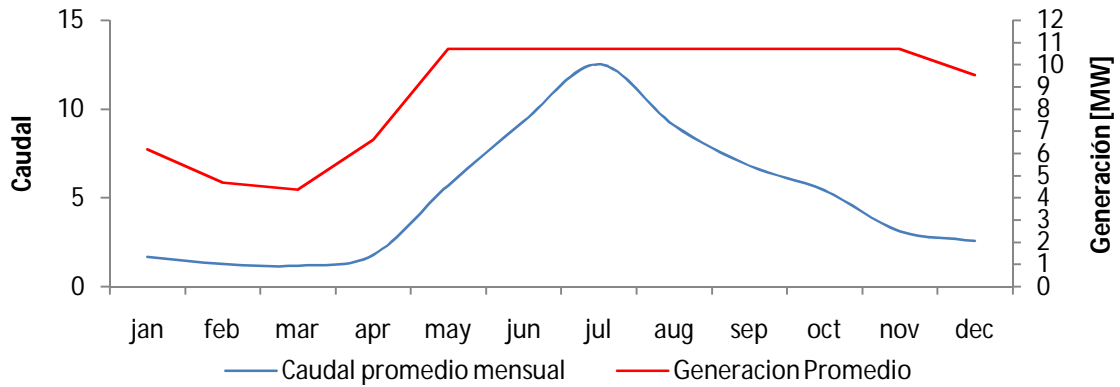


La generación anual en función de la curva de carga fue estimada en 63,855 GWh, con un factor de planta de 68%.

* A modo de referencia, el valor empleado en los cálculos de los precios de nudo para centrales hidráulicas es de 50 años.

† La tasa de descuento a utilizar es 10% anual, de acuerdo al DFL N°4/2006.

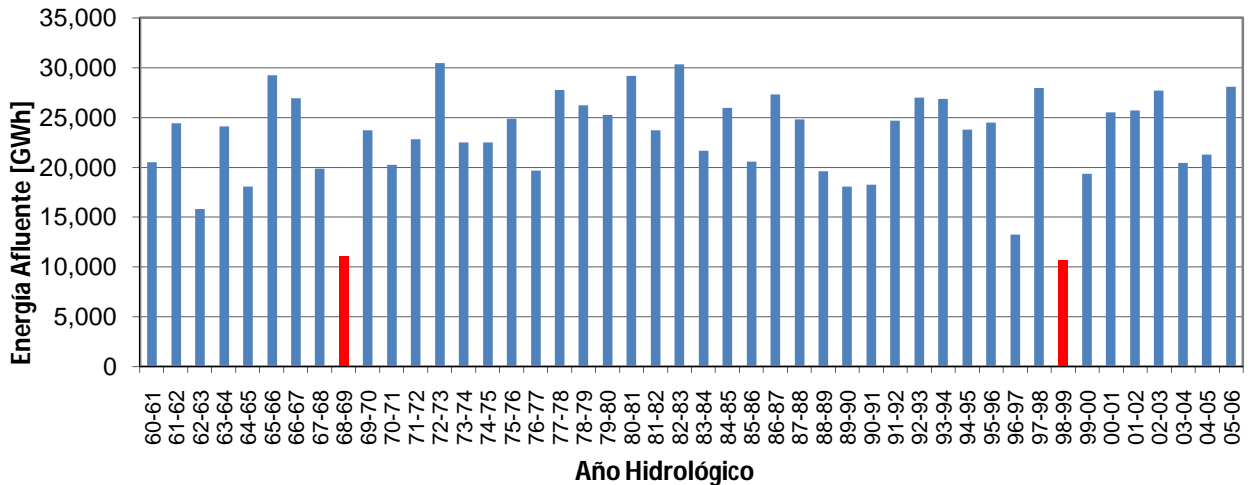
Gráfico 6.2
Ciclo Anual de de Potencia e Hidrología



Fuente: Elaboración propia en base al estudio hidrológico

El aporte de la central Picoiquén al sistema en cuanto a potencia firme se traduce de la estimación de la capacidad de generación si esta hubiese estado funcionando en el año de menor energía afluente al sistema. Según el Informe de precios de Nudo de Abril 2008, los dos años con hidrología más seca en el SIC fueron el 98 seguido por el 68.

Gráfico 6.3
Energía de Afluentes del Sistema
Serie Histórica

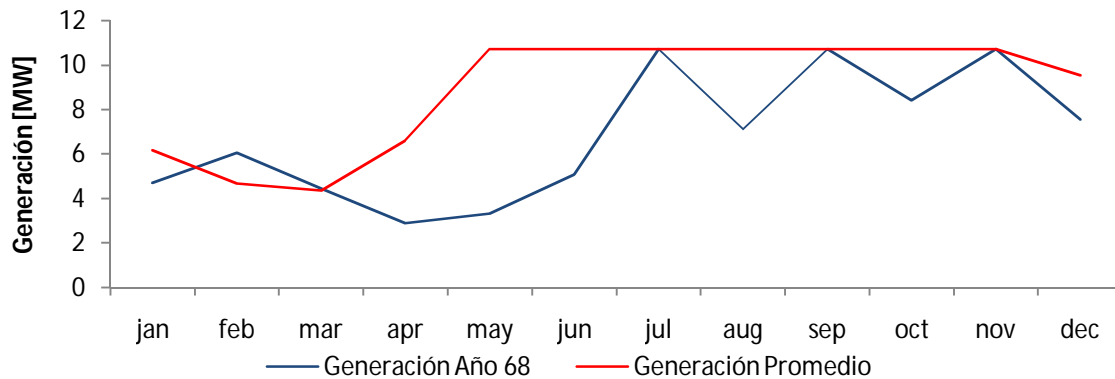


Del estudio hidrológico, no se pudo estimar la hidrología de Picoiquén para el año 98 debido a la ausencia de datos en Butamalal para el mismo año. Sin perjuicio de lo anterior, la estadística obtenida si contemplaba el año 68, que a pesar de ser el segundo año de menor afluencia de energía al sistema, no tiene mayor diferencia con el año 98.

Para analizar el impacto que tiene determinar la potencia firme preliminar en base al año 68 o 98 sería necesario revisar como se comportó el clima durante tales períodos a lo largo de Chile, notando que pasó en particular en la zona de Picoiquén. Tal análisis escapa a los alcances de esta memoria, por lo cual se tomara la hipótesis de que ambos años son igualmente relevantes en el aporte de la central Picoiquén al sistema con respecto a la demanda total.

La potencia preliminar obtenida en base al año 68, para el período de control* fue de 7.4MW. Luego de obtener este valor se debe considerar el factor de ajuste de la demanda que es la relación entre la demanda máxima y oferta de potencia firme preliminar. El factor de ajuste de la demanda para el año 2008 es igual a 72%. Con esto se llegó a que la potencia firme estimada de la central Picoquén es de 5.32MW.

Gráfico 6.4
Generación promedio y año 1968



Fuente: Elaboración propia en base al estudio hidrológico y datos CNE

Según la curva de carga, se considero que la central debe detenerse 360 horas anualmente para mantención. Estos 15 días corresponden al tiempo en que el caudal está bajo el 20% del caudal nominal, rango en el cual la turbina no opera eficientemente. A pesar de esto, el factor de planta estimado es de 68%

La inversión inicial fue estimada preeliminarmente en conjunto con Agrosonda LTDA., llegando a un valor de US\$ 21.975.000 con IVA. Según conversaciones con Juan León de Agrosonda, es común que los costos asociados a contratistas suelen terminar siendo un 50% mayores que los inicialmente presupuestados. Por otro lado sobre el costo final total de cada ítem, incluyendo el factor 50% de contratistas, se debe considerar un 25% extra por imprevistos. Se dejaron fuera de este margen los equipos, los cuales representan un costo estandarizado que no debiese ser fuente de imprevistos. Con esto se estimó que la inversión necesaria es de aproximadamente US\$ 28.000.000 con IVA. Todos los valores considerados individualmente pueden ser vistos en el anexo III.

* El período de control va del 1-Mayo al 30-Septiembre. La potencia preliminar es el promedio de la generación estimada para ese período.

Tabla 6.1
Cuadro Resumen de Inversión

DESCRIPCION	TOTAL CONSIDERA CONTRATISTAS 50% extra solo en obras y 25% imprevistos US\$	% del total
INGENIERIA	558,003	1.99%
Bocatoma	624,681	2.23%
Construcción canal en tubería	2,469,065	8.82%
Chimenea de equilibrio	253,683	0.91%
Tubería de presión enterrada	3,443,509	12.30%
Casa de Máquinas 10MW	2,995,749	10.70%
Obras de restitución y rápido de descarga	332,495	1.19%
Interconexión (equipos no incluidos)	904,349	3.23%
Compuertas	50,160	0.18%
Equipos	10,925,938	39.04%
Puesta en servicio	208,220	0.74%
Obras de arte	348,380	1.24%
Evaluación ambiental	53,374	0.19%
Legales	106,283	0.38%
Sistema de comunicación	242,610	0.87%
TOTAL	27,984,633	100.00%

Fuente: Elaboración propia, Agrosonda LTDA.

Costos de operación y mantenimiento

Las estimaciones de los costos fijos de operación y mantenimiento se efectuaron en base a los costos esperados por la CNE para las centrales de pasada La Leonera y Chilcoco, de 8.7 y 9 MW respectivamente, ambas en la X región. Los costos esperados de O&M para Picoiquén se basan en una relación lineal con los costos presentados en la tabla 6.1, estos pueden variar notablemente si las centrales presentan diferencias de sedimentos en las aguas que impliquen a un mayor o menor grado de desgaste de los equipos.

Tabla 6.2
Costos de Operación y Mantenimiento Esperados

Central	COMA Mill US\$/año
Central Hidroeléctrica La Leonera	0.256
Central Hidroeléctrica Chilcoco	0.2174
Central Hidroeléctrica Picoiquén	0.287219

Fuente: Elaboración propia

Según conversaciones sostenidas con el ingeniero hidráulico don Ricardo Astaburuaga, la cordillera de la costa sureña presenta bajos niveles de sedimentos en el agua. En el caso de Picoiquén el régimen del río en la zona de la bocatoma ayuda a decantar los sedimentos que existan, descartando aun más el desgaste normal

Peaje

$$PNC_{tot_i} = PNC1_i + PNC2_i = \$84.718.433 * \frac{GWh_{Picoiquén}}{GWh_{Capullo}} * FP$$

Donde:

$$GWh_{Capullo} = 70.2 \text{ GWh}$$

$$GWh_{Picoiquén} = 63.855 \text{ GWh}$$

$$FP = 0.16$$

Con esto se llegó a que el peaje anual a pagar por unidad de energía de la central Picoiquén será de: US\$23.400

Ingresos por Potencia y Energía

El cálculo para los ingresos por concepto de venta de energía y potencia son calculados y el resultado se resume en la tabla 6.3. Para mayor detalle revisar el anexo VII “Flujo de Caja”.

$$\text{Ingresos por Energía [US\$]} = \text{Precio Energía} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right] * \text{Energía Suministrada} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]$$

$$\text{Ingresos por Potencia [US\$]} = \text{Precio Potencia} \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kW/mes}} \right] * \text{Potencia Firme} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right]$$

Tabla 6.3
Ingresos por venta de Energía y Potencia
Precios proyectados en SE Angol66 en escenario base

Año	Precio Energía Angol [US\$/MWh]	Precio Potencia Angol [US\$/Kw/mes]	Energía Suministrada [kWh/a]	Potencia Suministrada [kW/a]	Ingreso Venta Energía [US\$]	Ingreso Venta Potencia [US\$]
2,009	145.141	16	63,855,598	63,899	9,268,083	1,021,292
2,010	112.696	17	63,855,598	63,899	7,196,254	1,054,688
2,011	106.984	17	63,855,598	63,899	6,831,531	1,089,177
2,012	96.313	18	63,855,598	63,899	6,150,134	1,124,793
2,013	90.412	18	63,855,598	63,899	5,773,311	1,161,574
2,014	92.235	19	63,855,598	63,899	5,889,729	1,199,557
2,015	91.734	19	63,855,598	63,899	5,857,701	1,238,782
2,016	94.647	20	63,855,598	63,899	6,043,738	1,279,291
2,017	94.040	21	63,855,598	63,899	6,005,012	1,321,123
2,018	94.626	21	63,855,598	63,899	6,042,386	1,364,324
2,019	94.317	22	63,855,598	63,899	6,022,642	1,408,938
2,020	95.469	23	63,855,598	63,899	6,096,218	1,455,010
2021 en adelante	96.712	24	63,855,598	63,899	6,175,608	1,502,589

Fuente: Elaboración propia

Bonos de CO2

Tal como fueron analizados en el capítulo 2, los ingresos estimados por concepto de reducción de emisiones y venta de certificados de reducciones (CER por sus siglas en inglés) se calcularon a US\$15/tCO2e:

$$\begin{aligned} tCO2e \text{ desplazadas (años 1 a 7)} &= P * Fp * 0.434 * 8765 \\ tCO2e \text{ desplazadas (años 7 a 21)} &= P * Fp * 0.317 * 8765 \end{aligned}$$

Donde*:

FP =68%

P =10.72MW

Las fueron estimadas en 27.713 tCO2 al año. Los ingresos por este concepto serían de US\$415.700 anualmente para los 7 primeros años y luego US\$303.633, renovables bajo el esquema de tres períodos de 7. Vale mencionar que el parque generador chileno está avanzando hacia una composición más cargada a centrales que operan con carbón, lo que aumentará el factor de emisión de la red. Esto hace pensar en que la opción de actualizar el factor de emisión anualmente es la más conveniente.

Escenarios y sensibilización

Se establecieron escenarios de venta en base a CMg y a precio de nudo para el período entre 2009 y 2040.

De acuerdo a las estimaciones realizadas en base a los precios futuros, se plantearon ambos escenarios de precios post 2021 en cuanto se evaluó en base a precios constantes y que evolucionan en conjunto con el CPI[†]. También se evaluó el proyecto con y sin venta de bonos de carbono, considerándolos a 15US\$/tCO2[‡].

Para la alternativa de venta spot a CMg se consideraron la venta de bonos de carbono e inflación del mismo modo que para la venta a precios de nudo.

* Los factores de emisión 0,434 y 0,317 tCO2/MWh fueron explicados en el capítulo 2, bajo el subcapítulo “Experiencia MDL hidroeléctrica en Chile”.

† Para mayor información revisar capítulo 3, “Escenario Futuro”. Como referencia, la inflación considerada fue de 3.27% anual en base al CPI.

‡ Un escenario conservador de los precios. A pesar de que hoy se están transando en el orden de 26US\$/tCO2, el escenario post-2012 se ve incierto debido a que todavía no hay un protocolo vigente para después. Las CER’s se están transando para ese período en 13US\$/tCO2.

Las suposiciones y resultados están resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 6.4
Indicadores Económicos y Escenarios Básicos

Escenario	Energía		Potencia		Observaciones	VAN US\$	TIR %	PRC Años
	2009-21	2021-40	2009-21	2021-40				
Base	P. Nudo	Cte	P. Nudo	Cte		21.847.284.	18%	9
Base + Bonos de Carbono	P. Nudo	Cte	P. Nudo	Cte	CER@US\$15	23.699.174	18%	9
CPI	P. Nudo	CPI*	P. Nudo	CPI		25.005.577	18%	9
ICPI + Bonos de Carbono	P. Nudo	CPI*	P. Nudo	CPI	CER@US\$15	26.857.466	19%	9
Spot	CMg	Cte	P. Nudo	Cte	CER@US\$15	21.293.975	18%	10
Spot + CPI+ Bonos de Carbono	CMg	CPI*	P. Nudo	CPI	CER@US\$15	25.481.498	19%	9
Spot + CPI	CMg	CPI*	P. Nudo	CPI		26.857.466	19%	9

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

- P. Nudo.: Es el precio de nudo, calculado dentro de la banda de precios del $\pm 5\%$ en base al promedio ponderado de los precios de los contratos de las distribuidoras y los precios libres con respecto a sus consumos proyectados por la CNE.
- CPI: Es la tasa de inflación del Consumer Price Index de USA, que para el período 2005-2008 fue de 3,27% anual.
- CPI*: Similar a CPI pero con la diferencia que se aplicó la inflación al CMg desde Abril de 2019* en adelante.
- Dist.: Precio de la potencia indexado por los contratos de las distribuidoras al CPI.

De los resultados obtenidos se puede notar la superioridad del mercado regulado, llegando a ser aún más interesante cuando se considera la opción de venta de bonos de carbono.

Cuando se revisó que opción de venta es más conveniente entre el mercado spot y venta a distribuidoras a precio de nudo, se llegó a que la venta a precio de nudo tiene un mayor VAN esperado, siendo un 3,57% mayor. Ambas opciones entregan una TIR promedio de 18%.

Se evaluó en base a 49 diferentes combinaciones hidrológicas, asumiendo que en el caso de venta a precio de nudo, la banda de precios se mantendrá en $\pm 5\%$ y que cuando el CMg cae dentro de la banda el precio de nudo, el precio de nudo es igual al CMg. En el caso contrario, la venta spot se realiza a CMg esperado.

Ambas opciones se evaluaron sin considerar bonos de carbono ni alza de precios post 2021, de modo de establecer una clara distinción entre ambos mercados.

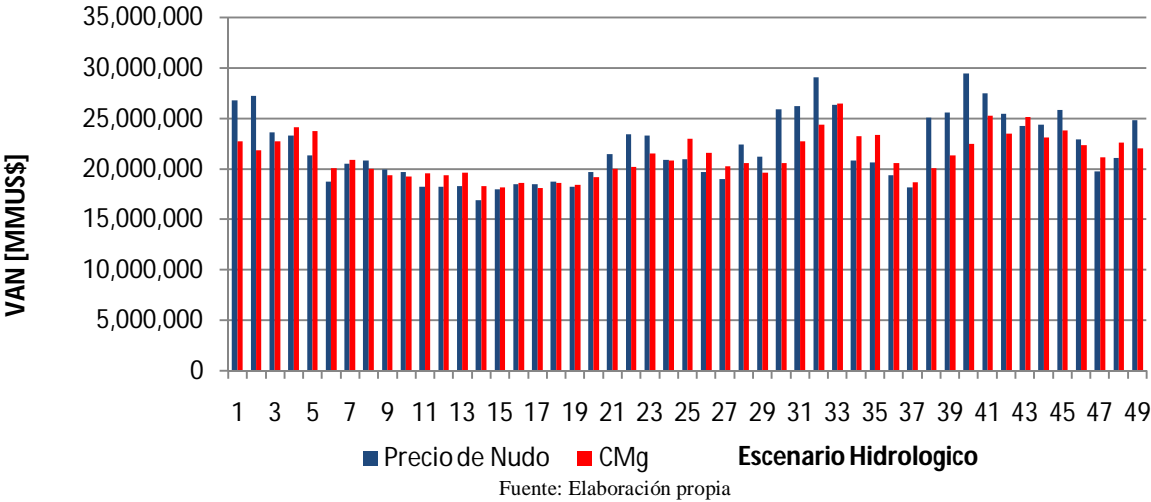
* Las proyecciones del CMg llegan hasta abril de 2018, por lo que la inflación anual puede ser aplicada desde un año después de la última estimación.

Con respecto a los períodos de recuperación de capital, en los escenarios de venta a precio de nudo, se dio en un 55% de los casos en 9 años, mientras que para la venta a CMg la mayor frecuencia se dio para 10 años, con un 41% de los casos.

En el escenario de venta spot, del año 2018 en adelante el precio se consideró como el promedio de los últimos tres años del costo marginal promedio (marzo 2015 - marzo 2018). Para la opción de venta a precio de nudo, en el período entre 2018 y 2021 se mantuvo el precio esperado de los contratos y posteriormente se ajustó de igual forma que el escenario de venta spot (CMg promedio).

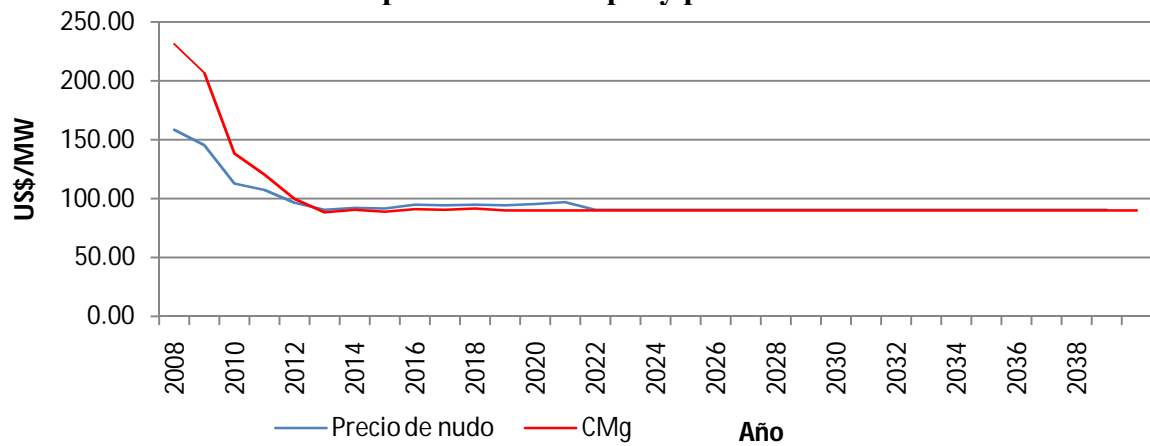
Los mismos valores expresados en la tabla del anexo IV pueden ser vistos en el siguiente gráfico. Se puede notar claramente como la opción de venta a precio de nudo es la que conviene por ser más estable y que está casi siempre sobre el CMg.

Gráfico 6.1
Comparación venta spot y precio de nudo



El análisis de venta para maximizar los indicadores económicos viene al encontrar el punto donde el CMg pasa a ser menor que el precio de nudo. Esto pasa el año 2012, después el precio de nudo se mantiene permanentemente sobre el CMg hasta el año 2021 cuando se igualan. Esto se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Gráfico 6.2
Comparación venta spot y precio de nudo



Fuente: Elaboración propia

De esta forma el VAN que se obtiene es de US\$21.993.098, recuperando la inversión en 9 años y una TIR del 18%.

Conclusiones y Recomendaciones

Técnicamente se puede concluir que la central presenta todas las características que permiten que su construcción sea viable, tanto por la tecnología disponible como por las características del río y el emplazamiento de las obras.

Los avances en la regulación del mercado eléctrico están entregando señales que incentivan proyectos como el estudiado. Sin embargo los incentivos propuestos tales como las obligaciones de compra y preferencias en los peajes estimulan a proyectos que, si bien califican como renovables pero que estrictamente no son calificables como ERNC dentro de los parámetros que establece la ley por ejemplo subdeclaren su potencia, o bien estimula de cierta manera que las empresas generadoras grandes hagan inversiones poco eficientes para cubrir sus obligaciones. A modo de recomendación en este sentido se podrían modificar los incentivos para que durante la operación las ERNC enfrenten las mismas condiciones que las demás fuentes de energía, pero cuenten con apoyos más fuertes y claros a la inversión inicial.

El factor predominante en el estudio es el correcto análisis realizado para la hidrología del río Picoiquén. Dado que fue desarrollado de manera conservadora, se puede aconsejar llevar a cabo el proyecto, ya que entregó indicadores económicos buenos aún siendo castigado desde el principio al limitar la energía hidráulica disponible.

Habrá que tener especial cuidado en las obras de mayor peso sobre la inversión siendo que el canal de aducción representa un 8,82%, la casa de maquinas un 10,7% y la tubería de presión un 12,3%. La ingeniería de concepto entregó valores coherentes, sin embargo el bajo número de cotizaciones realizadas debe ser complementado con otras para conseguir mejores precios. Ahora bien, la mayor parte de la inversión la representa la compra de equipos. Estos guardan relación con el proveedor más que con el diseño de las obras, por lo que no deben ser fuente de mayor discusión en cuanto a sus costos, ya que los valores considerados no pueden alejarse notoriamente del promedio sin dejar de ser competitivos y por ende estar fuera del mercado.

Considerando que el proyecto se evaluó sin financiamiento una TIR del 18% es un muy buen indicador, pero a su vez restringe la participación en el MDL teniendo que argumentar la adicionalidad por el lado de las barreras del negocio más que por el lado financiero. Se deberá contactar a alguna empresa consultora para iniciar la gestión y preparar la documentación asociada. Siguiendo esta línea, se deberá considerar alguna empresa acreditada por las Naciones Unidas para validar el proyecto.

Es de suma importancia establecer que al efectuar el estudio en dólares los valores de las obras civiles, que inherentemente tienen una gran porción en pesos, pueden ser fuente de perturbaciones en caso de una variación futura en el precio estabilizado del dólar (estudio en base a dólar a 515 pesos chilenos). Se recomienda que todos los costos de mano de obra, precios de excavaciones, insumos, y otros similares sean cuidadosamente actualizados si tal cambio se produce y se desea reevaluar el desempeño económico de la central.

En cuanto a la estrategia comercial, la opción de venta a CMg conviene si se prevé que las distribuidoras están teniendo problemas para cubrir sus bloques principales. El riesgo de la

entrada en acción de la RM88 implicaría tener que asumir el delta entre el precio de nudo y el de CMg. Esto no se estudió en profundidad, pero siendo que a la fecha el 24% de la energía a licitar todavía está sin contratos de suministro y que queda un poco más de un año para que la RM vuelva a estar vigente, el escenario es absolutamente incierto.

Reforzando el punto anterior, dicha estrategia presenta el mejor y más seguro resultado económico, al vender en el mercado Spot hasta el año 2012 y luego suscribir contratos a precio de nudo. Esta opción presenta dos grandes ventajas, una es que se tiene la oportunidad de vigilar los contratos de las distribuidoras sin correr el riesgo mencionado antes y la otra es que se puede apostar a un mayor precio de la energía proveniente de MGNC con respecto al de mercado para cubrir las obligaciones de los generadores sin contrato en el caso de que éstas no hayan logrado cubrir sus porciones ascendentes hasta el 10% de la energía, ya que no se tendrán compromisos de precios hasta tener un panorama claro de las licitaciones.

Es absolutamente recomendable que el proyecto continúe adelante en su desarrollo, y para mejorar la TIR del 18% obtenida se deberá apalancar el proyecto. El hecho de que el análisis entregue buenos indicadores económicos sin apalancamiento, sin bonos de carbono y enfrentando bajos riesgos al contar con un estudio hidrológico que está construido conservativamente, hace de este proyecto una interesante alternativa de inversión sobre todo en estos días de incertidumbre en la economía futura, ya que la demanda por energía es bastante inelástica a las condiciones económicas que se estén viviendo.

En el escenario propuesto para comercializar la energía los resultados económicos en promedio fueron un VAN de US\$ 21.993.098 y una TIR del 18%, los que cuando se les agrega la opción de venta de bonos de CO2 a 15[US\$/tCO2] aumentaron a US\$24.101.079 y 19% respectivamente.

El proyecto presento en todas las simulaciones buenos indicadores económicos para ambos mercados. La opción de venta a precio de nudo presento un rango para el VAN que va desde los US\$ 16.886.156 a US\$29.090.558 y una TIR desde 16,5% a 19,5%. En el mercado de venta a CMg el VAN presento extremos de US\$18.108.111 y US\$ 26.514.233 asociados a 16,3% y 20% respectivamente.

La recomendación más importante que se puede hacer al revisar todas las conclusiones que se pueden extraer del estudio es que se debe partir con la construcción lo antes posible para empezar a inyectar energía al sistema aprovechando los altos precios de la energía, que están en decaimiento. Para esto habrá que dejar de profundizar al máximo en ciertas áreas de estudio que requieren de mayor tiempo, como por ejemplo el estudio hidrológico. Lógicamente habrá que continuar con la medición de sus variables, pero limitándolo a que no retrase el desarrollo de las obras.

En el área hidrológica se recomienda continuar con el estudio sobre dos aristas principales que servirán para retroalimentar el modelo propuesto: primero se tiene que seguir registrando los niveles diarios en la estación El Manzano acompañándolos de más aforos. Por otro lado se tiene que contar con los datos diarios registrados por la DGA en Butamalal para seguir correlacionando en el tiempo. También se recomienda que un experto haga una visita a dicha estación para revisar sus características hidrológicas para poder comprender mejor como hay que interpretar sus datos.

Con respecto al diseño conceptual será de suma importancia corroborar que los datos expuestos tengan validez en terreno por medio de mediciones topográficas de mayor detalle que con las que se cuentan al momento del desarrollo del presente estudio. El estudio de ingeniería debe seguir adelante con mediciones de mecánica de suelos, sondajes y geología.

En el área medioambiental se concluyó que serán necesarias solo DIAs para la central y la línea de transmisión, sin embargo se recomienda presentar a la CONAMA una carta de pertinencia para verificar si corresponde realizar una DIA o bien un EIA.

Con respecto al desarrollo formal del estudio, se puede concluir que se cumplieron satisfactoriamente los objetivos presentados en un principio y se abordaron temas que no habían sido planteados que permitieron complementar el desarrollo de la evaluación con resultados de mejor calidad.

Bibliografía

Memorias:

- ❖ Herrera, Benjamín (2006) “Pago por potencia Firme a Centrales de generación Eólica”, tesis de grado ingeniería civil industrial, Universidad de Chile.
- ❖ Pavez, Mario (2008) “wind energy generation feasibility on the northern interconnected system (SING), tesis de grado en ingeniería, Universidad Católica.
- ❖ Bernstein Llona, Juan Sebastian “Regulación en el sector distribución eléctrica”, tesis de grado en ingeniería eléctrica, Universidad Católica.
- ❖ Herrera Quinteros, Sergio Patricio “Evaluación técnico-económica de una central termoeléctrica en Chiloe”, tesis de grado ingeniería civil industrial, Universidad de Chile.
- ❖ Mella Ascar, Gozalo, (2002) “Proyecto de interconexión de central hidroeléctrica al sistema troncal”, tesis de grado ingeniería civil electricista Universidad de Chile.
- ❖ Páez Ilabaca, Jaime A. (2007) “Evaluación técnico económica del abastecimiento de energía eléctrica de las instalaciones del embalse el yeso”, tesis de grado ingeniería civil industrial Universidad de Chile.
- ❖ Larios Lagos, Javier I. (2007) “Diseño, montaje y pruebas de un prototipo de microcentral hidroeléctrica con turbina Pelton”, tesis de grado ingeniería civil mecánico Universidad de Chile.

Documentos:

- ❖ Varas, Eduardo; Bois, Philippe (1998), “Hidrología Probabilística” 1° ed. Ediciones Universidad Católica de Chile.
- ❖ White, Frank M. (1983), “Mecánica de Fluidos”, 1° ed. en español. McGraw-Hill.
- ❖ Serra, P. (2006) “Energía para un Desarrollo Sustentable”, disponible en <http://www.academia-ciencias.cl/dev/docs/talleres/cstierra/energia_p_serra.pdf>
- ❖ The Power Engineering Education Committee Power system Relaying Committee (SF), “Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos”, disponible en: <www.beckwithelectric.com/infoctr/spanish/tutorialgenIEEE.pdf>
- ❖ Departamento de Administración de recursos hídricos (2002), “Manual de normas y procedimientos para la administración de recursos hídricos”, disponible en: <www.dga.cl/secuencias/servicios/manual_2002.pdf>
- ❖ Bennewitz, Rodolfo (2006) “Proyecto de centrales hidroeléctricas”, apuntes del curso CI61D, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Universidad de Chile.
- ❖ CNE (2008), “Fijación de precios de nudo, abril de 2008, Sistema Interconectado Central (SIC). Informe técnico definitivo”, disponible en: <www.cne.cl/estadisticas/nacionales/electricidad/f_precio.html>
- ❖ CNE (2007), “Fijación de precios de nudo, octubre de 2008, Sistema Interconectado Central (SIC). Informe técnico definitivo”, disponible en: <www.cne.cl/estadisticas/nacionales/electricidad/f_precio.html>
- ❖ Subsecretaria de economía, fomento y reconstrucción (2007), “D.F.L. N°4. Ley General de Servicios Electricos”.

- ❖ Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2005), “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos”
- ❖ MOP, Ley numero 20.017 (2005) modificación al código de aguas.
- ❖ Comision Nacional de Energia (2008), “Decreto de precio de nudo abril 2008”. Disponible en: <www.cne.cl/electricidad/destacados/precio_nudo_abril2008/DOC_13_Decreto130_Precios%20de%20Nudo_Abr08.pdf>
- ❖ Galetovic, Aalexander; Inostroza, Ricardo; Muñoz, Cristian (2006) “Abastecimiento eléctrico en el SIC 2006-2010: ¿Qué tan probable es un déficit?”. Disponible en: <www.cepchile.cl/dms/archivo_3794_1981/pder279_galetovic.pdf>
- ❖ Galetovic, Aalexander; Inostroza, Ricardo; Muñoz, Cristian (2007) “Abastecimiento eléctrico en el SIC 2007-2012: Luz al final del túnel, baches en el camino”. Disponible en: <www.cepchile.cl/dms/archivo_3922_2070/pder281_galetovic.pdf>
- ❖ Santana, Cristian; CNE (2007), “Energías renovables no convencionales, marco general y concurso de apoyo a preinversion”
- ❖ Enerconsul (2005), “Portocolo de Kyoto y oportunidades de inversión en Chile”.
- ❖ Enerconsul (2004), “Bonos de carbono, proyectos de inversión, y minicentrales hidroeléctricas”.
- ❖ Anuario de Point Carbon (2008), ”Post-2012 is now”. Disponible en: <http://www.pointcarbon.com/polopoly_fs/1.912721!Carbon_2008_dfgt.pdf>
- ❖ CONAMA (SF), “Guia para ingreso de EIA”. Disponible en: <www.e-seia.cl/manuales/2008/guia-conama-ingreso-eia.ppt>
- ❖ CONAMA (SF), “Guia Ingreso declaración de impacto ambiental”. Disponible en: <www.e-seia.cl/manuales/2008/guia-titulares-ingreso-dia.ppt>
- ❖ Ministerio Secretaria General de la Presidencia de la República (SF), “Reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental”. Disponible en: www.sinia.cl/1292/articulos-37936_pdf_reglamento_seia.pdf
- ❖ Cardarso-Suárez, Carmen (S.F.), “Test Chi-cuadrado, Asociacion de variables cualitativas o categoricas”. Disponible en: <<http://eio.usc.es/eipc1/MATERIALES/331102884.pdf>>
- ❖ J. Cristian Salgado, Ivan Rapaport, Juan A. Asenjo (2005), “Prediction of retention times of proteins in hydrophobic interaction chromatography using only their amino acid composition”. Disponible en <www.sciencedirect.com>
- ❖ Omotayo B. Adeboye; Michael O. Alatise (2007), “Performance of Probability distributions and Plotting Positions in Estimating the Flood of River Osun at Apoje Sub-basin, Nigeria”. Disponible en: <<http://cigr-ejournal.tamu.edu/submissions/volume9/LW%2007%20007%20Adeboye%20final%2031July2007.pdf>>
- ❖ Diego Celedón, Santander Global Banking & Markets: “Informe Sector Eléctrico, El Escenario Empieza a Cambiar” (14/7/2008)
- ❖ SYSTEP (2008), “Reporte Sector Eléctrico – SIC ¿Cambio de escenario en el sistema interconectado central?”
- ❖ Antonio Horvath, Presentacion: “Desafíos energéticos de Chile y desarrollo de la Patagonia chilena”
- ❖ SEC (2008), “Bases de licitación de suministro para las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica Saesa, Frontel, Luz Osorno, y las cooperativas Coelcha, Copelec, Coopelan, Codiner, De Curico, Cooprel, Crell y Socoepa”. Disponible en:

<http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_LICITACIONES/RES%20EXTA%20455.PDF>

Páginas Web:

- ❖ Comisión nacional de energía. Disponible en: <www.cne.cl>
- ❖ Dirección General de Aguas. Disponible en: <www.dga.cl>
- ❖ Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Disponible en: <www.sec.cl>
- ❖ Centro de Despacho Económico de Carga. Disponible en: <www.cdec-sic.cl>, <www.cdec-sing.cl>
- ❖ Point Carbon. Disponible en: <www.pointcarbon.com>
- ❖ CantorCO2e. Disponible en: <www.cantorco2e.com>
- ❖ Sistema de evaluación de impacto ambiental. Disponible en: <www.e-seia.cl>
- ❖ Calculo de tuberías en HDPE, ADS Chile. Disponible en: <<http://www.ads-chile.com/build/manning.html>>

Anexos

Anexo I: SEIA: ¿DIA o EIA para la central e interconexión?

A modo de introducción, siempre cualquiera sea el sistema de evaluación al que se someta un proyecto, para facilitar, agilizar y hacer más probable la aprobación de este, se debe entregar la mayor cantidad de información, siendo transparente en todo lo que se pueda. De esta manera la CONAMA tendrá menos problemas para detectar y resolver sobre problemas que puedan ser causados por el proyecto.

Actualmente se encuentra en discusión en la cámara de diputados un proyecto de ley en el que se cambia la institucionalidad de las COREMAs, eliminándolas y reestructurando la institucionalidad ambiental*.

Exploración de evaluaciones en proyectos similares

De todos los proyectos disponibles en el sistema de la CONAMA, se eligieron proyectos de centrales hidroeléctricas pequeñas de pasada y líneas de transmisión eléctrica entre 23kv y 66kv. Con respecto a la ubicación geográfica de los proyectos consultados mayoritariamente se VIII y X regiones, esto con el propósito de tomar proyectos que interfieran con elementos similares tanto en biodiversidad, comunidades humanas y aéreas protegidas.

Centrales hidroeléctricas mayores a 3 MW.

Nombre	Potencia	Ubicación	Evaluación	Observaciones
Trupán	39 MW	Ñuble, VIII región	DIA	
Carilafquén- Malalcahuello	18,3 MW	Melipeuco, IX región	DIA	
Chilcoco	12 MW	Lago Ranco, X región	DIA	
Alto Cautín	6 MW	Malleco, IX región	DIA	
Río Blanco Rupanco	5,5 MW	Puerto Octay, X región	DIA	
Laja	25 MW	Laja, VIII región	EIA	Embalse de 50 ha.
Lircay	19,04 MW	San Clemente, VII región	DIA	
Palmar-Correntoso	13 MW	Puyehue, X región	EIA	Parte de P.N. Puyehue.
Pulelfu	9 MW	Rupanco, X región	DIA	
Río Blanco, Hornopiren	18 MW	Hualaihué, X región	DIA	
San Clemente	6 MW	San Clemente, VIII región	DIA	
Tacura	5,87 MW	Melipeuco, IX región	DIA	

Fuente: elaboración propia con datos CONAMA

* Noticia publicada en El Mercurio 23 de Junio de 2008.

De los proyectos hidroeléctricos de pasada consultados, solo dos tuvieron que someterse a EIA, estos aparecen en la tabla anterior con una referencia a la causa en la columna “Observaciones”.

- ❖ La central Laja contempla un embalse de regulación de caudal de 50 hectareas, por lo que tuvo un impacto considerable sobre una superficie en la cual existe variedad de fauna de importancia ecológica y en conservación y la flora que la sustenta. El paisaje también se ve afectado por el embalse. Estas son las razones por las cuales se debió aplicar EIA y no DIA.
- ❖ La central Palmar-Correntoso tiene obras en el interior del Parque Nacional Puyehue, según el reglamento toda “Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales...” tiene que ser sujeta a EIA. De no haber interferido con el P.N., probablemente hubiesen tenido que presentar una DIA.

Se puede notar claramente que el tamaño de la pequeña central, no es causal de un tipo u otro de evaluación, si no que solo sus características de emplazamiento, diseño e intervención con la línea base del lugar. De esto se desprende que la central Picoiquén tendrá carácter de DIA, sobre todo debido a que no existen comunidades que deban reasentarse, bajos impactos visuales y muy baja intervención de bosque nativo, lo que conlleva baja intervención de vida silvestre.

Líneas de transmisión de alto voltaje mayor o igual a 23 kV.

La mayoría de los proyectos presentados al SEIA son líneas de más alto voltaje que 66 kV y modificaciones a tendidos existentes. Hay pocos proyectos nuevos y similares a la interconexión Picoiquén con SSEE Angol., Dado que la línea considerada esta bajo el umbral de 66 kV, los proyectos a considerar para determinar DIA o EIA deberán ser proyectos nuevos, idealmente en regiones cercanas con motivo de homogenizar los terrenos por donde pasa, flora y fauna y la existencia de humedales, y finalmente de voltaje menor o igual a 66 kV.

Los proyectos que se adecuan a la descripción son:

Nombre Línea	Tipo de línea	Ubicación	Evaluación	Observaciones
Lircay-Maule	66 kV	VIII región	DIA	
Chiguayante-Quilacoya	66 kV	VIII región	DIA	Paralela línea EFE
Santa Elvira-Nueva Aldea	66 kV	VIII región	DIA	
Talca-Pencahue	66 kV	Pencahue, VII región	DIA	
AGA Bio-Bio	66 kV	VIII región	DIA	
SSEE Petropower-SSEE Petroquin	66 kV	Talcahuano, VIII región	DIA	
Talcahuano-Latorre N°2	66 kV	Talcahuano, VIII región	DIA	
Central Mampil-SSEE Rucue	-	Quilleco, VIII región	DIA	No presenta información
Alonso de Ribera-Penco	66 kV	Concepción, VIII región	DIA	
Coronel Corcovado-Escuadrón	66 kV	Coronel, VIII región	DIA	

Fuente: elaboración propia con datos CONAMA

Contenidos básicos y consideraciones generales de una DIA y un EIA.

El proceso se desarrolla desde el principio en forma digital en línea*. Se debe contar con todos los estudios pertinentes al caso de modo de adjuntarlos durante el proceso; mapas, declaraciones, estudios de suelo, ruido, emisiones, flora y fauna, estudio hidrológico, aforos y determinación de caudal ecológico, etc.

La elección de DIA o EIA está en manos del solicitante, pero para ahorrar tiempo siempre convendrá elegir el tipo de evaluación que efectivamente será reconocido por la CONAMA, de otro modo esta rechazará la DIA y pedirá un EIA, dejando sin efecto todo el tiempo utilizado por el representante del proyecto para ver si un proyecto que claramente califica como EIA pasaba como DIA.

La DIA debe ser llenada y entregada según la “Guía de Ingreso Declaración de Impacto Ambiental, Mundo Privado”†. El proceso homologado para un EIA está detallado en la “Guía para Ingreso de EIA”‡.

La Declaración de Impacto Ambiental (D.I.A.)

La Declaración de Impacto Ambiental (D.I.A.) la realiza el órgano ambiental, se trata de una autorización administrativa positiva o negativa. Si la D.I.A. es positiva debe, además, fijar las condiciones en que el proyecto ha de llevarse a cabo. Estas condiciones serán especificaciones concretas sobre protección del medio ambiente, integrándolas con las previsiones contenidas en los planes ambientales existentes y serán coherentes con las exigidas por la autorización del proyecto.

La D.I.A. recogerá, además, las prescripciones necesarias sobre cómo realizar el seguimiento de las actuaciones según el programa de vigilancia ambiental. Pasados 30 días desde que el órgano ambiental recibe el expediente del proyecto, se remitirá la D.I.A. al órgano sustantivo que tiene que autorizar el proyecto (esto implica que se da un plazo de 30 días para redactar la D.I.A., aunque este plazo varía en algunas comunidades autónomas).

Una vez recibida la D.I.A. el órgano de las administraciones que corresponda deberá decidir si se autoriza o no el proyecto. Si existiera discrepancias, entre el órgano ambiental y el organismo sustantivo competente, sobre el contenido de la D.I.A. o sobre la conveniencia o no de realizar el proyecto, deberá resolver el conflicto el Consejo de Ministros o el órgano competente de la Comunidad Autónoma.

Si en el procedimiento del proyecto se prevé, para el otorgamiento de la autorización, que se notificarán primero al peticionario las condiciones de esta autorización, entonces esto se aplicará también a la D.I.A. Es decir, si el proyecto prevé que antes de hacerse pública la autorización hay que comunicárselo al promotor, entonces también se le facilitará el contenido de la D.I.A. antes de publicarla. En todo caso, la D.I.A. se hará pública en el plazo que se establezca para su realización.

* Página www.e-seia.cl/

† Disponible en: www.e-seia.cl/manuales/2008/guia-titulares-ingreso-dia.ppt

‡ Disponible en: www.e-seia.cl/manuales/2008/guia-conama-ingreso-eia.ppt

Los estudios de impacto ambiental (E.I.A.). Contenidos mínimos a incluir.

Cuando el Reglamento 1131/88 habla de la metodología de la E.I.A. se está refiriendo a su parte técnica, es decir, al estudio de impacto ambiental (Es.I.A). Se trata de un documento técnico que debe presentar el titular del proyecto. El EIA identificará, describirá y valorará los efectos previsibles que este proyecto produciría sobre los distintos aspectos ambientales. De entre todas las metodologías posibles que se aplicarán en el desarrollo de la evaluación se optará por aquella que garantice la línea de actuación mencionada y que asegure los objetivos propuestos.

Según reglamento citado, el EIA incluye las siguientes fases que presentamos:

- ❖ Descripción del proyecto y sus acciones. Examen de alternativas técnicamente viables y justificación de la solución adoptada.
- ❖ Inventario ambiental y descripción de las interacciones ecológicas o ambientales clave.
- ❖ Identificación y valoración de impactos.
- ❖ Establecimiento de medidas correctoras y protectoras.
- ❖ Programa de vigilancia ambiental.
- ❖ Documento de síntesis

Las dos primeras fases son de análisis inicial. Para realizarlas tendremos que llevar a cabo un análisis general del proyecto y una definición/descripción de su entorno (antes del inicio del proyecto) y una búsqueda de las acciones susceptibles de producir impactos.

- ❖ En la fase 3 “Identificación y valoración de impactos”, se deben identificar los impactos producidos en cada factor, valorando su importancia cualitativa y cuantitativamente.
- ❖ En la fase 4, se definen las acciones correctoras, precautorias y compensatorias de los impactos identificados en la fase anterior.
- ❖ El programa de vigilancia ambiental (fase 5) permite garantizar la aplicación de las medidas protectoras o correctoras propuestas; así se puede actuar de forma inmediata sobre aquellos factores que presenten una evolución que no corresponde con la que se preveía inicialmente en el estudio. El documento de síntesis sería el último paso del EIA.

Además de las fases que establece la legislación, se pueden adoptar otras que las complementan, que, aunque no sean de obligado cumplimiento según la legislación, son las que normalmente se siguen en este tipo de procesos.

Anexo II: Formulas de Indexación para Licitaciones 2006-I y 2006-II

La formula oficial de indexación propuesta por la CNE para el precio de la energía a la que se sujetan los oferentes del proceso de licitación es:

Energía:

$$Precio_{Energia} = Precio_{Base} * \sum a_i * \frac{Index_i}{Index_{i0}}$$

Donde:

Precio_{base}: Precio base de la energía especificado por los oferentes, en US\$/MWh.

Index_1: Precio de paridad mensual del P. Diesel, en US\$/m³, correspondiente promedio del mes en curso. Será publicado en (www.cne.cl). Este incluirá los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

Index_2: Precio de paridad mensual de combustible Fuel #6, en US\$/m³, correspondiente promedio del mes en curso. Será publicado en (www.cne.cl) Este incluirá los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

Index_3: Precio de paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes.

Index_4: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes.

Index_5: Para el proceso licitatorio 2006-1 y primer llamado de 2006-2: Precio CIF de importación del gas natural, en base al precio promedio mensual de los valores CIF informados por Aduana para el gas natural ingresado desde Argentina por la zona norte, centro y sur del país. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes.

Index_5: Para el segundo llamado a licitación del proceso 2006-2: Promedio Mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent 61 (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes.

Index_6: Consumer Price Index (USA). Disponible en el sitio web: <<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>>, clave “CUUR0000SA0””, identificación “CONSUMER PRICE INDEX ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice.

Index_i: Valor del índice *i* empleado para la construcción de la fórmula de indexación. La variable *i* toma valores 1 a *N*, donde *N* representa el número total de índices escogidos en la Oferta de la empresa Oferente.

Index_io: Valor base del índice *i* empleado para la construcción de la fórmula de indexación.

ai: Ponderador asociado al índice *i*. La suma de todos los ponderadores *ai*, con *i* de 1 a *N*, debe ser igual a 1. Cada empresa es libre de ponderar cada indexador según estime conveniente.

Con respecto a la indexación del precio de la potencia:

Esta fórmula de indexación debe reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima y se encuentra definida de la siguiente forma:

$$Precio_{Potencia} = Precio_{Base_Potencia} * \frac{CPI}{CPI_0}$$

Donde:

Precio_{base_potencia}: Precio base de la potencia, en US\$/kW/mes.

CPI: Índice de precios al consumidor de Estados Unidos.

CPI₀: Valor base para el índice de precios al consumidor de Estados Unidos, empleado para la construcción de la fórmula de indexación.

Los valores que toman los índices “*Index_io*” considerados en la indexación para la energía y potencia en la licitación 2006-II (segundo llamado) son:

Energía

El valor de los índices a incorporar en la fórmula de indexación del precio de energía ofertado, corresponderán a los siguientes valores:

Con $i=1...6$

Valor Index_i: Promedio aritmético de los precios de paridad publicados en el sitio web de la Comisión, correspondiente a los 6 meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquél en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_io: Promedio aritmético de los precios de paridad publicados en el sitio web de la Comisión, correspondiente a los 6 meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del proceso licitatorio desierto N° SE-02/06. Vale decir, contados regresivamente desde julio de 2007.

Potencia

El valor de los índices a incorporar en la fórmula de indexación del precio de potencia, corresponderán a los siguientes valores:

CPIo: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del proceso licitatorio desierto N° SE-02/06. Vale decir, contados regresivamente desde julio de 2007.

CPIi: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA) de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA. El valor del CPI respectivo se encuentra en el sitio WEB <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, código “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice.

Los valores para la aplicación de las formulas de indexación para el proceso de licitación 2006-I y 2006-II (primer llamado) son:

Para los valores de los índices considerados en el primer llamado a licitación (2006-I) se deben tomar los mismos indexadores del *Index_1* al *Index_6* a excepción del *Index_5* que pasa a ser:

Index_5: Promedio Mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho indicador será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes.

Los valores base de los índices cambian. Antes de ser promedio de los 6 meses a partir del tercer mes anterior al que se evalúa la fórmula (proceso 2006-II), era el valor único de un mes en particular entre los tres meses anteriores a la evaluación de la fórmula. Estos variaban según el indexador como sigue:

Energía

El valor de los índices a incorporar en la fórmula de indexación del precio de energía ofertado, corresponderán a los siguientes valores:

Valor Index_1o: Precio de paridad publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_1i-1: Precio de paridad publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_2o: Precio de paridad publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_2i-1: Precio de paridad publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_3o-2: Precio de paridad mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_3i-2: Precio de paridad mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_4o: Precio promedio mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_4i-2: Precio promedio mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_5o: Precio promedio mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al tercer mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_5i-3: Precio promedio mensual publicado en el sitio web de la Comisión, correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Valor Index_6o: Valor del CPI, correspondiente al tercer mes anterior al llamado a licitación.

Valor Index_6i-3: Valor del CPI, correspondiente al tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.

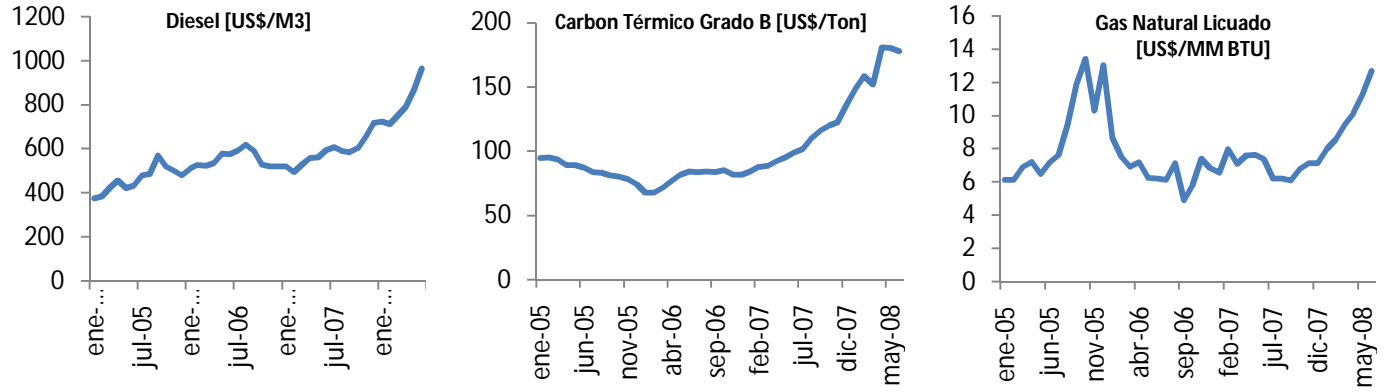
Potencia

El valor de los índices a incorporar en la fórmula de indexación del precio de potencia, corresponderán a los siguientes valores:

CPIo : Consumer Price Index (USA), correspondiente al tercer mes anterior al llamado a licitación, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA.

CPIi-3 : Consumer Price Index (USA), correspondiente al tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA.

Evolución de los Índices de precios de los combustibles



Fuente: Elaboración propia, indicadores de precios de combustibles CNE

Anexo III: Inversión Itemizada

Se tomó el valor del Euro en 764.2 y el dólar en 515 pesos chilenos con fecha 14 de Agosto de 2008. Los elementos considerados en la inversión de la central están expresados en dólares y se expresa con un “*” los ítems que consideran un 50% extra debido a contratistas. Todos los valores son sujetos a un 25% extra debido a imprevistos excepto los equipos debido a que sus valores están estandarizados en el mercado y no debiesen ser fuente de imprevistos.

Tabla 6.2
Inversión Desglosada

DESCRIPCION	UNIDAD	Q	PRECIO UNIT	TOTAL	Total	TOTAL	TOTAL sin IVA	
						* Contratistas 50% Imprevistos 25% US\$		
				US\$	%	US\$	23,516,498	
INGENIERIA					446,403	2.02%	558,003	1.99%
Ingeniería de concepto - Aporte inversionista	Gl	1					-	
Ingeniería Básica	Gl	1	13,462	13,462			16,827	
Agrosonda	Gl	1	9,844	9,844			12,305	
ICC-CONIC	Gl	1	29,533	29,533			36,916	
IPS	Gl	1	9,844	9,844			12,305	
Ingeniería de Detalles (Agrosonda, ByM, ICC, PSP)	Gl	1	305,174	305,174			381,468	
Ingeniería de terreno, por Agrosonda	Gl	1	78,545	78,545			98,181	
			-				-	
OBRAS DE CONSTRUCCIÓN								
Bocatoma					356,960	1.61%	624,681	2.23%
Excavaciones a máquina	m ³	200	17	3,397		*	5,945	
Excavaciones a mano	m ³	-	38	0		*	-	
Protección Taludes (roca)	m ²	-	38	0		*	-	
Protección de fondo (aguas abajo, proteccion erosion)	m ²	156	38	5,858		*	10,252	
Adoquines (piso debajo de compuertas)	m ²	80	68	5,448		*	9,534	
Rellenos Controlados	m ³	400	37	14,889		*	26,056	
Hormigones			-			*	-	
	H-10	m ³	40	296	11,851		20,740	
H-25 (L:28m x H:1.5 incluye base para evitar erosion por abajo)	m ³	150	769	115,300		*	201,774	
	Moldajes	m ²	460	58	26,681		46,693	
	Acero Armaduras	kg.	12,000	3	38,919		68,107	
Compuerta (para crecida de 300 m ³ /s)			-			*	-	
Compuerta de Sector H=1.5m B= 1.2m	n°	1	1,941	1,941		*	3,397	
Compuerta de limpieza H= 0.5m B= 0.5m	n°	1	1,941	1,941		*	3,397	
Reja "ventanucas" (4 rejas de 2m2, 0.6m/s)	n°	1	16,598	16,598		*	29,047	
camino acceso facil (300m x 7 x 2/2)	m ³	2,100	17	35,668		*	62,419	
camino acceso dificil (330 x 7 x 2) con roca	m ³	4,620	17	78,469		*	137,321	
Construcción canal en tubería					1,410,895	6.37%	2,469,065	8.82%
Excavación mesa	m ³	202,248	3	588,807		*	1,030,413	
Excavación Zanja (2x1.7)	m ³	30,226	3	87,998		*	153,996	
Rellenos Controlados, Saneamientos y Drenajes	m ³	11,201	37	416,941		*	729,647	
Hormigones			-			*	-	
	H-10 pollos cada 6 metros de 20x20x70 cm	m ³	41	296	12,292		21,510	
	H-25	m ³	140	769	107,613		188,323	
	Moldajes	m ²	-	58	0		-	
Acero Armaduras (1 barra por pollo)	kg.	14,000	3	45,405		*	79,459	
Instalación Tubo corrugado 1650mm	mtl	8,890	16	138,035		*	241,562	
Drenajes	mtl	8,890	2	13,804		*	24,156	
Chimenea de equilibrio					144,962	0.65%	253.683	0.91%

Excavaciones a Máquina	m ³	198	17	3,362	*	5,883			
Excavaciones a Mano	m ³	50	38	1,878	*	3,286			
Rellenos	m ³	100	30	3,004	*	5,258			
Hormigón					*	-			
	H-5	m ³	3	401	1,135	*	1,986		
	H-25	m ³	79	1,039	82,258	*	143,951		
	Moldaje	m ²	237	106	25,192	*	44,086		
	Acero Armaduras	kg.	7,917	4	28,134	*	49,234		
Tubería de presión enterrada				-	1,967,719	8.85%	*	3,443,509	12.30%
Excavaciones a Máquina	m ³	9,200	17	156,259	*	273,453			
Excavaciones a Mano	m ³	1,840	38	69,100	*	120,924			
Hormigón					*	-			
	H-25 9 machones y 121 apoyos	m ³	296	1,339	396,488	*	693,854		
	Moldaje	m ²	888	76	67,513	*	118,148		
	Acero Armaduras	kg.	26,640	4	94,672	*	165,676		
Instalación Tubería (kg del tubo, apoyos y JJEE.)	kg	406,581	3	1,183,688	*	2,071,454			
Casa de Máquinas 10MW				-	1,711,857	7.73%	*	2,995,749	10.70%
Excavaciones a Máquina	m ³	1,500	17	73,117	*	127,955			
Excavaciones a Mano	m ³	104	24	7,139	*	12,493			
Relleno	m ³	750	30	64,666	*	113,165			
Hormigón					*	-			
	H-25	m ³	105	769	231,632	*	405,356		
	Moldaje	m ²	572	58	95,135	*	166,486		
	Acero Armaduras	kg.	9,000	3	83,770	*	146,598		
Albañilería	m ²	252	66	47,834	*	83,709			
Techumbre	m ²	98	180	50,440	*	88,270			
Oficinas Control	m ²	54	901	139,680	*	244,441			
Camino Acceso nuevo 720m	m ²	2,880	10	85,537	*	149,690			
Camino Acceso Acondicionado sobre forestal desde vegas blancas 3800m	m ²	15,200	10	451,445	*	790,028			
Instalación eléctrica sala máquina	GL	1	4,423	12,695	*	22,216			
Montaje Turbina y Generador	GL	1	232,906	232,906	*	407,585			
Puente grúa	GL	1	135,862	135,862	*	237,758			
Obras de Restitución y rápido de descarga				-	189,997	0.86%	*	332,495	1.19%
Canal de restitución en roca					*	-			
Excavación en roca	m ³	160	65	10,469	*	18,321			
Relleno	m ³	140	30	4,206	*	7,361			
Hormigón:					*	-			
	H-25	m ³	22	769	16,911	*	29,594		
	Moldajes	m ²	70	53	3,745	*	6,553		
	Acero Armaduras	kg.	2,640	3	8,562	*	14,984		
Instalación Compuerta H= 1.2m B=1.0m	n°	1	1,941	1,941	*	3,397			
Protección enrocado	m ²	50	88	4,377	*	7,660			
Adoquines	m ²	14	68	981	*	1,716			
Rápido de Descarga									
Tubería HDPE Spiropecc 1600mm clase 60 incluye instalacion	m	390	339	174,635					
Excavación a maquina	m ³	390	17	8,751	*	8,280			
Interconexión (equipos no incluidos)				-	723,479	3.27%	*	904,349	3.23%
Línea Aluminio 66kV incluye materiales, ingeniería y servidumbres	Km	9	79,674	709,095		886,368			
Enrejado, puertas y piso patio de alta									
	Malla acma	m ²	800	3	2,574		3,218		
	Gravilla piso	m ²	5	10	49		61		
	Perfiles estructura de cierre	ml	100	29	2,911		3,639		
Equipos de conexión y soporte de la subestación.									
Cadenas de aislamiento de 5 unidades	un	9	711	6,403		8,004			
Perfiles de acero para estructuras 50x50x5 mm	ml	300	8	2,447		3,059			
SUMINISTRO DE EQUIPOS									

Compuertas				-	40,128	0.18%	50,160	0.18%
Compuerta en Bocatoma								
	Compuerta de Sector H=1.5m B= 1.2m	un	1	22,078	22,078		27,597	
	Compuerta de limpieza H= 0.5m B= 0.5m	un	1	8,346	8,346		10,432	
Compuerta Canal de Descarga								
	H= 1.2m B=1.0m	un	1	9,704	9,704		12,131	
Equipos				-	10,925,938	49.35%	10,925,938	39.04%
Equipos Eléctricos asociados a la Generación (Cost, Insurance & Fright: CIF)					-			
	Generador IP23, tipo <i>brushless</i> con regulador de tensión, transporte CIF puerto chileno, supervisión al montaje y puesta en marcha.	gl	1	1,661,229	1,661,229		1,661,229	
	Turbina Pelton eje vertical, válvula esférica, sistema de enfriamiento, transporte CIF puerto chileno, supervisión montaje y puesta en marcha.	gl	1	2,195,196	2,195,196		2,195,196	
	Rodete de repuesto	gl	1	148,621	148,621		148,621	
	Transporte Local	gl	1	9,704	9,704		9,704	
	Tubería de Presión	kg	365,781	3	1,064,906		1,064,906	
	Juntas de expansión tubería de presión 1500kg	gl	9	1,456	13,101		13,101	
	Apoyos cada 10m 350kg	gl	121	1,019	123,294		123,294	
	Tubería Aducción HDPE 1600mm internos			-				
	Tehmco Spiropecc 1600mm clase 120 (104.8 kg/m) incluye instalación.	mtl	8,890	226.784	3,913,022		3,913,022	
	Accesorios (CIF)			-			-	
	Sistema de frenado del generador	gl	1	22,545	22,545		22,545	
	Repuestos básicos para la unidad, la cual incluye los patines de los descansos del generador y 1 (un) regulador AVR, 1 set de diodos para el generador, 1 set de instrumentación para la turbina, 1 serie de repuestos de agujas y espejos toberas para los inyectores	gl	1	60,813	60,813		60,813	
	Transformador 6,3/110 KV 10MVA Trafo, incluye montaje y supervisión	un	1	475,000	475,000		475,000	
	Equipamiento eléctrico completo (excluido transformador de poder) suministro SE	GL	1	1,238,506	1,238,506		1,238,506	
	Patio de Alta (CIF)			-			-	
	3 interruptores/desconectores PASSM00 de ABB 123 kV	un	3	Incluido			-	
	9 transformadores de potencial de medida clase 123 kV	un	9	Incluido			-	
	9 pararrayos 154 kV	un	9	Incluido			-	
	Materiales de montaje y cableados por alambrar equipos	GL	-	Incluido			-	
	Parrón	Kg		Incluido			-	
	Casa de Maquinas (CIF)						-	
	Un (1) Tablero de 6.6 kV	un	1	Incluido			-	
	Una (1) celda metálica para la puesta a tierra del generador		1	Incluido			-	
	Un (1) Transformador de servicios auxiliares 6.6 / 0.4 - 0.230 kV, 400 kVA		1	Incluido			-	
	Un (1) Grupo electrógeno de emergencia de 120 kVA		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero principal de distribución 400/220 kVA		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero principal de distribución 400/220 VAC.		1	Incluido			-	
	Un (1) tablero de distribución 400/220 VAC de la Unidad.		1	Incluido			-	
	Un (1) Sistema de 125 VDC con cargadores y banco de baterías.		1	Incluido			-	
	Un (1) Sistema de 24 VDC con cargadores y banco de baterías.		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero general de distribución 110 VDC.		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero general de distribución 24 VDC.		1	Incluido			-	
	Un (1) tablero de distribución 110 y 24 VDC de la Unidad.		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la subestación		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para los equipos comunes de la Central		1	Incluido			-	
	Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la Unidad		1	Incluido			-	
	Materiales de montaje y cableados para la Media Tensión, control y automatización en la Casa de Maquinas		1	Incluido			-	
				-			-	
				-			-	

PUESTA EN SERVICIO				-	166,576	0.75%	208,220	0.74%
De la Central	hh	400	74	29,636			37,046	
De la Línea	hh	100	75	58,226			72,783	
De las Obras Hidráulicas	hh	400	16	15,527			19,409	
Prueba de eficiencia en sitio para la turbina con método INDEX	gl	1	63,186	63,186			78,983	
				-			-	
OBRAS DE ARTE				-	199,074	0.90%	348,380	1.24%
3 Puentes caminos forestales aducción con relleno		3	23,291	69,872		*	122,275	
6 Puentes caminos forestales (Cajones sobre Penstock enterrada)		6	9,704	58,226		*	101,896	
4 pasadas de quebradas en badén 9m3 hormigón mas con 100kg fierro						*	-	
	H-25	m ³	36	769	27,672	*	48,426	
	Acero Armaduras	kg.	3,600	3	11,676	*	20,432	
	Moldajes	m ²	108	23	2,515	*	4,402	
Pasada Tubo 1 (quebrada grande: 2m3/s en crecida)		1	29,113	29,113		*	50,948	
				-	0	*	-	
EVALUACION AMBIENTAL				-	42,699	0.19%	53,374	0.19%
DIA Central 600UF	GI	1	23,291	23,291			29,113	
DIA Línea AT (si >23kv) 500UF	GI	1	19,409	19,409			24,261	
				-			-	
LEGALES				-	85,026	0.38%	106,283	0.38%
Servidumbres Canal	Ha	13.34	3,882	51,763			64,704	
Servidumbre Bocatoma	Ha	0.06	3,882	233			291	
Servidumbre Chimenea de Equilibrio, Carga, Control y descarga	Ha	0.17	3,882	675			844	
Servidumbres tubería presión	Ha	1.04	3,882	4,018			5,022	
servidumbres tendido eléctrico (item incorporado a línea eléctrica) 25.000 US\$/Km	Ha	-	Incluido	0			-	
Servidumbre casa de maquinas	Ha	0.15	7,764	1,165			1,456	
Servidumbre caminos			-				-	
A casa de maquinas nuevo	Ha	4.90	3,882	19,021			23,776	
A bocatoma	Ha	2.10	3,882	8,152			10,190	
				-			-	
SISTEMA DE COMUNICACIÓN					194,088	0.88%	242,610	0.87%

Fuente: Elaboración propia, Agrosonda S.A., HR Ingeniería, M. Vidaurre y CIA, y conversaciones con expertos.

Anexo IV: Comparación de Venta en Mercado Spot y Precio de Nudo

Simulación N°	Precio de Nudo			Mercado Spot CMg		
	Van	PRC	TIR	Van	PRC	TIR
1	26,827,752	9	18.9%	22,760,437	9	18.2%
2	27,272,950	9	18.9%	21,877,186	9	17.7%
3	23,641,710	9	18.3%	22,714,298	9	18.1%
4	23,296,050	9	18.5%	24,130,844	8	19.0%
5	21,340,072	9	18.2%	23,781,974	8	19.0%
6	18,735,930	10	17.1%	20,097,659	10	17.2%
7	20,491,262	9	17.6%	20,890,744	10	17.5%
8	20,820,497	10	17.5%	19,997,715	10	17.1%
9	19,959,025	10	17.2%	19,400,012	10	16.8%
10	19,659,816	10	17.1%	19,274,928	10	16.8%
11	18,225,700	10	16.9%	19,546,355	10	17.0%
12	18,214,353	10	16.9%	19,400,502	10	16.9%
13	18,315,783	10	17.0%	19,610,437	10	17.0%
14	16,886,156	10	16.5%	18,323,130	11	16.5%
15	17,950,934	10	16.7%	18,155,900	11	16.4%
16	18,462,467	10	16.8%	18,598,563	11	16.5%
17	18,485,963	10	16.7%	18,108,111	11	16.3%
18	18,750,842	10	16.9%	18,596,142	11	16.5%
19	18,217,935	10	16.7%	18,429,013	11	16.4%
20	19,696,012	10	17.1%	19,165,237	10	16.7%
21	21,462,451	10	17.6%	20,011,154	10	17.1%
22	23,433,926	10	17.9%	20,186,509	10	17.1%
23	23,333,840	9	18.1%	21,516,284	9	17.7%
24	20,898,663	9	17.5%	20,822,088	10	17.4%
25	20,982,647	9	17.9%	22,982,554	9	18.5%
26	19,683,835	9	17.5%	21,598,817	9	17.9%
27	18,979,789	10	17.2%	20,235,756	10	17.3%
28	22,453,830	9	17.8%	20,556,595	10	17.3%
29	21,197,424	10	17.5%	19,598,261	10	16.9%
30	25,937,718	9	18.4%	20,585,194	10	17.2%
31	26,233,141	9	18.8%	22,717,486	9	18.1%
32	29,090,558	9	19.5%	24,407,178	8	18.9%
33	26,392,291	8	19.4%	26,514,233	7	20.0%
34	20,829,900	9	17.9%	23,243,648	9	18.6%
35	20,649,127	9	18.0%	23,385,558	9	18.8%
36	19,387,832	10	17.3%	20,604,631	10	17.5%
37	18,175,332	10	16.8%	18,660,560	11	16.6%
38	25,083,200	10	18.2%	20,070,891	10	16.9%
39	25,578,542	9	18.5%	21,312,206	9	17.5%
40	29,498,798	9	19.2%	22,463,903	9	17.9%
41	27,505,525	9	19.3%	25,259,527	8	19.2%
42	25,452,102	9	18.8%	23,510,116	9	18.6%
43	24,254,927	9	18.9%	25,157,368	8	19.5%
44	24,398,859	9	18.5%	23,104,305	9	18.4%
45	25,847,000	9	18.9%	23,843,206	8	18.8%
46	22,929,932	9	18.2%	22,390,813	9	18.2%
47	19,778,731	9	17.4%	21,145,557	10	17.7%
48	21,098,288	9	17.9%	22,632,411	9	18.3%
49	24,848,058	9	18.4%	22,028,791	9	17.9%
Desv. Estandar	3,322,749	0.54	0.8%	2,105,098	0.96	0.9%
Promedio	22,054,030	9.4	17.9%	21,293,975	9.5	17.7%

Fuente: Elaboración propia

Anexo V: Cotizaciones y Condiciones de Suministro

Cliente:

Estimada atención:

CENTRAL HIDROELÉCTRICA PICOIQUEN

OFERTA TÉCNICA Y ECONÓMICA BUDGET N°.....

POR EL SUMINISTRO DE LOS EQUIPOS
ELECTROMECAÑICOS

Santiago, 20 de Julio de 2008

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

1. ALCANCE DEL SUMINISTRO

1.1 EQUIPAMIENTO MECÁNICO COMPLETO DE:

Nº 1 Turbina PELTON de eje vertical con 4 inyectores, prevista con rodete PELTON fundido en acero inoxidable del tipo DIN X5CrNi134 (ASTM A 743 CA 6 NM) directamente instalado en la extremidad del eje del generador eléctrico, completas de los accesorios para el montaje y la puesta en fundación.

Nº 1 Válvula de guardia turbina del tipo esféricas estandarizadas, dimensiones DN 700-PN 64, prevista con sello en material sintético, sistema de mando oleo-hidráulico en apertura y contrapesa en cierre, completa de válvula de by-pass para el equilibrio de presiones agua arriba de la tubería de presión y aguas debajo de la cámara espiral. La válvula esférica será completa de su junta de montaje para el acoplamiento directo a la cámara espiral y de todos los accesorios para el montaje e la puesta en fundación.

Nº 1 Unidad oleohidráulica de mando del aceite en presión para el mando de los inyectores y deflectores de la turbina y de la válvula esférica de guardia y de su by-pass.

A completamiento:

- Las cañerías exteriores de conexión, completas de todos sus accesorios para el montaje, entre la unidad oleohidráulica y los varios servomotores de la turbina y de la válvula esférica, serán incluidas en nuestro Alcance de Suministro.
- El aceite de mando de primer llenado será incluido en nuestro Alcance de Suministro.
- Nº 1 Sistema de enfriamiento del aceite de los descansos del generador, además de los intercambiadores necesarios en las cubas de los descansos, será incluido en el suministro de los generadores.

LA EMPRESA suministrará todo el sistema de bombeo del agua, las cañerías de acero inoxidable y sus accesorios para el montaje, la instrumentación para el control del flujo y los

intercambiadores para el enfriamiento, los cuales serán instalados en el canal de descarga de las turbinas.

Nº 2 El sistema de automatización de la Unidad de Generación y de la Central:

- Tablero de comunicación en la Central.
- Sistema de automatización en la Central.
- Automatización y regulación de la Unidad y de los comunes/ auxiliares.
- Sistema de automatización en la cámara de carga.
- Sistema SCADA en la Central.
- Nº 1 Generador eléctrico sincrónicos trifásico del tipo brushless de eje vertical, con grado de protección IP 23, diseñado para las características de operación indicadas en la Ficha Técnica anexa. La operación de la Unidad se considera sea exclusivamente en paralelo con la red y, por lo tanto, no hemos previsto la posibilidad de operación en forma aislada. El generador será equipado con los descansos de guía y empuje en material blanco (por fricción) y con su sistema propio del aceite de lubricación natural y refrigeración del mismo aceite con el sistema de enfriamiento en ciclo cerrado detallado al punto anterior. El generador será suministrado con su sistema de excitación y regulador electrónico de tensión estándar (tipo Basler) y todos los accesorios para el montaje y la puesta en fundación.
- Nº 1 Embalaje y transporte marítimo según CIF (Incoterms 2000) puerto chileno Valparaíso o San Antonio.
- Nº 1 Supervisión Técnica al montaje mecánico y Puesta en Marcha de los equipos.
- Nº 1 OPCIÓN - Pruebas de rendimiento en sitio de una turbina a elección de EL CLIENTE de acuerdo al método INDEX.
- Nº1 OPCIÓN - Suministro de los repuestos básicos de la turbina y del generador.
- Nº1 OPCIÓN - Suministro de un rodete de repuesto.
- Nº1 OPCIÓN – Suministro de las válvulas esféricas con sello especial del tipo metálico móvil (válvulas rotativas), completas de sistemas oleohidráulicos suplementares y sistema de mando del sello por medio de agua en presión.

1.2 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO COMPLETO DE:

Subestación

- Tres (3) interruptores/desconectores de poder compacto tipo PASSM00 de ABB 123 kV, completos de transformadores de corriente.
- Nueve (9) transformadores de potencial de medida clase 123 kV.
- Nueve (9) pararrayos 145 kV.
- Materiales de montaje y cableados por alambrar los equipos.

Casa de Maquinas

- Un (1) tablero de 6,6 kV con celdas metálicas protegidas (Metal Enclosed):
 - N° 1 celda llegada línea.
 - N° 1 celda Unidad de Generación.
 - N° 1 celda transformador para servicios auxiliares.
 - N° 1 celda línea cámaras de carga.
 - Una (1) celda metálica (Metal Enclosed) para la puesta a tierra del generador.
- Un (1) transformador de servicios auxiliares, en resina (seco) 6,6 / 0,4 - 0,230 kV, 400 kVA.
- Un (1) Grupo electrógeno de emergencia con potencia aparente de 120 kVA.
- Un (1) Tablero principal de distribución 400/220 VAC.
- Un (1) tablero de distribución 400/220 VAC de la Unidad.
- Un (1) Sistema de 125 VDC con cargadores y banco de baterías.
- Un (1) Sistema de 24 VDC con cargadores y banco de baterías.
- Un (1) Tablero general de distribución 110 VDC.
- Un (1) Tablero general de distribución 24 VDC.
- Un (1) tablero de distribución 110 y 24 VDC de la Unidad.
- Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la subestación con las funciones que se detallan en esquema unilineal E301P anexo.
- Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para los equipos comunes de Central con las funciones que se detallan en esquema unilineal E301P anexo.
- Un (1) Tablero de protecciones y medidas eléctricas para la Unidad con las funciones que se detallan en esquema unilineal E301P anexo.

- Materiales de montaje y cableados para la Media Tensión, control y automatización en la Casa de Maquinas.

OPCIÓN - Transformador de poder

- Un (1) transformador de poder trifásico 6,6 / 110 kV, 15.500 kVA, enfriamiento ONAN.

SERVICIOS OFRECIDOS

- Diseño de los equipos suministrados.
- Pruebas en fábrica.
- Transporte y seguro CIF (Incoterms 2000) puerto Valparaiso – San Antonio.
- Supervisión al montaje de los equipos arriba relacionados:
- 2 meses – 1 técnico – 2 viajes
- Puesta en Marcha:
- 1,5 meses – 1 técnico – 1 viaje
- La formación del personal de operación de la Central durante el período de montaje y puesta en Marcha.
- Cualquier día adicional en sitio por causas que no dependen de LA EMPRESA S.R.L respecto el total previsto en la oferta, será contabilizado aparte en 1.000 Euro / día / persona, más gastos.

2. EXCLUSIONES

Se consideran no incluidas en nuestro precio estimativo, los siguientes suministros y competencias:

- Cualquier tipo de diseño, suministro y actividad en las subestación de llegada líneas desde la Central.
- Diseño y suministro de los sistemas de: automatización, control, SCADA, telecomunicaciones, telefonía, transmisión de datos, telecomando, equipos multiplexores, etc. para la Central y las subestaciones.
- Diseño y suministro de las estructuras metálicas, conductores aéreos, cadenas de anclaje y todos lo que son equipos de conexión y soporte de la subestación.
- Equipos eléctricos en cámara de carga y/o en las obras de toma.
- Repuestos para el equipamiento electric.
- Obras de albañilería y/o terminaciones.
- Cualquier tipo de Obra Civil.
- Cualquier tipo de excavación.
- Suministro y montaje de cualquier equipo y alambrado de alimentaciones en las obras de toma.
- Alumbrado de la Central y de obras de toma de agua (alumbrado general y de emergencia) y fuerza motriz.
- Suministro y montaje de la líneas en fibra óptica al exterior de la Casa de Maquinas.
- Sistemas o equipos de fijación para el tendido de fibra óptica (tubería, postes, cajas, etc.)
- Herramientas por montaje y desmontaje.

- La línea de transmisión desde la Central Picoiquén hasta la subestación.
- La línea de transmisión a desde la Central Picoiquén hasta la Bocatoma.
- Alimentación eléctrica durante el montaje.
- Sistemas drenaje en la Casa de Máquinas, permanentes y/o temporales.
- Obras, tableros y alambrados de potencia y control en las tomas de agua.
- Tubería salida aire al exterior del edificio de la Casa de Maquinas.
- Líneas telefónicas.
- Sistema de ventilación de la Central.
- Sistema de climatización de la Casa de Maquinas.
- Sistema radio VHF.
- Sistema de vigilancia.
- Sistema de lucha contra el fuego.
- GPS NTP Server.
- Montajes mecánicos y eléctricos.
- Medios de levantamiento provisorios y definitivos.
- Diseño de detalle de las Obras Civiles, la Dirección de la Faena y los costos por seguros. Suministraremos solamente las indicaciones por como diseñar las fundaciones de los equipos de nuestro suministro y las relativas cargas que actúan en las mismas.
- Todos los trabajos de naturaleza civil, así como la determinación de los puntos fijos para las cotas de instalación y los ejes de las Unidades de Generación.
- Todas la obras hidromecánicas accesorias como válvulas de inicio tubería de presión, rejas y limpia rejas, tuberías aguas arriba y debajo de la Casa de Maquinas, así como los sistemas de drenaje y vaciado al interior de la misma Casa de Maquinas.
- El sistema de malla para la Puesta a Tierra de la Casa de Maquinas.
- Planchas de cobertura de canaletas, pasamanos, rejas de defensas para el personal operativo, etc.
- Todos los transportes desde el puerto de desembarque hasta la faena de la Central.
- Equipamientos auxiliares cuales malla de tierra, iluminación, energía motriz, sistema anti incendio y ante intrusión, etc.
- Cables de alimentación y señalización (fibra óptica) a lo largo de la tubería de presión.
- Permisos de cualquier naturaleza relativos a la instalación de los equipos electromecánicos ofrecidos.
- Sistema de telecontrol, telemando y Supervisión a distancia de la Central.
- Personal especializado para el montaje mecánico y eléctrico, incluyendo cañerías y cableado eléctricos.
- Impuesto de cualquier naturaleza para la importación de los equipos, incluida la IVA.

3. CONDICIONES DE SUMINISTRO

- Entrega: CIF (Incoterms 2000) puerto chileno Valparaíso o San Antonio.
- Tiempo de entrega: Aprox. 19 - 20 meses para la entrega FOB (Incoterms) puerto europeo más un mes para el transporte marítimo a puerto chileno.
- Supervisión en sitio: Incluida en el precio (duración 2 meses por la Unidad).

4. PRECIOS

El precio estimativo por el suministro de los equipos electromecánicos y servicios anteriormente detallados, se considera ser:

SUMINISTRO BÁSICO

Descripción	Suministro [Eur]
Nº 1 turbina Pelton de eje vertical, completa de válvula esférica, mandos oleohidráulicos, sistemas enfriamiento, transporte CIF puerto chileno, Supervisión al montaje y Puesta en Marcha de los equipos.	1.480.000,00.-
Nº 2 Sistemas de automatización de las Unidades y de la Central.	Incluidos
Nº2 Válvulas esféricas estandarizadas con sello en material sintético, completas de BY-pass y accesorios.	Incluidos
Nº 1 generador IP23, tipo brushless con regulador de tensión, transporte CIF puerto chileno, Supervisión al montaje y Puesta en Marcha	1.120.000,00.-
Equipamiento eléctrico completo (excluido el transformador de poder)	835.000,00.-

MONTO TOTAL DE LA OFERTA EUR 3.435.000,00.-

SUMINISTRO OPCIONAL

DESCRIPCIÓN

Descripción	Suministro [Eur]
Nº 1 Transformador de poder para la subestación.	470.000,00.-
Nº 1 Serie di repuestos básicos para la Unidad, la cual incluye aproximadamente los patines de los descansos del generador, Nº 1 regulador AVR	41.000,00.-
1 set de diodos para el generador, Nº 1 set de instrumentación de la turbina, Nº 1 serie de agujas y espejos toberas para los inyectores.	
Nº 1 Rodete Pelton de repuesto.	100.200,00.-
Prueba di eficiencia en sitio en una sola turbina (a elección del Cliente) a efectuar con método	42.600,00.-

INDEX según cuanto previsto por las normas IEC.

N° 1 Sistema de frenado del generador.	15.200,00.-
Extra precio (a añadir al precio del suministro básico) por el suministro de las válvulas con sello metálico (válvulas rotativas).	153.210,00.-

5. TÉRMINOS DE PAGO

Para acordar en una eventual negociación. De todas maneras, solamente como ejemplo por cuales podrían ser los términos de pago que normalmente aplicamos para este tipo de contrato, les detallamos a seguir lo siguiente:

20% - Del valor total del Contrato, a considerar como anticipo a la emisión de la Orden a Proceder.

5% - Del valor total del Contrato a la entrega para aprobación de los planos y Especificaciones Técnicas contratadas en la definición del Alcance de Suministro. La aprobación de dichos documentos se considerará concedida después de 21 (veintiuno) días de la entrega de los documentos por parte de LA EMPRESA.

20% - Del valor total del Contrato transcurridos 6 (seis) meses de la entrada en vigor del Contrato.

45% - Del valor total del Contrato a la entrega CIF (Incoterms 2000) de la Unidad de Generación contra documentos de embarque.

NOTA: Si el despacho no fuese posible efectuarlo por motivos no imputables a LA EMPRESA, la factura será contra al correspondiente Certificado de Depósito en un lugar a acordar con EL CLIENTE.

10% - Del valor total del Contrato prorrata al término de la Puesta en Marcha de la Unidad de Generación, o sea a la Aceptación Preliminar de los equipos (PAC – Provisional Acceptance Certificate) y, de todas maneras, pero no más tardes de 6 (seis) meses después de la fecha de emisión de los documentos de embarque o de la fecha del Certificado de Depósito correspondiente.

La forma de pago deberá ser acordada entre las partes. Los pagos deberán ser efectuados dentro de los 30 días del cumplimiento de la etapa acordada, contra factura comercial.

6. VALIDEZ DE LA OFERTA

30 días a contar de la fecha de esta oferta misma.

7. VARIABILIDAD DEL PRECIO

En consideración de la particular situación del mercado Europeo por cuanto se refiere el aprovisionamiento y los costos de las materias primas, es evidente que el precio budget que les hemos detallado podrá ser confirmado o ajustado al momento de una eventual negociación. Les rogamos amablemente considerar que los costos que hemos considerado para elaborar esta oferta budget, podrán tener variaciones sensibles y/o de mayor consideración, según el período en que se nos solicitará una eventual oferta con precios firmes.

8. DEFINICIÓN DE RECEPCIÓN DE LAS OBRAS

8.1 CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN PRELIMINAR (PAC)

Finalizada satisfactoriamente la Puesta en Marcha como detallada en las Especificaciones Técnicas de LA EMPRESA, se considera finalizada la Puesta en Marcha comercial de los equipos electromecánicos y tendrá lugar la Aceptación Preliminar. Se formalizará un acta de la misma, reflejando todos los ensayos realizados con los resultados obtenidos. Esta acta se formalizará por el Representante autorizado por parte del Cliente y por el Representante de LA EMPRESA, los cuales extenderán en conjunto una certificación escrita al respecto, en adelante PAC.

El PAC será emitido aún cuando existan omisiones y defectos menores, que no impidan la operación comercial de los equipos electromecánicos, por los cuales LA EMPRESA se comprometerá a remediarlos dentro de los períodos de tiempo que se acuerden.

En el caso de que por causas ajenas a la responsabilidad de LA EMPRESA no se haya podido realizar la Puesta en Marcha a la fecha contractualmente establecida, el PAC será emitido no más allá de 10 (diez) meses después del aviso de disponibilidad en fábrica de los equipos.

Si el Cliente debiera operar o hacer uso de los equipos electromecánicos antes de la Aceptación Preliminar, tal operación o uso se considerará como una Aceptación Preliminar por omisión y el PAC se considerará conseguido para todos los efectos contractuales.

8.2 CERTIFICADO DE INSPECCIÓN (IC)

Una vez otorgado el PAC, se iniciarán, dentro de un período de máximo 60 (sesenta) días, las pruebas de rendimiento y potencia de la turbina. Terminadas satisfactoriamente las pruebas, se emitirá el Certificado de Inspección, en adelante IC.

En el caso que por causas ajenas a la responsabilidad de LA EMPRESA no se haya podido realizar las pruebas de rendimiento y potencia, el IC será emitido no más allá de 12 (doce) meses después del aviso de disponibilidad en fábrica de los equipos.

8.3 CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN FINAL (FAC)

Después de 12 (doce) meses de la fecha de emisión del PAC, al final del período de garantía, pero no más allá de 18 (dieciocho) meses del aviso de disponibilidad en fábrica de los equipos, el Cliente emitirá el Certificado de Aceptación Final, en adelante FAC. En caso que por causas ajenas a la responsabilidad de LA EMPRESA no se haya podido emitir el PAC, el FAC será emitido a no más tardes de 18 meses (dieciocho) meses después del aviso de disponibilidad en fábrica de los equipos.

9. MULTAS

Por lo que se refiere a las multas por atraso en los plazos contractuales (plazos que deberán ser acordados y detallados en el Contrato), estas se aplicarán solo en caso que el atraso produzca un daño efectivo al Cliente.

Las multas tendrán un tope del 10% del monto total del Contrato.

Por lo que se refiere a las multas por rendimiento y potencia (que deberán ser acordados y detalladas en el Contrato), proponemos establecer límites en las multas de la siguiente forma:

- **Multa** por rendimiento: tope del 5% del valor del Contrato.

- **Multa** por potencia: tope del 5% del valor del Contrato.

El tope de todas las multas, incluyendo las de atraso en los plazos contractuales y las técnicas por rendimiento y potencia, no deberán exceder el 10% del valor total del Contrato.

Las multas serán el único y exclusivo derecho y remedio para el Cliente por los casos de atraso en los plazos contractuales y falta de rendimiento y potencia.

10. CONDICIONES PARA LAS ACTIVIDADES EN SITO

Las actividades relacionadas con la Puesta en Marcha de los equipos a realizar por personal especializado de LA EMPRES, se han valorado bajo las premisas de la presencia en sitio sin interrupciones, excepto los permisos y descansos reglamentarios, durante los períodos previstos en el Contrato.

Se facturará al Cliente, de acuerdo con las tarifas internacionales ANIE en vigor, los gastos adicionales supuestos como, pero no limitados a:

10.1 Trabajos adicionales al suministro objeto de la presente oferta.

10.2 Tiempos muertos de nuestro personal de LA EMPRESA debidos a causas ajenas a LA EMPRESA .

10.3 La duración de los trabajos superior a lo indicado en el Contrato por causas ajenas a LA EMPRESA.

10.4 Necesidades de personal adicional o de horarios de trabajo extendidos (horas extras, jornadas nocturnas, trabajos en día feriados o fin de semana, etc.), con objeto de recuperar atrasos ocurridos por causas no imputables a LA EMPRESA

Si durante las fases de Supervisión del montaje y Puesta en Marcha, el personal especializado de LA EMPRESA desplazado en sitio debiera interrumpir su trabajo por causas ajenas a LA EMPRES, las horas acumuladas en las distintas interrupciones serán facturadas según las tarifas internacionales ANIE antes mencionadas. Apenas iniciado el montaje, o la Puesta en Marcha, si por causas ajenas a LA EMPRESA hubieran de ser suspendidos o demorados los trabajos, el personal especializado de LA EMPRESA abandonará la obra hasta que se subsanen los problemas y puedan reanudarse los trabajos mismos, facturándose al Cliente los gastos de desplazamiento que tal circunstancia origine.

11. GARANTÍAS

Por cuanto establecido en el Art. 1667 del Código Civil italiano, garantizamos la correcta fabricación y la buena calidad de los materiales, además del confiable y perfecto funcionamiento de todos los componentes incluidos en el Alcance de Suministro, por un período de 12 (doce) meses contados desde la Puesta en Marcha, pero no más allá de 18 (treinta) meses contados desde la fecha del aviso certificado que los componentes están listos en nuestros talleres para el despacho a Chile, en la eventualidad que la Puesta en Marcha de los equipos sea atrasada por causas que no dependen de nuestra voluntad y responsabilidad.

Durante el período de garantía, proveeremos a sustituir, a nuestro cargo y costo, en el menor tiempo posible y compatiblemente con las exigencias del Cliente, los componentes o sistemas que resultarán defectuosos. Por la parte de equipo reparada o reemplazada, el plazo de garantía será de 365 (trescientos sesenta y cinco) días contados a partir de la reparación o reemplazo, pero no más allá de 12 (doce) meses después del término del período de garantía original.

La reparación o el reemplazo constituyen el único derecho y remedio para el Cliente por defectos de los equipos. Transcurridos 30 (treinta) meses del aviso de disponibilidad en fábrica de los equipos, termina cualquier tipo de garantía por parte de LA EMPRESA

De la garantía se excluyen los daños debidos a uso impropio de los equipos, el normal desgaste de la maquinaria, la falta de cuidado y la inexperiencia de operación, manumisión de los equipos, casos fortuitos, falta de mantención, modificaciones no autorizadas. Por cuanto establecido en el Art. 1223 del Código Civil italiano, LA EMPRESA no será responsable por daños indirectos y consecuenciales. Con la eventual reparación o sustitución de los componentes o sistemas defectuosos, se excluye nuestra obligación o responsabilidad por daños directos o indirectos.

12. LIMITACIÓN DE LA RESPONSABILIDAD

No obstante cada diferente acuerdo eventualmente contenido en el contrato y/o en los documentos a los cuales se refiere, LA EMPRESA no podrá en ningún caso ser considerado responsable por daños accidentales, especiales, indirectos y o consecuenciales de cualquier naturaleza, incluidos, pero no limitadamente, a pérdidas de beneficios, ganancias, paro de la

central o pérdida de intereses o de negocios u otras pérdidas de naturaleza pecuniaria. La responsabilidad total de LA EMPRESA por penalidad, compensación e indemnización, es limitada al monto total del contrato, a menos que no se hayan producido fraude o culpas graves.

13. CONDICIONES GENERALES DE VENTA

“Las Condiciones Generales de Venta de LA EMPRESA forman parte integrante y substancial de la presente oferta. La aceptación por parte del Cliente de dichas Condiciones Generales de Venta, con valor predominante sobre las condiciones contractuales del cliente, constituye condición necesaria para la aceptación del contrato por parte de LA EMPRESA”.

14. CAUSAS DE FUERZA MAYOR

Cualquier evento que interfiera con la normal ejecución del Contrato y que no sea atribuible a falta o negligencia de LA EMPRESA o que sea fuera de su control, será considerado como causa de fuerza mayor.

Como ejemplo y no como listado restrictivo, los siguientes eventos son causas de fuerza mayor:

- Restricciones e intervenciones de cualquier clase por parte de las Autoridades.
- Guerras o revoluciones o tumultos.
- Sabotajes, incendios, catástrofes de cualquier clase.
- Paros, huelgas y abstenciones de trabajo aunque sean ilegales tanto en los países en los cuales se fabrican los equipos como en el país donde se instala la Central.
- Ocupaciones de talleres y desórdenes laborales en general.
- Escasez y limitaciones de energía eléctrica.
- Rechazo de moldes principales o partes manufacturadas.
- Restricción de transportes terrestres, marítimos o aéreos, congestión en los puertos en los países en los cuales se fabrican los equipos o en el país en el cual se instala la Central.
- Demora del Cliente u otros subproveedores contratados por su cuenta.
- Demora del Cliente en la aprobación de los planos de LA EMPRESA, o demora del Cliente en suministrar a LA EMPRESA la información técnica necesaria para llevar a cabo el suministro.
- Demora, fallas o causas por las cuales el Cliente y/o otros subproveedores contratados por ésta o terceros, sean responsables, y así mismo las consecuencias de las causas arriba mencionadas que puedan interferir directamente o indirectamente con los compromisos de LA EMPRESA.

- Incumplimiento por parte del Cliente de las fechas programadas para poner a disposición de LA EMPRESA cualquiera de las prestaciones a su cargo.

LA EMPRESA informará por escrito si surge una causa de fuerza mayor y enviará al Cliente la documentación necesaria, si fuera solicitada, para justificar la(s) causa(s) de fuerza mayor aplicable(s).En caso se verificara un evento de Fuerza Mayor, LA EMPRESA tendrá derecho al ajuste del precio del Contrato y a la extensión de los plazos contractuales.

Si la ocurrencia de la Fuerza Mayor perdurara por un plazo superior a 180 (cientos ochenta) días, LA EMPRESA tendrá derecho a terminar el Contrato y a obtener el pago de los gastos efectuados y de los trabajos realizados hasta el día de terminación del Contrato.

15. CANCELACIÓN DE LA ORDEN

La facultad del Cliente de cancelar el Contrato será subordinada al incumplimiento por parte de LA EMPRESA de una de las más importantes obligaciones contractuales, después de un razonable plazo de tiempo acordado para ponerle remedio.

16. CESIÓN DEL CONTRATO

El Cliente no podrá ceder a terceros el Contrato sin el consentimiento previo por escrito de LA EMPRESA.

17. LEY APLICABLE Y ARBITRAJE

El Contrato será regido por la Ley Chilena. Todas las desavenencias que deriven de este Contrato o que guarden relación con este, serán resueltas definitivamente de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional por uno o más árbitros nombrados conforme a este Reglamento. El arbitraje tendrá lugar en Santiago de Chile.



Propuesta TXE1698

Gravataí, 30 de julio de
2008.

Señores
M. VIDAURRE Y CIA. S.A.
Presente

Atte.: Sr. Jorge Muñoz S.

Referencia: Transformadores de Potencia 6766 KV – 10 MVA
Nuestra Referencia: TXE1698

Por este medio nosotros **TRAF0 EQUIPAMENTOS ELETRICOS S.A.**, con domicilio en Gravataí, estado do Rio Grande do Sul, Brasil, y través de nuestro representante exclusivo en Chile la empresa INTEGRACIONES ELECTROMECANICAS LTDA., presentamos nuestra propuesta por transformador de 10 MVA 6/66 kV.

Favor cualquier duda técnica o comercial haganoslo saber para ajustarnos a vuestra necesidad.

Nos quedamos a su disposición y aprovechamos la oportunidad para firmarnos muy

Atentamente,

Lino Jeldez A.
Integraciones Electromecánicas Ltda..
Cel.: 09 – 318 73 12
ieltda@entelchile.net

PARTE I – PROPUESTA TÉCNICA

1. DESCRIPCIÓN DE LOS ITEMS

Ítem 01 - Un transformadores trifásicos, inmersos en aceite mineral, 10 MVA ONAN, 66/6 kV, YNd1, 50 Hz, con cambiador de derivaciones sin tensión, para montaje a 2.500 msnm.

Demás especificaciones y pruebas, según norma IEC.

PARTE II – PROPUESTA COMERCIAL

1. PRECIOS ESTIMATIVOS

Los precios son firmes en US\$.

Ítem	Descripción	Qnt	Precio Unitario EXW – Planta Gravataí
01	Un transformador trifásico de Poder, inmerso aceite mineral, 10 MVA ONAN, 66/6 kV, YNd1, 50 Hz, con cambiador de derivaciones sin tensión, para montaje a 2.500 msnm.	1	US\$ 445.000,00
02	Supervisión de Montaje	1	US\$ 8.000.-

Nota:

1.- Flete estimativo de planta TRAFO Hasta Chile : US\$ 30.000.-

2.- No se cotizan repuestos, en caso de ser necesario podran ser cotizados.

- Los precios son firmes en Dólares de los Estados Unidos de América.
- Se entenderá que los precios arriba están de acuerdo con las modalidades “EX Works” (EXW) en la planta de TRAFO (Brasil), según INCOTERMS 2000.
- El precio presentado en el cuadro arriba **no incluí** el pago del IVA, derechos o aranceles de internación ni retenciones de impuestos a los servicios de supervisión de montaje y/o puesta en servicio.

- d. La supervisión de un técnico de TRAF0 (o una compañía autorizada por TRAF0) para asistir el armado y puesta en servicio del transformador en el jobsite está incluida en el precio del transformador, conforme punto 07 de esta propuesta.
- e. TRAF0 no se responsabiliza por casos de lucro cesante que puedan ocurrir.
- f. Los gastos para un inspector del cliente asistir las pruebas en fábrica **NO** están incluidos en el precio del transformador. Las pruebas serán ejecutadas en el laboratorio de nuestra planta en Gravataí (Brasil).

2) Forma de Pago

- 20% con la orden de compra.
- 20% con la entrega de los planos para aprobación
- 60 % con carta de crédito, pagadera a vista contra documentos de embarque, confirmada por banco brasileño de 1º línea. Los costos de confirmación son por cuenta del cliente.

El cliente deberá pagar a Trafo Equipamentos Eléctricos el monto de 0,5% del valor de la Invoice por semana de atraso en el pago.

3) Plazo de Entrega

EXW Planta TRAF0 Gravataí - RS 130 días a partir de la ODC.

Tiempo Estimado hasta Chile : 25 Días.

4) Garantía

18 (dieciocho) meses contados a partir de la fecha de entrada en operación o 24 (veinticuatro) meses contados a partir de la fecha de embarque, prevaleciendo lo que ocurrir primero.

5) Validez de la Oferta

30 días a partir de 30/07/2008.

6) Términos de cancelación de la orden de compra

El cliente tendrá la opción de cancelar la orden de compra, parcial o totalmente mediante el pago al proveedor TRAF0 de los siguientes costos de cancelación:

- Hasta 03 semanas después del recibo de la orden de compra: 5% del valor de la ODC
- Hasta 08 semanas después del recibo de la orden de compra: 30% del valor de la ODC
- Hasta 10 semanas después del recibo de la orden de compra: 80% del valor de la ODC
- Arriba de las 10 semanas del recibo de la orden de compra: 90% del valor de la ODC

7) Supervisión de montaje

La supervisión de un técnico de TRAFO (o una compañía autorizada por TRAFO) para asistir el armado y puesta en servicio del transformador en el jobsite No está incluida en el precio presentado.

Esta supervisión **no incluye** los siguientes ítems:

- los equipos (herramientas, instrumentos de medición, bomba de vacío, etc.);
- los obreros auxiliares;
- la grua para mover radiadores, aisladores y tanque de expansión;
- los equipos especiales necesarios para la instalación.

Se consideran 4 días de trabajo en obra.

Día Adicional :US\$ 650.-

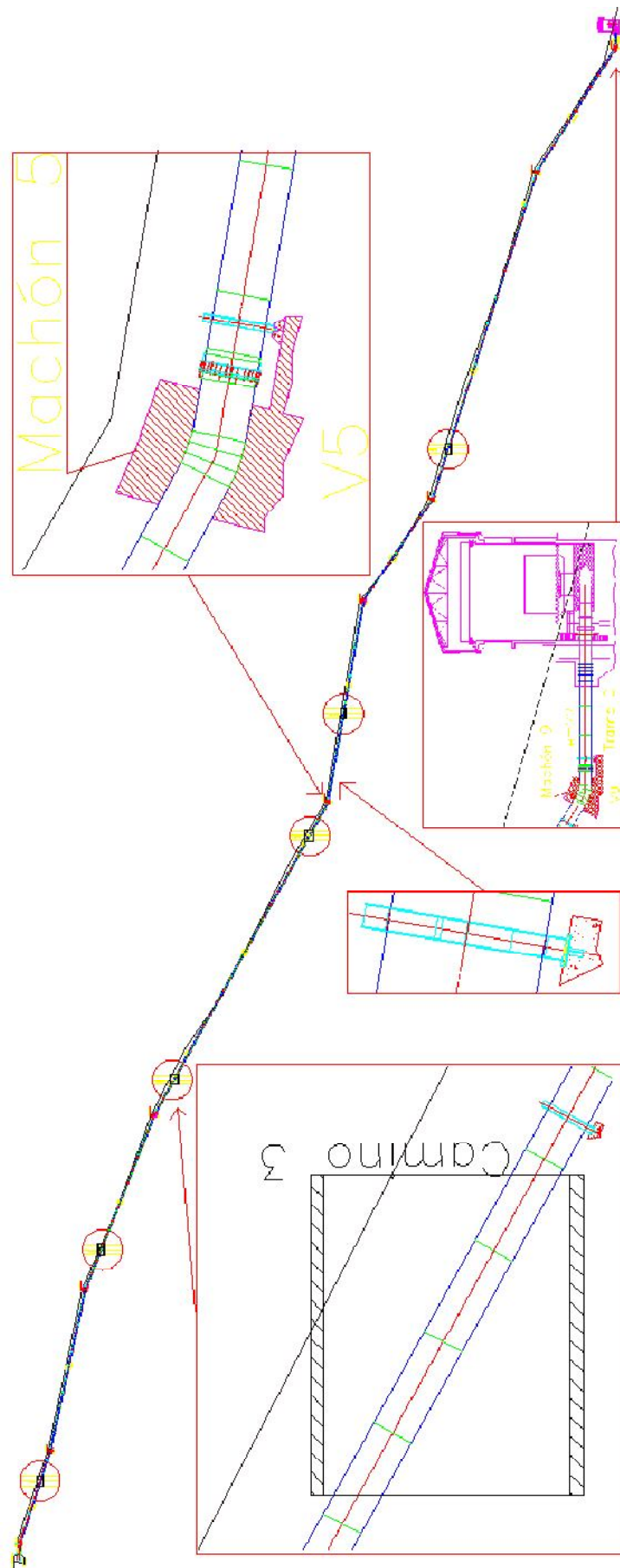
8) Multas

Se acepta 0,1% por cada día de atraso, con un tope del 3% del valor total de la Orden de Compra.

Atentamente,

Lino Jeldez A.
Integraciones Electromecánicas Ltda..
Cel.: 09 – 318 73 12
ieltda@entelchile.net

Anexo VI: Detalles Tubería de Presión



AÑO	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032			
INGRESOS																											
PROYECCION PRECIO VENTA																											
Pn Energía Angol [US\$/MWh]	145.141	112.696	106.984	96.313	90.412	92.235	91.734	94.647	94.040	94.626	94.317	95.469	96.712	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	90.500	
Pn Potencia Angol [US\$/Kw/mes]	16	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	23	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
UNIDADES FISICA SUMINISTRADAS																											
Energía Suministrada [kWh/a]			63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	63,855,598	
Potencia Suministrada [KW/a]			63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899	63,899
INGRESOS POR VENTA																											
Ingreso Venta Energía [US\$]			6,831,531	6,150,134	5,773,311	5,889,729	5,857,701	6,043,738	6,005,012	6,042,386	6,022,642	6,096,218	6,175,608	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953	5,778,953
Ingreso Venta Potencia [US\$]			1,089,177	1,124,793	1,161,574	1,199,557	1,238,782	1,279,291	1,321,123	1,364,324	1,408,938	1,455,010	1,502,589	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234	1,517,234
INGRESOS POR MDL																											
Total CO2eq Desplazado [X Ton]			27,713	27,713	27,713	27,713	27,713	27,713	27,713	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	20,242	
Ingreso por CO2eq Desplazado [US\$/TonCO2] @ [US\$/TonCO2]			415,700	415,700	415,700	415,700	415,700	415,700	415,700	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633	303,633
TOTAL INGRESOS [US\$]			8,336,408	7,690,627	7,350,585	7,504,986	7,512,183	7,738,729	7,741,836	7,710,344	7,735,213	7,854,861	7,981,830	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,599,821	7,296,187
EGRESOS																											
Costos O&M																											
			287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219	287,219
Peaje																											
			23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400	23,400
Depreciaciones Legales																											
			4,437,639	4,437,639	4,437,639	2,335,571	2,335,571	2,335,571	263,045	263,045	263,045	263,045	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	384	384	384	384	384	384	384	384
Costos MDL																											
			13,000	49,800	34,000	34,000	34,000	34,000	34,000	46,220	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	56,220	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750	27,750
TOTAL EGRESOS [US\$]			13,000	4,811,058	4,782,258	4,782,258	2,680,189	2,680,189	2,680,189	607,664	619,884	601,414	601,414	568,164	568,164	568,164	568,164	596,634	568,164	338,752	338,752	338,752	338,752	338,752	338,752	311,002	
Utilidad Antes de Impuesto																											
			-	3,525,350	2,908,369	2,568,327	4,824,797	4,831,994	5,058,540	7,134,172	7,090,460	7,133,799	7,253,447	7,413,666	7,031,657	7,031,657	7,031,657	7,003,187	7,031,657	7,261,068	7,261,068	7,261,068	7,261,068	7,261,068	7,261,068	6,985,185	
Impuesto 17%																											
			-	-	494,423	436,616	820,216	821,439	859,952	1,212,809	1,205,378	1,212,746	1,233,086	1,260,323	1,195,382	1,195,382	1,195,382	1,190,542	1,195,382	1,234,382	1,234,382	1,234,382	1,234,382	1,234,382	1,234,382	1,187,481	
Utilidad Neta Después de Impuesto [US\$]																											
			-	4,811,058	2,413,946	2,131,711	4,004,582	4,010,555	4,198,588	5,921,363	5,885,082	5,921,054	6,020,361	6,153,343	5,836,275	5,836,275	5,836,275	5,812,645	5,836,275	6,026,687	6,026,687	6,026,687	6,026,687	6,026,687	6,026,687	5,797,704	
Depreciaciones Legales																											
			-	4,437,639	4,437,639	4,437,639	2,335,571	2,335,571	263,045	263,045	263,045	263,045	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	229,796	384	384	384	384	384	384	384	
FLUJO CAJA OPERACIONAL [US\$]																											
			-	13,000	373,418	6,851,586	6,569,351	6,340,152	6,346,126	6,534,159	6,184,408	6,148,127	6,184,099	6,283,406	6,383,138	6,066,070	6,066,070	6,066,070	6,042,440	6,066,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	5,798,087	
Inversión Fija																											
			11,845,003	11,845,003																							
Valor Residual de los Activos																											
IVA inversión																											
			2,250,551	2,250,551																							
Recuperación IVA inversión																											
						2,250,551	2,250,551																				
Flujo de Capitales																											
			14,095,553	14,095,553			2,250,551	2,250,551																			
FLUJO NETO [US\$]	14,095,553	14,108,553	373,418	6,851,586	6,569,351	8,590,703	8,596,676	6,534,159	6,184,408	6,148,127	6,184,099	6,283,406	6,383,138	6,066,070	6,066,070	6,066,070	6,042,440	6,066,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	6,027,070	5,798,087	

Anexo VII: Flujo de Caja

Nota: La evaluación continúa hasta el año 2039 con igual valores que el año 2032.

