

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Con la colaboración de:



**LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS
MINIMOS A CONSIDERAR EN LA
ELABORACION DE LAS BASES DEL
ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y
EXPANSION DE LOS SISTEMAS
MEDIANOS**

Informe Final

Preparado para:



Octubre, 2013



**LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS MINIMOS A CONSIDERAR EN LA
ELABORACION DE LAS BASES DEL ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y
EXPANSION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS**

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1. INTRODUCCION.....	9
1.1 Objetivo	9
1.2 Breve descripción de los Sistemas Medianos	9
1.3 La Tarificación de los Sistemas Medianos en Chile	12
1.4 Información Utilizada en el Estudio.....	16
2. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LAS BASES TÉCNICAS DEL ÚLTIMO PROCESO TARIFARIO.....	18
2.1 Proyección de Demanda.....	18
2.2 Costos Unitarios de Inversión	20
2.3 Costos Unitarios De Personal.....	22
2.4 Costos de Explotación No Combustibles.....	24
2.5 Costos Unitarios de Explotación Combustibles	26
2.6 Planificación de la Expansión	27
2.7 Calculo del Costo Incremental de Desarrollo.....	27
3. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	31
4. PROPUESTA DE METODOLOGIA PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS Y RECARGOS 35	
4.1 Costos de Inversión	35

4.2 Costos Unitarios de Personal	49
4.3 Costos de Explotación No Combustibles.....	50
4.4 Costos Unitarios de Explotación Combustibles	57
4.5 Planificación de la Expansión	57
4.6 Calculo del Costo Incremental De Desarrollo.....	59
4.7 Cálculo del Costo Total de Largo Plazo.....	62
5. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE MERCADO Y TECNOLOGIAS VIGENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISION QUE SE PODRIAN UTILIZAR EN LA EVALUACION DE LOS PLANES DE EXPANSION.....	67
5.1 Tecnologías de Generación.....	67
5.2 Tecnologías de Transmisión.....	98
6. CONCLUSIONES.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1 Esquema Metodológico para la Determinación de las Tarifas de los Sistemas Medianos (I).....	13
Figura 2 Esquema Metodológico para la Determinación de las Tarifas de los Sistemas Medianos (II).....	15
Figura 3 Relación Costos Unitarios de Inversión / Potencia Instalada	21
Figura 4 Relación Costos Unitarios de Inversión Totales / Potencia Instalada, según la CNE	22
Figura 5 Costos Variables de Producción Unidades Diesel Punta Arenas.....	28
Figura 6 Comparación de resultados de Energía Generada [kWh]	30
Tabla 1 Sistemas Medianos y Empresas Operadoras en Chile.....	10
Tabla 2 Encuesta de Salarios y Comparación con Salarios Pagados.....	23
Tabla 3 Ingreso mensual Asalariados por región.....	24
Tabla 4 Costos Fijos de Transmisión Según Empresas Operadoras, Año 2011 [USD]	25
Tabla 5 Comparación de resultados de Energía Generada [kWh]	30
Tabla 6 Propuestas alternativas para la determinación de los Costos Indirectos	56
Tabla 7 Costos de Inversión ERNC	73

Tabla 8 Generación hidráulica con derechos de aprovechamiento	75
Tabla 9 Potencial de generación a partir de residuos forestales (biomasa)	81
Tabla 10 Centrales en operación que utilizan biomasa (SING)	82
Tabla 11 Líneas de transmisión en uso	87
Tabla 12 Composición de los CVNC	88
Tabla 13 Criterios y Fórmulas referenciales CVNC: Turbinas de Gas (Operación base)-Dic 2012	88
Tabla 14 Criterios y Fórmulas referenciales Precios FOB [USD/kW]: Motores-Dic 2012	91
Tabla 15 Criterios y Fórmulas referenciales CVNC: Motores (Operación Base)-Dic 2012	92
Tabla 16 Criterios y Fórmulas referenciales Rendimientos: Motores	93
Tabla 17 Composición de los Costos de Inversión de Centrales Hidroeléctricas – Dic. 2012	95
Tabla 18 Estimación de Ponderadores para Costos de Inversión: Centrales Hidroeléctricas	96
Tabla 19 Costos Referenciales de Inversión (USD/kW) y CVNC (USD/MWh) a Dic-12, Centrales Hidráulicas	97
Tabla 20 Costos de Inversión Eólica, Biomasa y Carbón	98
Tabla 21 Líneas de transmisión en uso	99
Tabla 22 Comparación de costos de inversión de transmisión.....	101
Tabla 23 Análisis de las bases técnicas y propuesta de metodologías.....	102

LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS MINIMOS A CONSIDERAR EN LA ELABORACION DE LAS BASES DEL ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y EXPANSION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe presenta los resultados del estudio para desarrollar un levantamiento de contenidos mínimos a considerar en la elaboración de las Bases sobre las cuales las empresas operadoras deberán realizar el “Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”.

A lo largo del estudio se desarrollaron las siguientes actividades:

- a) Revisión y análisis de las Bases Técnicas del último proceso tarifario.
- b) Identificación de los costos en que incurren las empresas en instalar y operar instalaciones de generación y transporte en los Sistemas Medianos, incluyendo un detalle de las diferencias y particularidades entre uno y otro sistema.
- c) Desarrollo de una metodología para la estimación de costos y recargos.
- d) Propuesta de metodología para la proyección de la demanda de energía eléctrica.
- e) Propuesta de metodología para el cálculo del Costo Incremental de Desarrollo.
- f) Propuesta de metodología para el cálculo del Costo Total de Largo Plazo.
- g) Análisis de las condiciones de mercado y tecnologías vigentes que se podrían utilizar en los planes de expansión.

En el capítulo 1 se presenta el objetivo general del presente estudio; un breve análisis de los Sistemas Medianos y su estructura de costos; y una descripción del modelo regulatorio utilizado para realizar el Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, con el cual se determinan las tarifas de generación y transmisión de los mismos.

Asimismo, se describe la información utilizada en este estudio, entre la que se destaca la Ley General de Servicios Eléctricos, el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, los últimos Estudios Tarifarios realizados por las empresas, las observaciones de la CNE a los mismos, y los dictámenes del Panel de Expertos respecto a las controversias.

En el capítulo 2 se presenta un análisis de las Bases Técnicas del último proceso tarifario, identificando los puntos débiles de las mismas y los aspectos que debieran ser mejorados. Sobre la base de este análisis, en los capítulos 3 y 4 se proponen lineamientos básicos para incorporar en las Bases del próximo Estudio de tarificación de los Sistemas Medianos, los cuales buscan reducir las asimetrías de información orientando el cálculo tarifario, así como disminuir los niveles de controversia que puedan aparecer a lo largo del estudio entre la CNE y las empresas operadoras.

En la tabla siguiente se resumen las dificultades encontradas y las sugerencias de mejoras metodológicas:

ANÁLISIS DE LAS BASES TÉCNICAS Y PROPUESTA DE METODOLOGÍAS

ETAPA DEL ESTUDIO TARIFARIO	DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LAS ÚLTIMAS BASES TÉCNICAS	PROPUESTAS METODOLÓGICAS PARA INCORPORAR EN LAS PRÓXIMAS BASES TÉCNICAS
<p>Proyección de la demanda</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultades –en algunos casos- para encontrar datos económicos regionales representativos y que permitan explicar adecuadamente el crecimiento esperado de la demanda de electricidad en las áreas atendidas por los Sistemas Medianos. • Dificultades para proyectar las variables económicas utilizadas como explicativas en los modelos de proyección. • Discrepancias entre los resultados obtenidos por la CNE y por las empresas. • Dificultades para encontrar una tendencia en la información histórica, debido a la importancia que pocos usuarios de gran tamaño tienen en la demanda total, lo que implica, en algunos casos, series históricas con alta volatilidad y, por lo tanto, difíciles de pronosticar. • Falta de una metodología específica que permita homogeneizar los criterios y de esa forma, reducir la controversia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicar una metodología más específica para la proyección de la demanda, que incluya: <ul style="list-style-type: none"> → Definición/especificación de los modelos econométricos (ARIMA y Ajuste Parcial). → Estimación de proyecciones mediante dos modelos distintos, para dar robustez a los resultados. → Información a utilizar para las proyecciones → Criterios de selección de modelo. • Flexibilidad a las empresas para utilizar un modelo analítico alternativo, si pueden demostrar que los modelos econométricos no presentan resultados adecuados.

ETAPA DEL ESTUDIO TARIFARIO	DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LAS ÚLTIMAS BASES TÉCNICAS	PROPUESTAS METODOLÓGICAS PARA INCORPORAR EN LAS PRÓXIMAS BASES TÉCNICAS
Costos Unitarios de Inversión	<ul style="list-style-type: none"> Falta de información, o inconsistencias en los valores presentados por algunas de las empresas operadoras en el último Estudio tarifario (economías de escala). Falta de un mecanismo o metodología específica para verificar la consistencia o robustez de los valores presentados por las empresas a la CNE, para que esta emita su recomendación. 	<ul style="list-style-type: none"> Estudio Soporte basado en una Base de datos de precios de referencia que permita verificar la robustez de los resultados. <ul style="list-style-type: none"> → Definición de la cantidad de mínima de muestras. → Definición de criterios de consistencia. → Fuentes de información a utilizar
Costos Unitarios de Personal	<ul style="list-style-type: none"> Falta de un mecanismo o metodología específica para verificar la consistencia o robustez de la información presentada. 	<ul style="list-style-type: none"> Estudio Soporte de Remuneraciones, basado en Encuestas de Mercado y criterios específicos.
Costos de Explotación No Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> Falta de criterios o metodologías específicas que permita homogeneizar los análisis, mejorando la precisión de la información utilizada, y reduciendo la controversia. 	<ul style="list-style-type: none"> Metodología de Empresa Modelo para determinar los Costos Fijos. Metodología específica para determinar los Costos Variables No Combustibles.
Costos de Explotación Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> Mecanismos rápidos y flexibles que permitan ajustar los precios de nudo de manera de disminuir distorsiones que impliquen diferencias sensibles entre los valores reconocidos y los costos reales de las empresas operadoras. 	<ul style="list-style-type: none"> Analizar la incorporación de un ajuste en las ponderaciones de la fórmula de indexación de tarifas, a los efectos de tener en cuenta modificaciones en la estructura de costos debido a diferencias entre la disponibilidad real de combustible y el escenario considerado en las tarifas vigentes, siempre que el mismo se deba a factores no gestionables por la empresa.
Planificación de la expansión y cálculo del Costo Incremental de Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de homologar, en las primeras etapas del Estudio tarifario, los parámetros técnicos y de costos que impactan sobre los resultados (características de las unidades – rendimiento, eficiencias, consumos internos, etc.-, modelos de simulación, precios de combustibles, series hidrológicas, entre otros). Diferencias notorias, en algunos casos, entre el despacho real del año base y las simulaciones, las cuales podrían implicar señales tarifarias que no son las adecuadas. Mecanismos para asegurar que el Costo de Desarrollo calculado es adecuado (costo-eficiente). Necesidad de definir el parque inicial existente. 	<ul style="list-style-type: none"> Homologar el escenario a evaluar en las simulaciones. Asegurar la consistencia entre el despacho real del año base y las simulaciones. Realizar análisis de sensibilidad para verificar que el resultado obtenido es un costo mínimo. Considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes, incluyendo en la modelización parámetros que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo a las prácticas y estándares internacionales. <ul style="list-style-type: none"> → “Estudio específico de caracterización de las unidades existentes. → Antecedentes de las empresas que respalden el estado actual de los generadores. → Auditorías técnicas de instalaciones existentes.

Adicionalmente, este informe incluye 24 Anexos con análisis complementarios y de apoyo. Se destacan los siguientes, entre otros:

- *Benchmarking* de costos unitarios.
- Criterios para el armado de la base de datos de costos unitarios.
- Descripción de los Sistemas Medianos y análisis de su estructura de costos.
- Análisis de las condiciones de mercado y tecnologías vigentes que se podrían utilizar en los planes de expansión de los Sistemas Medianos.
- Proyección de la Demanda.
- Visitas a los Sistemas Medianos.

LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS MINIMOS A CONSIDERAR EN LA ELABORACION DE LAS BASES DEL ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y EXPANSION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

1. INTRODUCCION

1.1 OBJETIVO

El objetivo general del estudio es desarrollar un levantamiento de contenidos mínimos a considerar en la elaboración de las Bases sobre la cuales las empresas operadoras de los sistemas medianos deberán realizar el “Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”.

Los objetivos específicos de este informe son:

- h) Revisar y analizar las Bases Técnicas del último proceso tarifario.
- i) Identificar y cuantificar los costos en que incurren las empresas en instalar y operar instalaciones de generación y transporte en los Sistemas Medianos, realizando un levantamiento acabado de las diferencias entre uno y otro sistema, detallando las particularidades que enfrenta cada sistema desde el punto de vista de costos.
- j) Plantear una metodología para la estimación de costos y recargos.
- k) Proponer una metodología para la proyección de la demanda de energía.
- l) Formular una metodología de cálculo del Costo Incremental de Desarrollo y del Costo Total de Largo Plazo.
- m) Estudiar las condiciones de mercado y tecnologías vigentes de generación y transmisión que se podrían utilizar en la evaluación de los planes de expansión.

1.2 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

En la siguiente tabla se detallan los Sistemas Medianos (en adelante, SSMM) objeto de estudio del presente informe:

TABLA 1 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS OPERADORAS EN CHILE

SISTEMA MEDIANO	EMPRESA OPERADORA
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSÉN)
Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
Hornopirén	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA) Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile

En términos generales, se ha podido observar que la estructura de costos es similar en todos los SSMM, donde los primeros lugares son ocupados por los costos de generación. En particular, en todos los sistemas con excepción de Palena, el primer lugar es ocupado por los costos variables de generación (CVG). Si se tienen en cuenta la suma de los costos de generación (CVG, CCG y CFG), la misma oscila entre 86,2% y 100%¹, dejando en evidencia que los **costos inherentes al segmento de generación son los que más impactan en la constitución de los costos totales** de los distintos sistemas.

En resumen:

- El Sistema Mediano (en adelante, SM) más grande en relación a su capacidad instalada es Punta Arenas, con 89,78 MW. Le siguen Aysén, con 45,97 MW y Puerto Natales, con 10,08 MW. Si bien estos tres SSMM son los más grandes de los nueve, Punta Arenas es significativamente mayor que los demás: su capacidad instalada es un 85,28% mayor que la del SM Aysén.

¹ La cota superior es 100% dado que, como se mencionó anteriormente, en algunos sistemas no existen instalaciones de transmisión y el CTLP es igual al CTLP de Generación (CTLPG).

- Los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams y Aysén poseen tanto instalaciones de generación como de transmisión, mientras que los SSMM de Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén poseen únicamente instalaciones de generación.
- El Costo Total de Largo Plazo (CTLP) en los SSMM que poseen tanto instalaciones de generación como de transmisión, está explicado casi en su totalidad por el segmento de generación: el porcentaje del segmento de transmisión dentro del CTLP, en aquellos SM que poseen este tipo de instalaciones, oscila entre un mínimo de 2,7% (Puerto Natales) y un máximo de 7,7% (Punta Arenas).
- La estructura de costos de cada SM posee una estrecha relación con el tipo de generación existente.
 - Aquellos SSMM que poseen generación 100% térmica, tienen asociado un elevado costo variable de generación, a los que le siguen en importancia los costos de capital de generación y los costos fijos de generación.
 - Aquellos SSMM que poseen un alto porcentaje de generación hidráulica tienen asociados elevados costos fijos de generación, a los que le siguen en importancia los costos de capital de generación y los costos variables del mismo segmento.
 - En el marco de lo expuesto en el punto anterior, es importante destacar el caso de los SSMM Aysén y General Carrera (ambos operados por la empresa EDELAYSÉN): si bien poseen un porcentaje importante de generación hidráulica, tienen asociado un elevado costo variable de generación, lo cual no cumple con la premisa de que la estructura de costos de cada SM posee estrecha relación con el tipo de generación existente. Sin embargo, esto puede explicarse por el hecho de que la caracterización de la estructura de costos se realizó a partir del CTLP, el cual es determinado por el Plan de Reposición Eficiente. Este último, tanto para Aysén como para G. Carrera, implica adicionar unidades térmicas caras dentro del horizonte de planificación, hecho que provoca que los costos variables de estas centrales terminen impactando más que los costos fijos de las centrales hidráulicas. En ambos SSMM, al costo variable de generación ya mencionado le siguen los costos de capital de generación y finalmente se sitúan los costos fijos del mismo segmento.

1.3 LA TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS EN CHILE

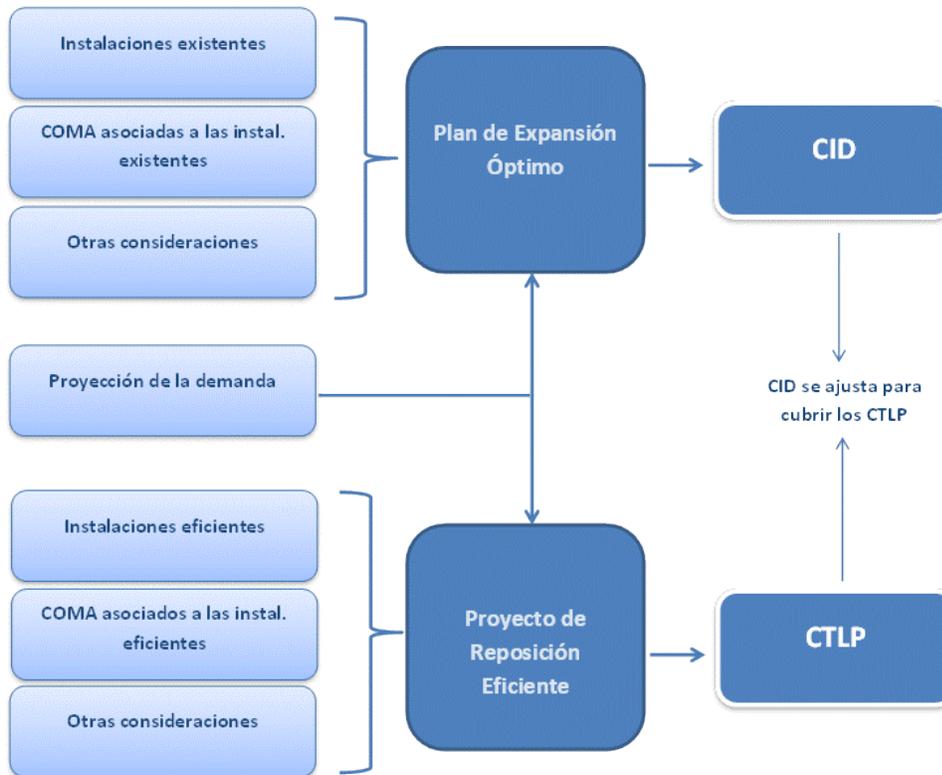
En Chile, la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, LGSE) y el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos (en adelante Reglamento de SSMM) introducen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW.

Los SSMM son sistemas aislados, de tamaño relativamente pequeño, verticalmente integrados. Debido a que las condiciones para establecer un mercado competitivo no están dadas, las metodologías y criterios para la tarificación de los segmentos de generación y transporte fueron establecidas en forma particular.

De acuerdo al Artículo 1° del Reglamento de SSMM, en dichos sistemas “... se *deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de sus instalaciones.*”

La regulación establece que las tarifas de los SSMM se establecen cada cuatro años, siendo que la estructura general de tarifas debe basarse en el Costo Incremental de Desarrollo (CID) de cada segmento -generación y transmisión-, mientras el nivel general de las tarifas deberá ser suficiente para cubrir el CTLP (debido a que en estos sistemas existen economías de escala relevantes, el CID puede no ser suficiente para cubrir los costos medios de la empresa, dependiendo del grado de adaptación a la demanda de las instalaciones existentes al momento de tarificar).

FIGURA 1 ESQUEMA METODOLÓGICO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE LOS SISTEMAS MEDIANOS (I)



El CID se define como el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del SM, cuyo valor actual es cero. Para su determinación, se consideran: (i) los costos de inversión de las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura asociados a un Programa Óptimo de Expansión (POE) basado en la instalaciones existentes, (ii) los costos incrementales de explotación, así como el costo de falla o energía no suministrada, asociados al POE, durante el período de planificación (15 años); y (iii) los incrementos de demanda y generación de energía asociados al POE durante el período de planificación.

El CTLP, por su parte, es el valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación de inversión en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años, de un Programa de Reposición Eficiente (PRE) que minimiza el total de costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Este enfoque está basado en criterios económicos asociados a la regulación de monopolios naturales. La estructura tarifaria se define sobre la base de los costos marginales. Dichas tarifas son eficientes, y brindan señales de precio adecuadas para la asignación de los recursos

“Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”

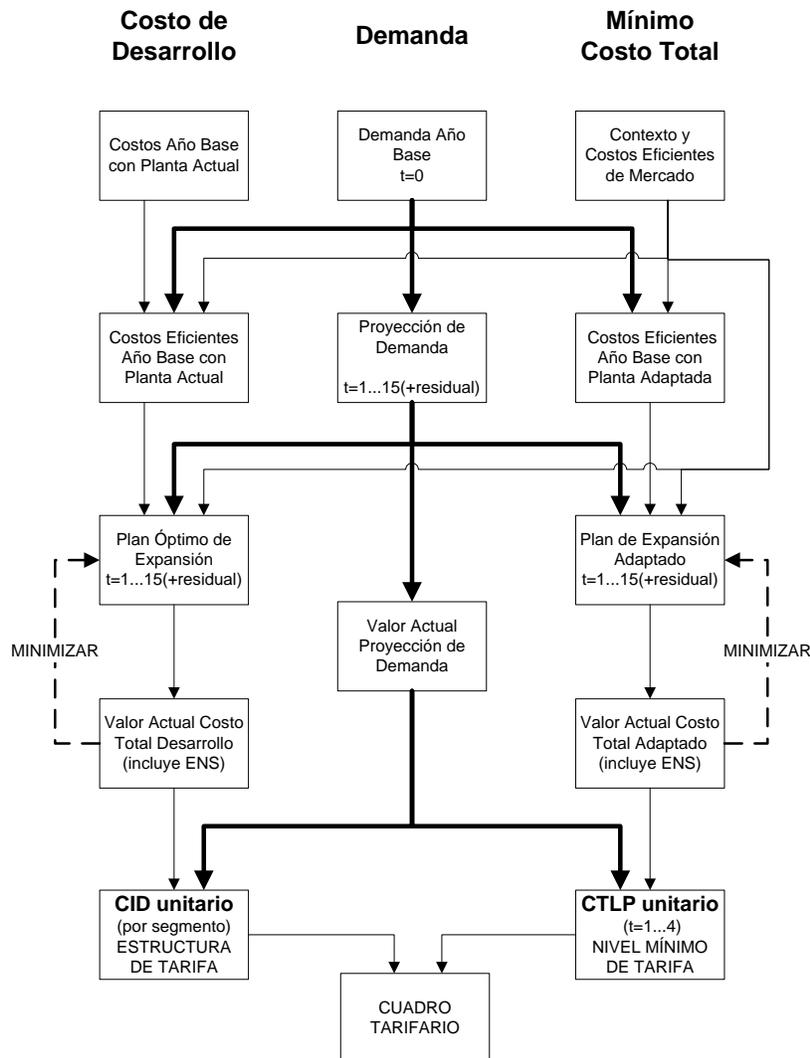
adicionales que se emplean para producir el servicio. Sin embargo, las mismas pueden no ser suficientes para viabilizar financieramente a las empresas que brindan el servicio. Por esto, el enfoque prevé la verificación de la suficiencia financiera de la empresa a partir de una comparación del ingreso generado por las tarifas eficientes (en base a los costos marginales), en el período tarifario, con el costo medio de reponer o reconstruir desde cero la empresa para un nivel de demanda representativo del período en cuestión.

Para estimar el costo marginal se utiliza una variable aproximada representativa del mismo en un cierto período de evaluación, la cual equivale al promedio del costo adicional para distintos niveles de incremento de la demanda. Esta medida aproximada del costo marginal se denomina CID². El mismo está basado en un POE, que es aquel plan de inversiones que minimiza el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización del SM, sujeto a las restricciones existentes en el mercado de operación y a las características técnicas de los activos existentes

Por otra parte, a efectos de verificar la sustentabilidad financiera de las empresas con la tarifa basada en los costos marginales, el enfoque determina el costo medio a partir del diseño de un PRE, adaptado a la demanda, y que minimiza el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de largo plazo, incluyendo la optimización de la condición inicial de cada sistema. Este costo medio es el CTLP.

² En sistemas eléctricos, la ampliación de la capacidad no se ajusta automáticamente al nivel de demanda, sino que se hace en cambio discretos. En el corto plazo se supone que no existen incrementos de capacidad, sin embargo, en el largo plazo sí. Para evitar las discontinuidades entre los costos marginales de corto y largo plazo, en la práctica se utiliza una aproximación del costo marginal en un cierto período de evaluación y que corresponde al promedio del costo adicional para distintos niveles de incremento de la demanda (conocida como CID).

FIGURA 2 ESQUEMA METODOLÓGICO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE LOS SISTEMAS MEDIANOS (II)



En la práctica, durante el desarrollo del Estudio tarifario se deben realizar las siguientes actividades, en cada SM:

1. Identificación y caracterización de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
2. Armado de una base representativa de costos unitarios de instalaciones de generación y transmisión, que permita valorizar los planes de expansión.
3. Proyección de la demanda de energía y potencia.

4. Determinación del plan de expansión eficiente (es decir, el POE), basado en la proyección de la demanda y en las instalaciones existentes durante el período de planificación.
5. Determinación de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización asociados al POE, durante el horizonte de planificación.
6. Calculo del CID, basado en las inversiones resultantes del POE, los costos de explotación incrementales asociados al POE y la demanda incremental, durante el período de planificación.
7. Determinación del PRE, considerando una metodología similar a la utilizada para determinar el POE, pero optimizando las instalaciones iniciales, adaptadas a la demanda y operando eficientemente.
8. Determinación de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización asociados al PRE, durante el horizonte de planificación.
9. Calculo del CTLP para el período tarifario, que resulta de la sumatoria de la anualidad de las inversiones resultantes y los costos de explotación asociados al PRE.
10. Determinación y justificación del rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de efectuar las inversiones establecidas en el POE, en la forma, dimensión y plazos recomendados.

1.4 INFORMACIÓN UTILIZADA EN EL ESTUDIO

Para la aplicación de la metodología se analizó y revisó la siguiente información:

- Ley General de Servicios Eléctricos.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.
- Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de Sistemas Medianos, de Julio de 2009 (provista por la CNE).
- Observaciones a las Bases Preliminares (provista por la CNE).
- Respuestas de la CNE a las observaciones a las Bases Preliminares de las empresas operadoras de SSMM (provista por la CNE).
- Dictamen del Panel de Expertos a las Bases Preliminares (provista por la CNE).

- Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, de octubre de 2009 (última revisión tarifaria, realizada en 2009/2010).
- Costos unitarios recomendados por la CNE, de instalaciones de generación y transmisión existentes, para la realización de los últimos estudios de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos.
- Informes finales del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos realizados por las empresas operadoras, presentados en la última revisión tarifaria.
- Informes Técnicos, Observaciones y correcciones a estudios de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos, realizados por la CNE, presentados en la última revisión tarifaria.
- Dictamen del Panel de Expertos a los estudios de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos.
- Otra información recibida de la CNE con motivo del pedido de información específica realizado por el consultor en el marco del presente estudio, según se detalla a continuación.
 - Archivo “Información N°1 Estudio Bases SSMM EDELAYSSEN.xlsx” (enviado por la empresa a la CNE).
 - Archivo “Información N°1 Estudio Bases SSMM_EDELMAG.xlsx” (enviado por la empresa a la CNE).
 - Archivo “PARTICULARIDADES EDELMAG.pdf” (enviado por la empresa a la CNE).
 - Archivo “Información N°1 Estudio Bases SSMM SAGESA.xlsx” (enviado por la empresa a la CNE).
 - Archivo “Información N°1 Estudio Bases SSMM Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA.xlsx” (enviado por la empresa a la CNE).
 - Información horaria de mediciones de demanda de energía y potencia, en cada barra de consumo, de cada SM. Años 2011 y 2012.
 - Información de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM, de cada SM. Años 2011 y 2012.

- Encuestas de consumos realizadas por EDELMAG a clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM (Punta Arenas, Puerto Williams, Puerto Natales, Porvenir).
- Visitas realizadas en terreno (ver anexos XXIII y XXIV).
- Otra información propia (*papers* y artículos académicos, documentos de organismos reguladores de la región, información propia del consultor recogida en el marco de este estudio, o bien a lo largo de su experiencia en revisiones tarifarias y similares).

2. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LAS BASES TÉCNICAS DEL ÚLTIMO PROCESO TARIFARIO

En este capítulo se presenta un análisis crítico de las Bases utilizadas en la revisión tarifaria anterior, identificando puntos débiles que debieran ser mejorados. Cabe mencionar que con el objeto de conocer los aspectos más controversiales de la última revisión tarifaria, se examinaron también los estudios tarifarios realizados por las empresas –a través de sus consultores- como las observaciones de la CNE a los mismos y los ajustes finales. Se presenta este análisis por etapas siguiendo el orden lógico del Estudio tarifario.

2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA

El apartado b) del Artículo 15 del Reglamento de SSMM establece que las Bases deben contener “*Criterios y consideraciones para la proyección de demanda de energía y potencia...*”.

Luego, el capítulo 3, en sus Artículos 27 a 30, determina la información que las empresas deben entregar a la CNE, así como la metodología de proyección. Respecto a esta última, se establecen los siguientes criterios: (i) la proyección deberá realizarse para un horizonte de 15 años; (ii) se deberá establecer la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y algún índice de crecimiento económico regional o nacional; (iii) se deberán incluir las proyecciones de consumo de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM, las cuales deberán estar basadas en encuestas; (iv) la proyección de la demanda máxima se deberá realizar considerando un factor de carga basado en el comportamiento histórico; y (v) se deberá elaborar una curva de demanda con desagregación mensual, constituida por escalones horarios de potencia, cuya duración y cantidad será establecida en la Bases técnicas elaboradas por la CNE para la realización del Estudio tarifario, las cual deberá asignarse a las distintas barras de cada SM.

Las últimas Bases establecen en el punto 3) apartado e) que *“El consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y demanda máxima para el período de planificación, en cada uno de los nudos de retiro de cada sistema. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda, del resultado que se conozca respecto de encuestas a grandes clientes, y de la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevante”*.

Analizando los estudios tarifarios de demanda realizados por las empresas operadoras de los SSMM en la revisión tarifaria anterior, es posible destacar los siguientes aspectos:

- En algunos SSMM, de acuerdo a lo observado por el consultor del Estudio tarifario, las dificultades en la búsqueda de datos económicos regionales representativos, la escasa correlación histórica existente entre ellos y la demanda de energía, junto con la existencia de información limitada de las encuestas hechas a grandes clientes industriales, llevó a rechazar a los modelos de regresión como alternativa válida de proyección. En estos SSMM, el consultor optó por asumir una tasa de crecimiento de la energía constante, equivalente a la tasa de crecimiento histórica de cada uno de los SSMM.
- En otros SSMM el consultor sí encontró modelos econométricos adecuados, considerando el Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile (INE), y la inclusión de variables cualitativas para tener en cuenta factores económicos coyunturales, (la crisis del sector salmonero (virus ISA), que afectó fuertemente la producción de salmón; y el fuerte impacto en el consumo eléctrico debido a la crisis que afectó a la economía mundial desde fines del año 2008).
- En algunos casos (SSMM de Cochamó y Hornopirén), la CNE discrepó con los estudios tarifarios de los consultores, quienes presentaron, a juicio de la CNE, tasas de crecimiento excesivamente altas.
- Del análisis de los estudios elaborados, en general se observó que la demanda eléctrica responde al desempeño de la actividad económica regional (INACER) o de la actividad económica nacional (Producto Bruto Interno –PBI-).
- Asimismo, se observó una gran discrecionalidad y divergencia en los criterios utilizados en los distintos estudios, siendo necesario, establecer metodologías y lineamientos más claros y específicos.

2.2 COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

El apartado h) del Artículo 15 del Reglamento de SSMM establece que las Bases deben contener *“Criterios y consideraciones para definir y valorizar el costo eficiente de las instalaciones...”*; luego en el Artículo 16 indica que *“La empresa respectiva deberá enviar a la Comisión en la forma y oportunidad que señalen las Bases, los costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión a utilizar...”*; finalmente agrega que: *“ La Comisión comunicará a la Empresa, en los plazos que indiquen las Bases, los costos unitarios recomendados por está para ser considerados por la Comisión”*.

Según lo indica el Reglamento de SSMM, corresponde a la empresa a través de su consultor, elaborar una propuesta de costos unitarios a utilizar, tanto en el plan de expansión como en el proyecto de reposición con que se determinan el CID y el CTPL. Sobre la base de dicha propuesta, la CNE basará su análisis y una recomendación de valores a utilizar.

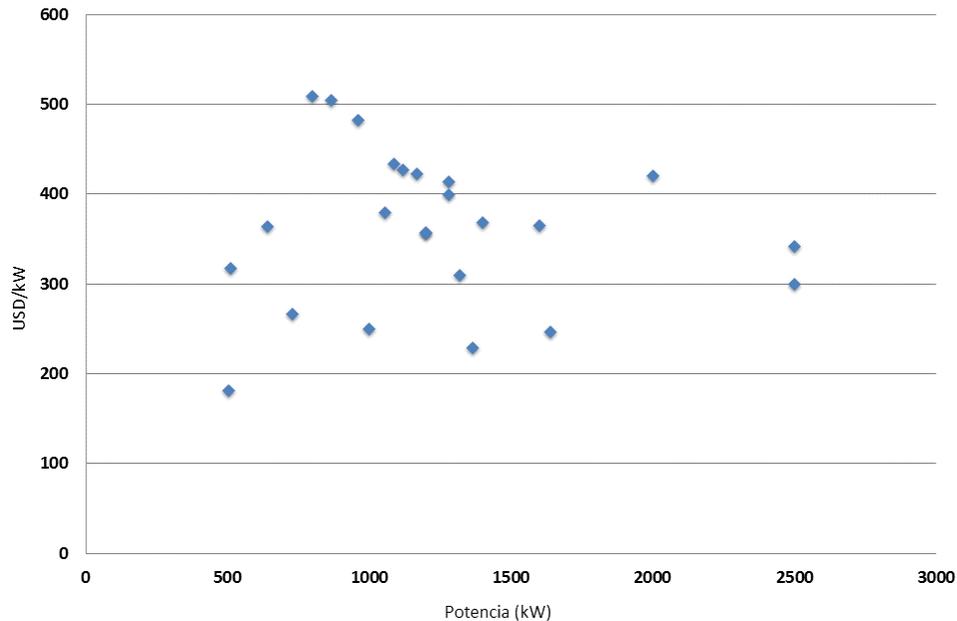
Las Bases establecen en el punto 3) apartado a) Costos Unitarios que *“El consultor deberá analizar críticamente toda la información entregada por las empresas de acuerdo a valores de mercado obtenidos mediante cotizaciones directas o estudios de precios”* luego agrega: *“El consultor deberá analizar críticamente la información entregada por las Empresas a fin de identificar, caracterizar, valorizar y/o costear justificadamente las distintas unidades generadoras y las distintas líneas y equipos de transmisión para cada sistema....”*.

2.2.1 Costos Unitarios de Inversión de Generación

Uno de los problemas detectados, en relación a la información presentada por las empresas para el análisis de los costos unitarios de generación, es que las Bases no incluyen una metodología o criterios para analizar, o “limpiar”, la información presentada por el consultor. Este tema aparece como un punto débil dado que se observó una elevada dispersión –y posibles problemas de inconsistencia- en los valores informados.

A modo de ejemplo, se muestran en un gráfico de dispersión los costos unitarios relevados por el consultor de una las empresas (diferentes marcas para la misma potencia y tipo de motor - Diesel, rápido-, puestos en el SM), en función de la potencia instalada. En el mismo es posible visualizar el grado de dispersión de la información presentada, aún para motores con el mismo rango de potencia:

FIGURA 3 RELACIÓN COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN / POTENCIA INSTALADA

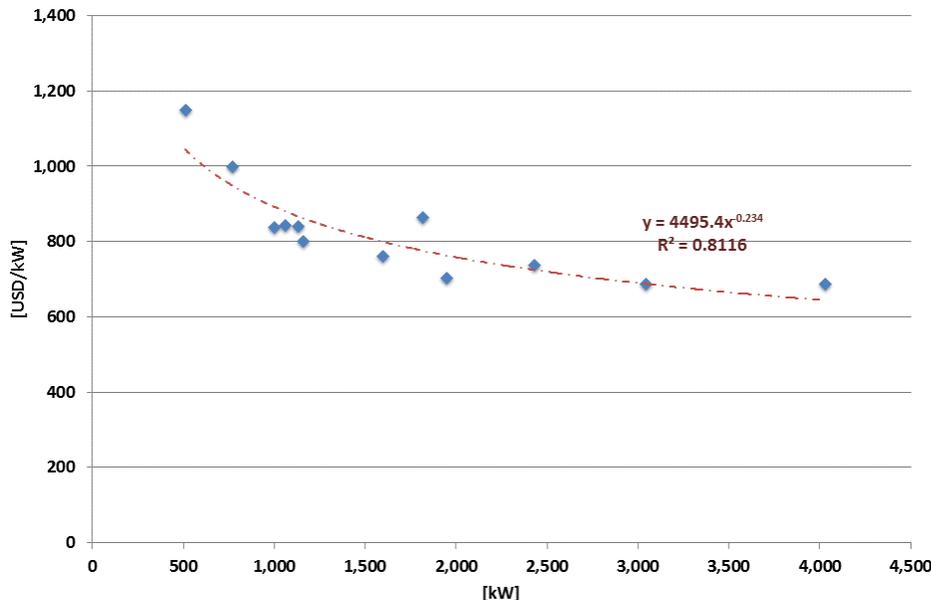


Fuente: Elaboración propia sobre la base de EDELMAG

Los valores presentados por el consultor de la empresa (motores diesel rápidos), para un rango de potencias similares entre 1.000 a 1.200 kW y para diferentes marcas, muestran costos unitarios que van desde 250 a 433 USD/kW. Dado que se trata de marcas líderes y equipos comparables, excepto exista alguna característica técnica específica, diferencias de precios del 73% no parecieran estar justificadas. En efecto, en las unidades de generación es natural obtener economías de escala en el precio unitario, tal como se puede visualizar para turbinas de Gas en el ANEXO III).

Cabe mencionar que, en principio, debiese observarse una buena correlación entre los costos unitarios y la potencia. A modo de ejemplo, se muestra en la siguiente gráfica un ejercicio realizado considerando información utilizada por la CNE en el último proceso tarifario. En particular, se muestra una gráfica de dispersión (considerando un ajuste potencial), basado en información de unidades candidatas rápidas a gas natural en el SM de Porvenir. En el mismo se observa que existe una relación con una buena bondad de ajuste ($R^2 = 0,8116$) entre las dos variables, observándose economías de escala.

FIGURA 4 RELACIÓN COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN TOTALES / POTENCIA INSTALADA, SEGÚN LA CNE



Fuente: Elaboración propia sobre la base de CNE

De manera similar, para las turbinas de gas puede verificarse una relación de economías de escala –ver ANEXO II), donde se muestra la disminución del precio por unidad de potencia a medida que aumenta la potencia instalada-.

2.2.2 Costos Unitarios de Inversión de Transmisión

En la Tabla 22 Comparación de costos de inversión de transmisión se realizó una verificación de consistencia de los costos unitarios utilizados en la revisión tarifaria de SSMM con los utilizados en la última revisión tarifaria de subtransmisión. Se observa que en general los costos unitarios actualizados se encuentran en un rango razonable de precios, los valores más grandes para SSMM están justificados por los mayores costos de flete y mano de obra de montaje.

2.3 COSTOS UNITARIOS DE PERSONAL

El ya mencionado apartado h) del Artículo 15 del Reglamento de SSMM establece que las Bases deben contener “*Criterios y consideraciones para definir y valorizar el costo eficiente de las instalaciones y costos de operación y mantenimiento asociados...*”.

Los costos de personal son una de las partidas más importantes dentro de los costos fijos. Al respecto, las últimas Bases indican, en el apartado h) Estructura y costos de personal, que “se *Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos*”

deberá definir la estructura y el costo global anual óptimo de personal.... y su evolución en el tiempo considerando sueldos de mercado...”

Por otra parte, las mencionadas Bases agregan: *“El consultor deberá describir detalladamente la metodología empleada en la determinación de la estructura y costos de personal,...”*

Se observa que las Bases no incluyen una definición precisa de la metodología y criterios específicos para determinar los salarios de mercado para valorizar la estructura de costos de personal óptima, dejando a criterio del consultor la fijación de los mismos.

En el último Estudio tarifario, el consultor de algunos de los SSMM ha realizado una encuesta de salarios con la empresa PricewaterhouseCoopers (PwC) incluyendo 123 empresas de los sectores eléctrico, financiero, industrial, consumo masivo, minero. Para cargos muy específicos del área eléctrica, el mencionado consultor utilizó una encuesta de Hay Group para 13 empresas del sector eléctrico. En ambas encuestas se tomó la submuestra que corresponde al tamaño de la empresa por nivel de facturación y utilizando la media como estadístico representativo. Como resultado, la encuesta es bastante representativa de los salarios reales, como puede observarse en el cuadro siguiente:

TABLA 2 ENCUESTA DE SALARIOS Y COMPARACIÓN CON SALARIOS PAGADOS

ESTAMENTO	PAGADOS POR LA EMPRESA	RESULTADOS ENCUESTA	ENCUESTA VERSUS EMPRESA
Ejecutivos	518.453	545.485	5,2%
Ingenieros	878.257	968.056	10,2%
Abogados	-	-	0,0%
Técnicos	462.403	488.722	5,7%
Operarios	289.941	322.492	11,2%
Obreros	-	-	0,0%
Empleados Adm.	449.505	430.121	-4,3%
Secretarias	28.639	22.804	-20,4%
Estafetas	9.522	7.812	-18,0%
TOTAL	2.636.720	2.785.492	5,6%

Fuente: Informe Estudio Tarifario EDELMAG

Existen casos donde la empresa paga inclusive menores salarios que los de la encuesta (ejecutivos, técnicos y operarios).

El consultor de otros SSMM utilizó la encuesta de *Ernest and Young*, y la mediana como estadígrafo de comparación.

Lo anterior demuestra que a pesar de estar localizados en lugares extremos del país, las encuestas que incluyen empresas de otras regiones son bastantes representativas de los salarios pagados, y este concepto se refuerza con datos del INE.

En efecto, si se analiza el ingreso mensual de los asalariados para las regiones de Magallanes, Aysén, y Los Lagos, donde están ubicadas las empresas de los SSMM, y se los compara con el promedio para todas las regiones del país, se obtienen diferencias del orden del 20%. En principio, se entiende que esta diferencia resulta razonable para este tipo de estudios, concluyéndose que una encuesta de salarios para todo el país puede ser un camino a seguir (nótese que no sería posible realizar encuestas solo con empresas de la región, dado que la muestra no sería representativa); y eventualmente evaluar si es necesario, en algún caso particular, realizar algún ajuste a estos resultados generales.

TABLA 3 INGRESO MENSUAL ASALARIADOS POR REGIÓN

REGIÓN	INGRESO MEDIO MENSUAL (ASALARIADOS)	DIFERENCIAS
Todas	338.297	
Aysén	411.808	22%
Los Lagos	255.778	-24%
Magallanes	397.057	17%

Fuente: Informe INE sobre Encuesta de “Ingresos de Hogares y Personas 2009”; en la Región de Magallanes y Antártica Chilena el ingreso medio mensual de asalariados de ambos sexos.

2.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN NO COMBUSTIBLES

El Reglamento indica en el apartado h) que las Bases deberán contener: *“Criterios y consideraciones para definir y valorizar el costo eficiente de las instalaciones, costo de operación y mantenimiento asociados...; adicionalmente en el apartado k) se indica que se deben establecer “Criterios y consideraciones para la asignación de costos administrativos, de personal u otros ...”.*

Las Bases en el apartado h) Estructura y costos de personal indican que: *“Para efectos de determinar y valorizar el Proyecto de Reposición Eficiente y el Plan Óptimo de Expansión, el consultor deberá también definir la estructura y el costo global anual óptimo del personal dedicado a la operación, mantención, administración y comercialización del Sistema correspondiente, y su evolución en el tiempo considerando sueldos de mercado....”.* Más

adelante agrega: *“El consultor deberá describir detalladamente la metodología empleada en la determinación de la estructura y costos de personal...”*.

Respecto de los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización en el apartado i) se indica: *“A partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el consultor deberá determinar y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de las Empresas, existentes al año base.”*

Finalmente en el ítem j) Asignación de costos administrativos y economías de ámbito, establece que *“Para las instalaciones existentes, en la elaboración del Plan Óptimo de Expansión y del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar la fracción del costo de infraestructura, gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, incluyendo el costo anual de personal que es asignable a los segmentos de generación y transmisión de los Sistemas Medianos en Estudio, descontados los costos correspondientes al segmento de distribución si corresponde, u otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa, y determinar justificadamente un prorrateo de esta fracción, a cada unidad de generación y a cada uno de los tramos de transmisión identificados de la Empresa según lo que efectivamente corresponda.”*

Los principales puntos débiles detectados en las Bases surgen de la falta de definición respecto a:

- i. el alcance de costos fijos y costos variables de transmisión y de generación;
- ii. la metodología para la determinación de los costos fijos de personal;
- iii. la metodología para la asignación de los costos administrativos; y
- iv. la metodología para la determinación de los costos variables de generación.

En el siguiente cuadro se presentan los costos fijos de transmisión como porcentaje del VI (Valorización de Instalaciones) para el año base y que resulta de los informes de la empresa:

TABLA 4 COSTOS FIJOS DE TRANSMISIÓN SEGÚN EMPRESAS OPERADORAS, AÑO 2011 [USD]

EMPRESA OPERADORA	VI TRANSMISIÓN (USD)	COMA FIJO TRANSMISIÓN (USD)	% COMA FIJO TRANSMISIÓN
EDELMAG	10.379	445	4,29%
EDELAYSEN	7.812	355	4,55%

Fuente: Elaboración Propia sobre la base de las empresas

Los porcentajes obtenidos y presentados por las empresas parecen relativamente altos si se los compara con la experiencia internacional. En efecto dicha experiencia muestra que los mismos no superan el 4% (ver ANEXO I) incluyendo los costos indirectos, y si consideramos que el costo indirecto en transmisión es del orden del 15% a 20% del costo total, el porcentaje eficiente debería estar en el rango de 2,5% a 3,5% como valores máximos. Cabe indicar que, especialmente en transmisión, se ha observado que incluso en países y regiones con condiciones climáticas o de acceso muy extremas, el porcentaje no supera el máximo de 3,5%.

Respecto de los CVNC, en el ANEXO V se muestran los valores calculados por la empresa para las unidades térmicas donde -para motores- se observan valores que llegan a 37 USD/MWh considerando un régimen de 5.000 hs. por año. Estos valores, comparados con la experiencia internacional, surgen como relativamente más altos, y dicha diferencia debiese ser justificada con información de costos programados debidamente soportados.

2.5 COSTOS UNITARIOS DE EXPLOTACIÓN COMBUSTIBLES

Respecto del tema del gas, las Bases indican en el apartado m) Plan de expansión óptimo: *“En particular, para el caso de los Sistemas Medianos en que existe presencia de Gas Natural como insumo de generación, el consultor deberá proyectar el precio y la disponibilidad de este insumo, para todo el horizonte de evaluación, proyección que deberá estar respaldada en los antecedentes y comunicaciones que el consultor obtenga de las empresas operadoras del Sistema Mediano, así como de los suministradores y/o distribuidores actuales y potenciales de este insumo.”*

Un tema crítico respecto de la planificación es el escenario de disponibilidad de los combustibles que son insumos para la generación eléctrica.

Cuando la incertidumbre respecto a la disponibilidad de este insumo energético en el futuro es relevante, cualquier escenario que la empresa realice en base a la mejor información relevada del mercado puede ser alterado por la realidad del contexto operacional.

Dado que la disponibilidad de combustible es en buena medida una variable exógena no gestionable por la empresa, que tiene un impacto significativo en los precios de nudo y posee una dinámica muy rápida de variación de su precio y disponibilidad, es que se requieren -desde el punto de vista tarifario- mecanismos rápidos y flexibles para adaptar los precios de nudo de

manera que no haya distorsiones que impliquen grandes alejamientos de la realidad de los costos de la empresa.

2.6 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

A través de la simulación de la operación futura esperada de los SSMM se busca definir el ritmo que deberán tener las inversiones de modo que se tenga como resultado un Plan Óptimo de Expansión en generación y transmisión para cada sistema.

La herramienta utilizada para realizar las simulaciones no debiese ser una cuestión relevante al momento de establecer los objetivos a ser alcanzados a través de un Plan de Expansión. La herramienta debe buscar un óptimo y, homologado su funcionamiento, la diferencias entre distintas herramientas deben estar acotadas.

Se ha observado que en algunos casos no ocurre esto entre las proyecciones que realizan la CNE y los operadores a través de sus consultores contratados, encontrándose diferencias importantes entre ambos planes de expansión. Se hace necesario uniformizar criterios a efecto de disminuir los niveles de controversia.

2.7 CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

A través del estudio para el cálculo del CID se determinan las inversiones en nuevo equipamiento de generación y transporte (módulo, tecnología, fecha de ingreso, costos, etc.) que requerirá el SM bajo análisis. Ello a su vez genera un compromiso para el operador de dicho sistema, quien es el responsable de lograr que las incorporaciones sucedan de acuerdo a lo definido en el “Estudio de Planificación y Tarifación”, dentro del horizonte de 4 años que abarca el período tarifario.

A continuación se hace el análisis de situaciones detectadas y en dos aspectos sensibles que afectan al ritmo de las incorporaciones previstas y, consecuentemente, al cálculo del CID. Estos son: los costos variables de producción y los costos incrementales de operación y mantenimiento de la generación.

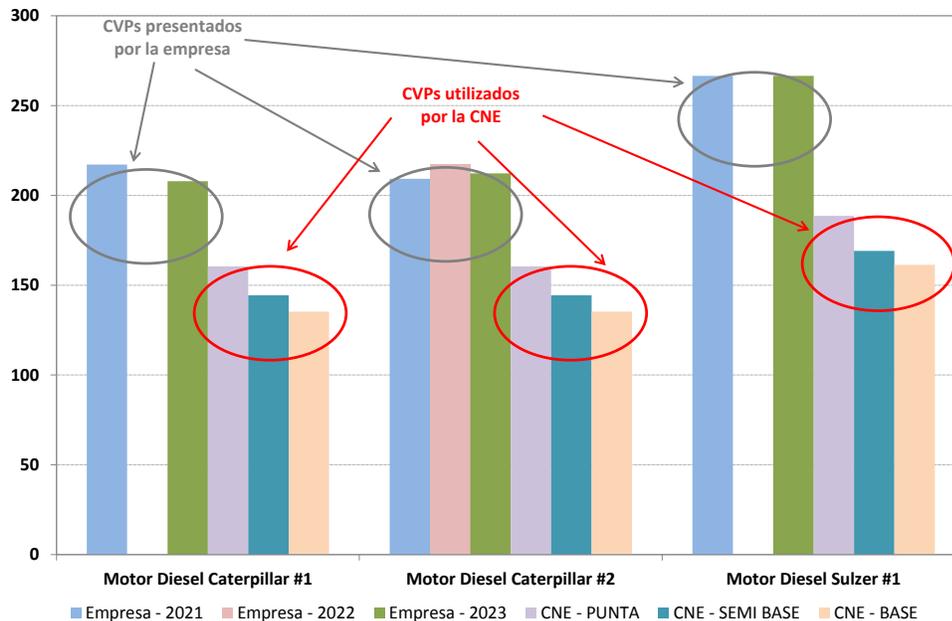
2.7.1 Costos Variables de Producción

Para reducir los efectos de las ineficiencias que pudiera tener un operador de SSMM resulta necesario contrastar inicialmente la información que presenta de sus instalaciones existentes y de las ampliaciones previstas con referencias comparables.

En ambos casos un parámetro referencial resulta ser la información que suministre el fabricante de los equipos involucrados, tales como: rendimiento bruto/neto, curva de eficiencia, consumos internos, etc. Otro aspecto a uniformizar es el precio de combustible que se emplee en el análisis.

A partir del análisis de los estudio tarifarios en el marco del último proceso, es posible contrastar las diferencias entre los valores reportados por el consultor de algunos de los SSMM y los utilizados por la CNE en su análisis de los costos variables de producción (CVP) de las unidades existentes. En la figura siguiente se observa que mientras una de las empresas utilizó para su evaluación valores de CVP superiores a 200 USD/MWh, la CNE lo hizo con valores muy inferiores.

FIGURA 5 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN UNIDADES DIESEL PUNTA ARENAS



Fuente: elaboración propia sobre la base de CNE y EDELMAG

En este caso, las discrepancias provocan diferencias significativas en el cómputo del Valor Presente de los Costos de Operación y Mantenimiento de Generación “VPCOMG”.

En gran medida, las diferencias tienen su origen en los parámetros considerados para las máquinas y el nivel de precios de combustibles considerado.

2.7.2 Año Base y Simulaciones

Para el cómputo del Valor Presente de los Costos Incrementales de Operación y Mantenimiento de Generación (VPCOMG), que se utiliza para determinar el CID, se consideran las diferencias entre los valores que resulten de la simulación futura de la operación esperada del SM y los resultados reales de operación registrados para un año base en dicho SM, que en el caso del período tarifario 2010/2014 fue el año 2008.

Del análisis realizado sobre éste cómputo se detectó que el resultado es sensible a los registros que se tengan sobre el año base y el modo en que se simula a futuro el SM. Si no hay una homogeneidad de criterios, los incrementales calculados pueden dar señales que no son las deseadas.

Se analizó la información de los estudios presentados en la anterior revisión tarifaria (2010/2014), considerando el caso de EDELMAG, donde se encontraron diferencias entre los valores reportados por la empresa y los utilizados por la CNE en su análisis en los VPCOMG de las unidades existentes y futuras en el cálculo del CID.

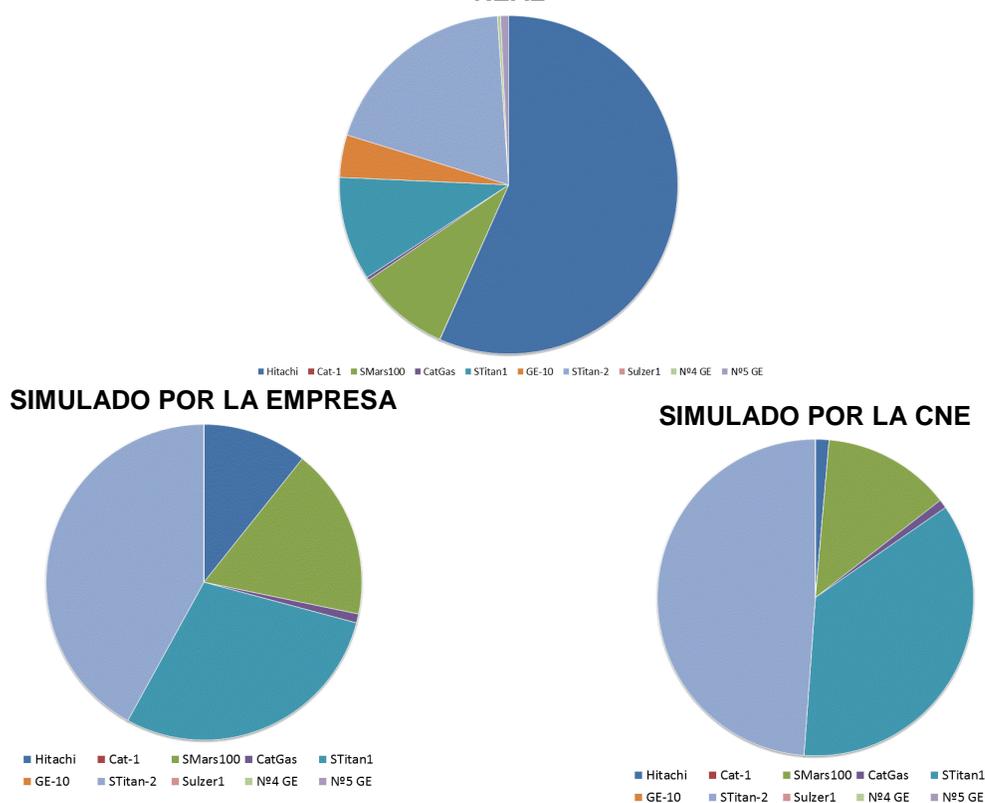
En los estudios tarifarios, tanto de las empresas como de la CNE, observaron sensible diferencias entre los valores simulados (2009 en adelante) y los reales del año 2008. En la tabla y gráfica siguiente se muestra los valores de energía por generador para el año base 2008 (valores registrados) y los simulados para 2009 por una de las empresas y por la CNE.

TABLA 5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ENERGÍA GENERADA [kWh]

GENERADOR	AÑO BASE	RESULTADOS EMPRESA	RESULTADOS CNE
	2008	2009	2009
Hitachi	119.456.233	23.644.163	3.043.608
Cat-1	41.800	-	-
SMars100	18.585.500	38.680.732	28.881.050
CatGas	624.400	2.019.605	1.986.561
STitan1	20.905.400	63.710.546	79.004.303
GE-10	8.543.100	-	-
STitan-2	40.421.950	92.666.156	107.799.120
Sulzer1	16.000	-	-
Nº4 GE	598.400	-	-
Nº5 GE	1.618.000	-	-
TOTAL	210.810.783	220.721.201	220.714.642

Fuente: elaboración propia sobre la base de CNE y EDELMAG

FIGURA 6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ENERGÍA GENERADA [kWh] REAL



Fuente: elaboración propia sobre la base de CNE y EDELMAG

Es de esperar que en un análisis incremental como el realizado entre 2008/2009, el cubrimiento de la demanda ocurra, de no presentarse ninguna particularidad, de manera similar.

Esto no sucede en este caso, donde, por ejemplo, se puede observar que 5 unidades quedan sin despacho entre el 2008 real y el 2009 simulado. De esto se infiere que el SM de Punta Arenas presenta restricciones reales (nos referimos a tiempos de arranque de máquinas, generación forzada de unidades –despacho no económico-) que no asumen los modelo de simulación. Dado que la diferencias de lo simulado en el año 2009 respecto del año base son significativas, se tienen Costos Incrementales de Operación y Mantenimiento de Generación (COMG) que resultan negativos durante los primeros 5 años consecutivos (2009/2013).

3. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se recomienda que las nuevas Bases para el Estudio tarifario indiquen una metodología más específica para la proyección de la demanda.

Como metodología para la proyección de las ventas de energía de los SSMM, se propone estimar dos modelos complementarios: a) un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) considerando información histórica mensual -popularmente conocido como metodología Box Jenkins-, y b) un Modelo de Ajuste Parcial considerando información anual o información trimestral / mensual –dependiendo de las características de la información incluida en la modelización-³. Si bien estas metodologías pueden conducir a diferentes resultados, lo que aquí se propone es la utilización de dos métodos a efectos de comprobar la robustez de los

³ Por ejemplo, en caso de incluirse información socioeconómica en los modelos especificados –como la población, el Producto Interno Bruto o algún índice alternativo de crecimiento económico nacional o regional- podría ser que dicha información no tenga una disponibilidad mensual, sino trimestral o anual. En cuyo caso, deberá adaptarse la información histórica de demanda al paso de tiempo que presentan las variables explicativas utilizadas en el modelo.

resultados obtenidos, más allá del método utilizado. Cabe indicar que cualquier de las dos metodologías puede utilizarse incorporando variables socioeconómicas explicativas

La selección del modelo econométrico más adecuado estará basada en los siguientes criterios:

- Si la muestra histórica incluye 20 observaciones o más –caso en que se utiliza información mensual o trimestral para la modelización-, la elección de los modelos deberá basarse en el cálculo de errores de pronóstico *out-of-sample* para evaluar su capacidad de predicción. Para efectuar el cálculo de estos errores, en primer término se fija el horizonte de pronósticos (h) de manera que se estima el modelo propuesto considerando los datos hasta la observación $t - h$ (por ejemplo, diciembre de 2012), se proyecta la demanda para las observaciones comprendidas en los periodos $t - h + 1$ hasta t (por ejemplo, diciembre de 2013), luego se comparan los valores proyectados con los valores reales de demanda del mismo período y finalmente se calcula alguno de los estadísticos de diagnóstico habituales. Se proponen dos indicadores que permiten medir el error de pronóstico: el error medio absoluto porcentual (MAPE, por sus siglas en inglés) y el coeficiente de Theil.

El MAPE se calcula como:

$$MAPE = \frac{\sum_{t=T+1}^{T+h} \text{abs}(\hat{y}_t - y_t)/y_t}{h} \times 100$$

Dónde \hat{y}_t representa la proyección de las ventas de electricidad en el momento t , mientras y_t se refiere a la demanda observada para ese mismo período.

El coeficiente de Theil se obtiene como:

$$Theil = \frac{\sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} (\hat{y}_t - y_t)^2}}{\sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} \hat{y}_t^2} + \sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} y_t^2}} \times 100$$

Ambos indicadores permiten realizar comparaciones a través de distintos modelos de pronóstico para la misma serie.

- Si la muestra histórica incluye menos de 20 observaciones –caso de los modelos que usan información a paso anual-, se seleccionará el modelo con el cual se obtienen los mejores estadísticos:

- el coeficiente de determinación “R cuadrado”, que mide la bondad de ajuste, esto es, la medida en que la línea de regresión muestral se ajusta a los datos;
- el estadístico “t”, que indica si cada variable explicativa considerada individualmente, tiene significancia para explicar el comportamiento de la demanda de electricidad;
- el estadístico “F”, que se emplea para probar la hipótesis de que las variables explicativas del modelo consideradas en conjunto tienen poder predictivo; y
- el estadístico “d” de Durbin Watson prueba correlaciones a través del tiempo.

El modelo seleccionado deberá al menos tener los siguientes indicadores:

- Estadístico “R cuadrado”: mayor o igual a 70%
- Estadísticos “t” y “F”: deberían ser valores tales que los *p-value* asociados permitan rechazar la hipótesis nula de que los coeficientes de las variables consideradas no son significativos. Esto último equivale a requerir *p-value*’s asociados cercanos a cero, los cuales permitirán rechazar la hipótesis nula de no significatividad (individual o conjunta, según el caso) para los valores usuales de confianza (1%, 5% y 10%).
- Estadístico “d” de Durbin Watson: se requerirán valores cercanos a 2.

En el caso en el cual ninguna de las dos metodologías propuestas resulte adecuada –es decir, que por las características de las series históricas no sea posible obtener resultados aceptables-, se podrá realizar un tercer modelo analítico propuesto por el consultor del Estudio tarifario.

A la proyección tendencial de la demanda, realizada de acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores, se podrán agregar las variaciones esperadas de consumos de grandes clientes del sistema (cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM), como consumo extra tendencial, en la medida en que los resultados de las encuestas realizadas por las empresas lo justifiquen. Para tal efecto, se deberán utilizar los resultados de las encuestas que las empresas deben realizar a sus grandes clientes, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de SSMM.

Una vez obtenida la proyección de las ventas de energía eléctrica del SM, se determina la potencia en bornes de consumo considerando la proyección de un factor de carga basada en la tendencia histórica.

3.1.1 La Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

3.1.1.1 El problema

La proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia en los SSMM es un aspecto crítico, no solo por el impacto que sus resultados tendrán en las decisiones de planificación e inversiones asociadas y por lo tanto en las tarifas finales, sino por las dificultades observadas en los estudios tarifarios previos para su determinación.

Dichas dificultades se pueden resumir principalmente en los siguientes aspectos:

- Información histórica disponible limitada, por ser los SSMM jóvenes (menos de 10 años).
- Dificultades para encontrar variables económicas regionales confiables y que muestren una correlación adecuada con la demanda de energía eléctrica.
- Dificultades para proyectar con cierto nivel de objetividad los indicadores económicos utilizados como variables exógenas en los modelos econométricos.
- Existencia de grandes clientes, cuyos cambios en la demanda son a veces difíciles de prever (por ejemplo, la “crisis del salmón”), y que por su tamaño relativo impactan fuertemente en la demanda total.
- Dificultades para obtener información relevante de las encuestas a grandes usuarios.
- Diferencias, en algunos casos considerables, entre las proyecciones realizadas por la CNE y por las empresas operadoras, en estudios tarifarios previos.

3.1.1.2 La propuesta

Tal como se indicó en el capítulo 3, se recomienda que las nuevas Bases para el Estudio tarifario indiquen una metodología más específica para la proyección de la demanda.

Específicamente, se propone la utilización de dos modelos econométricos, los cuales si bien pueden conducir a diferentes resultados, permitirán comprobar la robustez de los resultados obtenidos, más allá del método utilizado.

En el caso en el cual ninguna de las dos metodologías propuestas resultara adecuada –es decir, que por las características de las series históricas no sea posible obtener resultados aceptables-, se podrá realizar un tercer modelo analítico propuesto por el consultor del Estudio tarifario (por ejemplo, tasas medias históricas de crecimiento).

En el ANEXO XXII se presenta un mayor desarrollo de la metodología propuesta, así como los resultados de la aplicación de los modelos propuestos a los SSMM.

Para la aplicación de la metodología propuesta, las empresas deberán poner a disposición de su consultor la siguiente información:

- Series históricas disponibles, a paso mensual, de la energía medida en cada barra de consumo del SM. Lo ideal es disponer de las observaciones mensuales de 10 años (120 observaciones); cuanta más extensa la muestra, mejor.
- Series históricas disponibles, a paso mensual, de la potencia medida en cada barra de consumo. Lo ideal es disponer de las observaciones mensuales de los últimos 10 años.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en el SM. Lo ideal es disponer de las observaciones de los últimos 10 años.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación del SM. Lo ideal es disponer de las observaciones de los últimos 10 años.
- Registros horarios de mediciones de energía y potencia, por barra de consumo, de al menos el último año disponible.
- Registros históricos de consumos de energía y potencia de los clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM.
- Resultados de las encuestas de consumos de los clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del SM.
- Series históricas del Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) de la región de referencia, elaborado por el INE. El horizonte histórico de este indicador debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del SM. Dado que este índice se elabora a paso trimestral, deberá ser mensualizado para su inclusión en los modelos ARIMA. En caso de existir otra serie económica que el consultor considere apropiada, en reemplazo del INACER o como complemento, la misma puede ser incorporada, siempre que se pueda justificar una relación económica con la demanda por electricidad.

4. PROPUESTA DE METODOLOGIA PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS Y RECARGOS

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Por lo indicado en el numeral 2.2 se propone incluir en las nuevas Bases técnicas, un mecanismo para conformar una base de datos de precios de unidades térmicas y un criterio

“Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”

para la verificación de su consistencia, que deberá ser aplicado por el consultor antes de su envío a la CNE, para que esta última emita su recomendación de costos unitarios. Asimismo, se podría explorar la idea de que la CNE contrate un estudio independiente, que le permita contrastar los precios y recargos relevantes.

La metodología y criterios específicos propuestos para determinar los costos de inversión se conforman de las siguientes etapas:

- 1) Armado de una base de datos de precios de referencia (generación y transmisión) para los componentes principales de las instalaciones que permita verificar la robustez de los resultados presentados.
- 2) Cálculo de los costos de inversión a partir de los precios de referencia y los recargos de montaje (eléctrico, mecánico, civil), supervisión, ingeniería y puesta en marcha, gastos generales e intereses intercalarios mediante una metodología específica y detallada que permita justificar la propuesta y verificar la consistencia de los resultados.

En los numerales 4.1.1 y 4.1.2 se desarrolla el punto 1); mientras en los apartados 4.1.3 y 4.1.4 se desarrolla el punto 2), es decir la metodología y criterios para el cálculo de los costos de inversión.

4.1.1 Base de Datos de Precios de Referencia de Unidades de Generación Térmicas

Se propone, como primer paso, la conformación de una base de datos para cada tipo de unidad de generación (motores diesel lentos, motores diesel rápidos, motores a gas lentos, motores a gas rápidos, turbinas de gas *heavy duty*, turbinas a gas industriales).

Para obtener los valores eficientes de referencia que conformaran dicha base de datos, se deberá utilizar la siguiente información para unidades de la misma tecnología y comparables -lo que se asegurará mediante la elaboración de las especificaciones técnicas de cada unidad-:

- 1) Cotizaciones y/o tasaciones obtenidas de proveedores a partir de pedidos específicos para el estudio, considerando los siguientes criterios⁴:
 - a. Motores diesel: potencias a cotizar (mínimo tres cotizaciones por potencia⁵) definidas como las más próximas a valorizar por el estudio (unidades candidatas); adicionalmente, cotizaciones de las potencias más próximas a las que resulten de dividir el intervalo entre la potencia mínima y la máxima (de los unidades candidatas) en saltos de 100 kW.
 - b. Turbinas a Gas: ídem anterior con saltos de 500 kW.
- 2) Para turbinas de gas, adicionalmente a las cotizaciones obtenidas en el ítem 1), deberán incluirse los costos publicados por Gas Turbina World GTW Handbook, correspondiente al año base del estudio.
- 3) Adicionalmente a los datos obtenidos en 1) y 2), y para todas las tecnologías, deberán incluirse en la base de datos los costos unitarios de las compras efectivamente realizadas con no más de 5 años a la fecha de referencia del estudio.

Si de la aplicación del criterio anterior resultaran menos de cinco muestras por potencia, la cantidad de muestras se determinará sobre la base de la potencia de la unidad a valorizar y dos módulos de potencias hacia arriba y hacia abajo con incrementos y decrementos del 10% respectivamente.

Los precios de referencia para el armado de la base de datos deberán estar expresados en costos FOB en puerto de origen, y se ajustarán a la fecha de referencia del estudio con el Producer Price Index (PPI) de Estados Unidos, obtenido del Departamento de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de Estados Unidos.

⁴ Observando los módulos de potencia disponibles resulta razonable escalar los motores en saltos de 100 kW y las turbinas de gas en saltos de 500 kW (este salto surge del análisis del Gas Turbina World GTW Handbook, ver Anexo II).

⁵ El consultor considera que esto es posible, dado que para EDELMAG, en la última revisión tarifaria de SSMM, cotizaron para motores 7 proveedores –más uno fuera de plazo- y 6 para turbinas.

La base de datos de precios solo deberá incluir precios de equipos principales (motor-generador) y agregar un complemento del suministro estándar, consistente principalmente en equipamiento relacionado con el sistema de refrigeración, panel de potencia y sincronismo y escape y silenciador para completar el suministro de las unidades generadoras; es decir no incluirá recargos de montaje, obras civiles, puesta en marcha, ingeniería ni intereses intercalarios.

Asimismo, se podría explorar la idea de que la CNE contrate un estudio independiente de precios de mercado, que le permita contrastar los precios y recargos relevantes.

Luego de haber ajustado los valores a la Fecha de Referencia, se procederá a presentar la base de datos para las mismas tecnologías (tecnología, combustible y tipo) en un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en abscisas y el Precio Unitario (USD/kW) en ordenadas, y se determinará la regresión que mejor ajuste a la misma verificando las economías de escala.

Por ejemplo, se pueden considerar los siguientes tipos de ajuste para efectuar la regresión (α y β son los parámetros de la regresión), y es el costo unitario (USD/kWh) y x es la potencia (kW):

Ajuste Lineal	$y = \alpha + \beta * x$
Ajuste Exponencial	$y = \alpha * e^{\beta * x}$
Ajuste Logarítmico	$y = \alpha + \beta * \ln(x)$
Ajuste Polinómico	$y = \alpha + \beta * x + \gamma * x^2 + \dots + \delta * x^n$
Ajuste Potencial	$y = \beta * x^\alpha$

A modo de ejemplo, con la información de la revisión anterior y teniendo en cuenta los rangos de potencia de las tecnologías de turbinas de gas y motores, se ha estimado la cantidad de muestras (por cada potencia determinada con la metodología indicada) que se obtendrían con los criterios recomendados y las mismas se encuentran en el rango de 16 a 36 (ver ANEXO IV) para los sistemas de EDELMAG y Aysén y un mínimo de 5 muestras para los sistemas de Cochamó y Hornopirén. Considerando que se requieren tres cotizaciones por muestra, y que se agregarán costos de compras efectivamente realizadas, se entiende que en principio se dispondrá de una cantidad suficiente de datos para elaborar la regresión indicada.

La justificación del procedimiento está basada en:

- 1) Homogeneizar la base de datos de precios sobre la base de las especificaciones técnicas de las unidades que se costean para obtener precios comparables.
- 2) Obtener un número representativo de muestras que permita generar una base de datos para analizar la consistencia de los valores presentados verificando las economías de

escala del indicador “precio por unidad de potencia”. Este tipo de economías de escala es posible obtener cuando se trata de una base de datos con precios homogéneos, es decir con las mismas especificaciones técnicas y calidad de producto tal como se mostró en el numeral 2.2 de este informe).

Lo que se busca con este criterio es que las empresas, de manera previa a entregar la base de datos de costos unitarios a la CNE, se “miren al espejo”, confrontando la consistencia interna de la información que están presentando. La idea es que puedan explicar aquellos casos en los que se observan apartamientos relevantes, ya que en principio cabría esperar que se observe algún tipo de relación entre los costos unitarios de los equipos en función de su tamaño.

El criterio de verificación de consistencia propuesta es el estadístico R², el cual debe considerar un mínimo de 0,75 justificando los apartamientos pertinentes⁶.

A los efectos de conformación de la base de datos se utilizará la potencia efectiva entregada (a la salida de los bornes del generador) para considerar las ineficiencias del generador y pérdidas mecánicas y teniendo en cuenta las mismas condiciones ambientales y operativas (Ejemplo: temperatura ambiente, humedad relativa, altura sobre el nivel del mar, composición del combustible).

El costo de los equipos electromecánicos (generador, turbina y transformador) en unidades térmicas representa, en promedio, un 60% del costo de inversión total de la central, por lo que su alto impacto y la disponibilidad de fabricantes hacen necesario un análisis de consistencia.

Respecto de las unidades hidráulicas, el peso de los ítems comparables (generador, turbina hidráulica, transformador), no supera el 35%. El resto de las obras de la central tienen un elevado grado de especificidad determinado por las particularidades de cada proyecto, por lo que no es posible la conformación de una base de datos referencial. Se podría solicitar que el

⁶ Se considera razonable el valor del estadístico de 0,75 considerando que en los ejercicios realizados se ha obtenido en todos los casos un valor superior a dicho estadístico. Ver anexos a este informe.

estudio de precios de la CNE recomiende algo basado en las especificaciones técnicas de la central y tomando como base una valorización de la misma realizada por la empresa. Esta información debería ser entregada por la empresa a la CNE al principio del estudio para que pueda ser analizada críticamente.

4.1.2 Base de Datos de Precios de Referencia de Instalaciones de Transmisión

Para cada una de las instalaciones de transmisión requeridas (líneas, transformadores, etc.) se indicará la cantidad de materiales y equipos principales requeridos para el armado de la Unidad Constructiva. Se entiende por equipos y materiales principales: los transformadores, equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, reconectores), capacitores, y los componentes principales de las líneas eléctricas (torres o postes, aisladores, conductores, cables).

Para los materiales y equipos principales se deberá armar una base de datos de precios que surja de un relevamiento de mercado.

Se realizará un análisis de consistencia de estos precios unitarios relevados a partir de la comparación de los mismos con (i) precios de compras efectivamente realizadas por la empresa operadora, considerando una antigüedad de no más de cinco años a la fecha de referencia del estudio (respaldados con facturas de compra); y (ii) precios de compras utilizados por la CNE en la última revisión tarifaria de subtransmisión; actualizados ambos a la fecha de realización del estudio. En caso de existir más de una referencia de compra para un material y/o equipo específico, se tomará el promedio ponderado considerando la cantidad comprada en cada adquisición.

Todos los valores resultantes de los costos relevados deberán ser ajustados a la fecha de referencia del estudio de la siguiente manera:

- Precios de referencia nacionales: se ajustarán utilizando el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de Chile y luego se convertirán a dólares utilizando la tasa de cambio (\$ CH / USD) definida para el estudio.
- Precios de referencia importados: se convertirán a USD utilizando la tasa de cambio (\$ CH / USD) definida para el estudio; y luego se ajustarán con el Producer Price Index (PPI) de Estados Unidos, obtenido del Departamento de estadísticas laborales del Departamento de Trabajo de Estados Unidos

Como criterio de consistencia se propone que los precios obtenidos por cotizaciones sean comparados con el promedio de las fuentes indicadas; considerando que en el rango de +/-10% se capturan los diferentes orígenes de equipos, escalas de compra o políticas de mercado de los oferentes.

4.1.3 Costos de Inversión de Generación

Este punto tiene por objetivo desarrollar la metodología y criterios para el cálculo de los costos de inversión de generación a partir de los precios de referencia indicados en este informe, así como verificar la consistencia y robustez de los resultados presentados.

Sobre la base de confeccionar un *lay-out* preliminar para la instalación de los equipos y los datos técnicos, se determinarán los equipos auxiliares requeridos en cada instalación (no incluidos en el costo CIF)⁷, así como la ingeniería, montaje y puesta en marcha.

Los ítems a considerar para el cálculo de los costos de inversión para unidades de generación térmicas son:

1. Suministro mecánico: deben considerarse las inversiones necesarias para el suministro y montaje mecánico.
 - a. Sistemas de Combustibles para gas o petróleo-diesel según corresponda considerando las válvulas, filtros, bombas, sistemas de seguridad, cañerías de conducción, sistemas de medición, sistema de aire comprimido para instrumentación, y los tanques de almacenamiento y disposición de combustible.
 - b. Sistema de agua para turbinas de gas con diesel: planta de agua desmineralizada para la operación de las turbinas de gas con petróleo diesel para abatimiento de NOx, sistemas de almacenamiento de agua cruda y desmineralizada, sistemas de bombeo.

⁷ Generalmente las cotizaciones no incluyen el equipamiento relacionado con el sistema de refrigeración, panel de potencia y sincronismo y escape y silenciador así como los Kit para que puedan operar en forma dual con petróleo diesel o gas los que deben ser agregados cuando corresponda.

-
- c. Sistemas para mitigación de impacto ambiental de manera de cumplir con la Norma de emisiones de Termoeléctricas y otras disposiciones que corresponda.
 2. Suministro y Montaje Eléctrico para la conexión segura al sistema eléctrico respectivo (transformador de la unidad generadora, interruptor de la unidad generadora, cables de conexión, aparatos de seccionamiento, aisladores, barras, ferretería, malla de puesta a tierra, y sistemas de medición y protección).
 3. Obras Civiles y Suministro de Materiales.
 4. Costos de ingeniería y puesta en marcha.
 5. Gastos generales (no incluidos en los Costos de generación directos ni indirectos):
 - a. Estudios de Impacto Ambiental y preparación y gestión del Estudio de Impacto Ambiental (EIA)/ Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
 - b. Estudios previos: estudios de sistema eléctrico de potencia (estudios sistémicos eléctricos), estudios de costos de inversión, etc.
 - c. Seguros generales.
 - d. Ingeniería Básica: ingeniería, memorias de cálculo, planos preliminares, especificaciones técnicas.
 - e. Administración del Proyecto: costos del propietario relacionados con disponer de instalaciones, personal propio o de terceros para la administración del proyecto. En caso de utilizar recursos de personal propio para la administración del proyecto los mismos no deberán estar incluidos como parte de los costos operacionales.
 - f. Derechos de internación, cuando no exista convenio con los países donde se importan los productos.
 - g. Costos de terrenos, permisos y servidumbres.
 6. Intereses intercalarios durante la construcción: consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto.

El costo de inversión será determinado a partir de la siguiente formula:

$$\text{Costo de Inversión} = \text{Costo Inst. Gen} * (1 + FS + MM + ME + GG + ING + C) * (1 + Ii)$$

Dónde:

Costo Inst.Gen.: Costo de los equipos principales generación en valor CIF⁸

FS: Fletes y seguros al SSMM (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

MM: Suministro mecánico (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

ME: Suministro eléctrico (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

GG: Gastos generales (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

ING: Ingeniería y puesta en marcha (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

C: Obras civiles (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

Ii: Intereses intercalarios (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF más los recargos anteriores)

El cálculo de las partidas de costos indicadas serán determinadas mediante la siguiente metodología y criterios.

Los Costos de Suministro Mecánico, Eléctrico y Obras Civiles se determinarán:

- 1) Sobre la base de las dimensiones y características técnicas de los equipos principales y complementarios, se elaborará un *lay-out* y definirán las obras eléctricas y mecánicas.
- 2) Con la información de 1), se estimará el tipo y cantidad de materiales. Las obras civiles que requieran la definición de cubicaje como fundaciones, se calcularán por m³ teniendo

⁸ CIF: Cláusula de compraventa que incluye el valor de las mercancías en el país de origen (Costo FOB), el flete y seguro hasta el punto de destino. Los costos FOB indicados son los que surgirán de la "base de datos de precios de referencia de unidades de generación" más el seguro y flete hasta el puerto de destino en Chile.

en cuenta las dimensiones y peso de la unidad generadora, los m³ de movimiento de tierra, etc.

- 3) Se estimará la cantidad de horas hombre de montaje por categoría profesional (ingeniero, supervisor, operario, etc.), requerida para la ejecución de las obras definidas en 1).
- 4) Se valorizarán los materiales y mano de obra a precios de mercado. Para la valorización de la mano de obra se emplearán los costos unitarios eficientes indicados en esta metodología en el punto “Costos unitarios de personal”.

Los costos de ingeniería y puesta en marcha serán fijados mediante porcentajes referenciales de la modalidad del tipo EPC (*Engineering, Procurement & Construction*), relevados del mercado de proveedores de este tipo de servicio.

Los gastos generales de estudios, ingeniería y administración serán determinados sobre la base de cotizaciones, verificando su no inclusión en los costos fijos operacionales.

Los costos de los terrenos y servidumbres serán determinados en base a las dimensiones del equipo, distancias mínimas requeridas y *lay-out* del proyecto.

Para la estimación del costo unitario de terrenos y servidumbres se deben distinguir dos casos:

- a. Utilización de terrenos que ya existen en la operadora o servidumbres que ya fueron constituidas, para las cuales existen dos opciones:
 - i. costo de mercado, o
 - ii. costo incurrido actualizado por IPC.
- b. Adquisición de nuevos terrenos: debiese utilizarse el valor de mercado, considerando la opción que resulte más económica desde el punto de vista de la instalación.

En el caso de terrenos ya existentes, se recomienda la opción i), dado que se trata de un valor inmobiliario que ha tenido importantes fluctuaciones en los últimos años, por lo cual podría tener valores muy alejados de los valores históricos de compra.⁹

Respecto de la opción ii), la misma podría tener cuestionamientos respecto de la normativa vigente, ya que el artículo 34 del Reglamento de SSMM indica “...*diseñado en forma eficiente de acuerdo a los precios de mercado vigentes de inversión*”.

A los efectos de considerar un precio estabilizado, considerando las fluctuaciones que sufren los valores inmobiliarios, una alternativa intermedia es utilizar el precio de mercado promedio de los últimos 10 años actualizados por IPC, considerando que es un valor representativo de los costos de mercado en que debería incurrir un operador entrante para realizar sus inversiones.

Para los intereses intercalarios, se realizará un flujo de caja del proyecto y se determinará el costo financiero por tener inmovilizado el capital desde el inicio de la construcción hasta su puesta en marcha.

Este cálculo se realizará para cada unidad generadora y tecnología diferente propuesta, justificando cada uno de los ítems consignados. Posteriormente se calcularán los porcentajes de los costos antes indicados sobre el valor CIF del equipo y se verificará que los porcentajes calculados no superen los aprobados para la determinación de los costos de inversión utilizados en la última revisión tarifaria.

Para tecnologías hidráulicas, eólicas y solares, se seguirá la misma metodología, incluyendo en los ítems 1) y 2) el equipamiento complementario que no forme parte del equipo hidromecánico y de generación.

⁹ Situación inmobiliaria de Chile, editado por el Departamento del BBVA Research.

4.1.4 Costos de Inversión de Transmisión

Este punto tiene por objetivo desarrollar la metodología y criterios para el cálculo de los costos de inversión de transmisión, a partir de los precios de referencia indicados en este informe, así como verificar la consistencia y robustez de los resultados presentados.

Se determinarán los materiales de montaje menores, terrenos y servidumbres requeridos en cada instalación (no incluidos la base de datos de precios de referencia) así como la ingeniería, montaje y puesta en marcha.

Los ítems a considerar para el cálculo de los costos de inversión para instalaciones de transmisión serán:

1. Suministro mecánico: deben considerarse los materiales de montaje menores para el suministro y montaje mecánico tales como herrajes, bulonería, anclajes, ferretería etc.
2. Suministro y Montaje Eléctrico para la conexión segura al sistema eléctrico respectivo (conexión a la red de distribución, al transformador del generador, a las barras de salida, botellas terminales, empalmes, etc).
3. Obras Civiles y Suministro de Materiales
4. Costos de ingeniería y puesta en marcha
5. Gastos generales (no incluidos en los Costos de generación directos ni indirectos):
 - a. Estudios de Impacto Ambiental y preparación y gestión del Estudio de Impacto Ambiental (EIA)/ Declaración de Impacto Ambiental (DIA)
 - b. Estudios previos: estudios de sistema eléctrico de potencia (estudios sistémicos eléctricos), estudios de costos de inversión, etc.
 - c. Seguros generales.
 - d. Ingeniería Básica: ingeniería, memorias de cálculo, planos preliminares, especificaciones técnicas.
 - e. Administración del Proyecto: costos del propietario relacionados con disponer de instalaciones, personal propio o de terceros para la administración del proyecto. En caso de utilizar recursos de personal propio para la administración del proyecto los mismos no deberán estar incluidos como parte de los costos operacionales.
 - f. Derechos de internación, cuando no exista convenio con los países donde se importan los productos.

- g. Costos de terrenos, permisos y servidumbres.
6. Intereses intercalarios durante la construcción: consideran el costo financiero incurrido en el período de construcción de las obras, provocado por destinar fondos al desarrollo del proyecto y la pérdida de intereses por este concepto.

El costo de inversión será determinado a partir de la siguiente formula:

$$\text{Costo de Inversión} = \text{Costo Inst. Trans.} * (1 + FS + MM + ME + GG + ING + C) * (1 + Ii)$$

Dónde:

Costo Inst. Trans.: Costo de los equipos principales propuesto a partir del Armado de la base de datos de precios de referencia.¹⁰

FS: Fletes y seguros al SSMM (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

MM: Suministro mecánico (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

ME: Suministro eléctrico (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

GG: Gastos generales (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

ING: Ingeniería y puesta en marcha (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

C: Obras civiles (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF)

Ii: Intereses intercalarios (expresado como un recargo porcentual sobre valor CIF más los recargos anteriores)

El cálculo de las partidas de costos indicadas serán determinadas mediante la siguiente metodología y criterios.

Los costos de suministro mecánico, eléctrico y obras civiles serán determinados:

¹⁰ Los costos indicados son los que surgirán de la “base de datos de precios de referencia de unidades de transmisión”.

- 1) Sobre la base del emplazamiento, las dimensiones y características técnicas de los equipos principales y complementarios, se elaborará un trazado en el caso de las líneas o un lay-out en el caso de equipos de transformación y/o patio, y se definirán las obras eléctricas y mecánicas.
- 2) Con la información de 1., se estimará el tipo y cantidad de materiales. Las obras civiles que requieran la definición de cubicaje como fundaciones, se calcularán por m³, teniendo en cuenta las dimensiones y peso de la unidad generadora, los m³ de movimiento de tierra, etc.
- 3) Se estimará la cantidad de horas hombre de montaje por categoría profesional (ingeniero, supervisor, operario, etc.), requerida para la ejecución de las obras definidas en 1.
- 4) Se valorizarán los materiales y mano de obra a precios de mercado. Para la valorización de la mano de obra se emplearán los costos unitarios eficientes determinado de acuerdo a la metodología indicada en el numeral 4.2 del presente informe.

Los costos de ingeniería y puesta en marcha serán fijados mediante porcentajes referenciales de la modalidad del tipo EPC (*Engineering, Procurement & Construction*) relevados del mercado de proveedores de este tipo de servicio.

Los gastos generales de estudios, ingeniería y administración serán determinados sobre la base de cotizaciones, verificando su no inclusión en los costos fijos operacionales.

Los costos de los terrenos serán determinados en base a las dimensiones del equipo, distancias mínimas requeridas y *lay-out* del proyecto.

Para los intereses intercalarios, se realizará un flujo de caja del proyecto y se determinará el costo financiero por tener inmovilizado el capital desde el inicio de la construcción hasta su puesta en marcha.

Este cálculo se realizará para cada instalación de transmisión diferente propuesta justificando cada uno de los ítems consignados. Posteriormente se calcularán los porcentajes de los costos antes indicados sobre el valor CIF del equipo y se verificará que los porcentajes calculados no superen los aprobados para la determinación de los costos de inversión utilizados en la revisión tarifaria anterior.

4.2 COSTOS UNITARIOS DE PERSONAL

Se considera necesario precisar el requerimiento de salarios de mercado, a los efectos de evitar diferencias en los criterios utilizados por las diferentes empresas y lograr homogeneidad en los estudios de los SSMM.

Se recomienda seguir los siguientes lineamientos específicos para relevar los salarios de mercado:

- 1) Requerir expresamente un estudio de remuneraciones de mercado a realizar por medio de una empresa especializada en el rubro, identificando para cada estamento de personal (puesto o posición) el salario básico, beneficios y compensaciones. Este estudio deberá estar adecuado al tamaño de la empresa (nivel de facturación) y a otras empresas similares de servicios.
- 2) Establecer que se utilice como estadígrafo máximo el percentil 50 para todos los cargos (este criterio fue utilizado en la última revisión tarifaria del Valor Agregado de Distribución eléctrica por la CNE).
- 3) Realizar la homologación de puestos de la empresa con los de la encuesta de salarios basada en la descripción de funciones, responsabilidades, preparación académica y objetivos para los principales niveles jerárquicos: ejecutivos, jefes, supervisores, profesionales, técnicos, administrativos, secretarias, etc.
- 4) Determinar el costo promedio real para cada estamento considerando la totalidad de los partidas que integran el costo laboral, es decir remuneración bruta, beneficios adicionales otorgados por la empresa, beneficios conseguidos por acciones gremiales, cargas sociales previstas en la ley, etc., considerando para la determinación del promedio por estamento la totalidad de la dotación real de la empresa clasificada en los niveles jerárquicos determinados en el punto 3).
- 5) Comparar el costo laboral de la encuesta con el costo real para cada nivel jerárquico. Para esto, será necesario homologar el costo real de manera tal que el mismo sea comparable con los valores incluidos en la encuesta (por ejemplo, eliminando los beneficios empresariales incluidos en las remuneraciones reales, si fuese necesario).
- 6) Indicar que se utilicen los salarios y costos laborales de la encuesta, teniendo como tope el costo laboral efectivamente pagado por la empresa. Este criterio se sustenta en que

difícilmente un operador entrante pague mejores salarios que los que está pagando la empresa operadora, criterio aceptado por otros organismos reguladores de la región (OSINERGMIN –Perú- en la última revisión tarifaria de distribución del año 2012)¹¹.

- 7) Las partidas de costo a considerar en el caso de costos laborales cuya fuente sea la encuesta de salarios, serán la que indique la propia encuesta en base al relevamiento del mercado; en el caso del costo real empresa, será el que esté incurriendo la empresa para satisfacer la remuneración bruta, la normativa legal vigente en materia laboral, y las compensaciones y beneficios otorgados por la empresa.
- 8) Para modelar los costos de las tareas tercerizadas a partir de la conformación de cuadrillas, se recomienda la utilización -para los salarios de contratistas- de los resultados de la misma encuesta, considerando como estadígrafo tope el percentil 25, y justificando los costos de estructura y beneficios del contratista. Este criterio fue utilizado por la CNE en la revisión de los costos de los Servicios Asociados (último estudio del Valor Agregado de Distribución de las distribuidoras eléctricas) y ratificado en dicha oportunidad por el Panel de Expertos.

4.3 COSTOS DE EXPLOTACIÓN NO COMBUSTIBLES

A efecto de proponer una metodología específica, corresponde primero realizar una caracterización y definición de los costos no combustibles.

¹¹ Los antecedentes regulatorios recientes como por ejemplo el caso de la revisión tarifaria de Perú para el Sector típico 1 (Luz del Sur y Edelnor) se ha tomado como criterio que el tope de la remuneración sea en relación al cargo asignado debido a que difícilmente la empresa eficiente (operador entrante) pague por un cargo un salario mayor que el que está pagando la empresa operadora de referencia. La alternativa de ajustar los salarios de la encuesta por un factor tal que la masa salarial total (cantidad de empleados X salario) utilizando la encuesta de salarios no supere la misma masa utilizando los salarios de mercado si bien es una opción no tiene el soporte y fundamento antes señalado.

- Costos Directos de generación y transmisión: son aquellos costos específicos que corresponden a recursos que son requeridos para la prestación del servicio cumpliendo con la normativa vigente. Están constituidos por los insumos y mano de obra relacionados con los procesos de operación y mantenimiento de las instalaciones. Estos costos eficientes pueden calcularse mediante la metodología de empresa modelo y valorizarse a precios de mercado. Se pueden clasificar en fijos y variables.
 - Los Costos Fijos (CF) son aquellos que no varían en función del servicio prestado (básicamente son los costos de personal de estructura, y costos de materiales y servicios para mantenimiento y operación de instalaciones relacionados con las cuadrillas que ejecutan las tareas de campo).
 - Los Costos Variables No Combustibles (CVNC), son aquellos que dependen de las horas de funcionamiento de las unidades siempre que se mantengan dentro de los límites de la capacidad de planta. Están básicamente relacionados con la generación y se refiere a todos los costos variables identificados para una unidad generadora exceptuando los asociados a la provisión de combustible. Son, básicamente, los costos de los mantenimientos mayores y los costos de los insumos consumibles de la planta de generación.
- Los Costos Indirectos (CI): son aquellos que corresponde cargar a los servicios prestados pero que no se vinculan directamente a este sino que están relacionados con los recursos compartidos por otras actividades de la empresa por lo tanto deben ser prorrateados según criterios diversos (corresponden al total de la empresa integrada). Estos costos se pueden clasificar en costos indirectos de personal y gastos fijos (servicios, honorarios, impuestos, etc.). Están típicamente vinculados a los procesos de Administración y Finanzas, Asesoría Legal, entre otros.

Para determinar estos costos se propone el siguiente enfoque metodológico:

Costos Fijos (CF) de generación y transmisión: para su cálculo se propone la metodología de empresa modelo, de manera de calcular los costos eficientes que son representativos de la operación y mantenimiento de las instalaciones a los largo de su vida útil. Se deberán dimensionar en forma separada y considerando las economías de ámbito y escala, siguiendo el siguiente procedimiento:

-
- a. Recursos de personal, materiales, vehículos de las cuadrillas para las tareas de mantenimiento de las instalaciones.
 - b. Estructura de personal de operación y supervisión de mantenimiento de instalaciones.
 - c. Valorizar a) y b) a precios de mercado y para los salarios la encuesta de remuneraciones. Se deberá analizar la conveniencia de tercerización de actividades y si fuera el caso valorizar con los costos de personal tercerizado.
 - d. Se calculará para transmisión el % de CF Transmisión/VI¹² para cada sistema mediano.
 - e. Se calculará para generación el ratio de Costo por kW como CF Generación/Demanda máxima para cada SM (USD/kW).
 - f. En el caso de generación se evaluará la alternativa de menor costo total (costo de inversión + costo operativo fijo) entre una central con operación remota o con operación local.

Costos Variables No Combustibles (CVNC): estos costos tienen básicamente dos componentes:

- a. Costo Variable de Mantenimiento (CVM): relacionado con las acciones requeridas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil con los estándares de confiabilidad requeridos, cumpliendo con las normas de seguridad y medio ambiente. Surge de las intervenciones programadas cuyo alcance y frecuencia son en general recomendadas por el fabricante y su ejecución genera indisponibilidad operativa.
- b. Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC): asociado con las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica a la red, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por el operador del sistema y el cumplimiento

¹² VI: Valorización Instalaciones de Transmisión

de la normativa legal. Está vinculado a un agregado consumible que puede ser sustentado con una función consumo relacionada con el volumen de producción.

El CVNC, expresado en USD / MWh, se calcula como:

$$CVNC = CVM + CVONC$$

Los CVM están integrados por costos que corresponden a los mantenimientos programados que son especificados por el fabricante y se ejecutan en función de las horas equivalentes de funcionamiento de la unidad. Para su cálculo se propone la siguiente metodología:

- a. Se define el ciclo de mantenimiento de la unidad como el periodo de tiempo entre dos mantenimientos mayores.
- b. El CVM se calcula con la siguiente expresión:

$$CVM = \sum_{i=1}^n \frac{C.Mantenimiento\ del\ Ciclo}{Energía\ Gen}$$

Dónde

CVM: es el costo variable de mantenimiento expresado en USD/MWh.

C: Mantenimiento del Ciclo: es la suma de los costos de mantenimientos programados en un ciclo de mantenimiento expresados en USD.

Energía Gen: es la energía generada por la unidad en el ciclo de mantenimiento expresada en MWh.

Los mantenimientos programados incluidos en el ciclo de mantenimiento deberán estar debidamente soportados por la información del fabricante y sus costos unitarios con información de mercado.

La información de soporte para el cálculo de los CVM, que debe ser entregada por los operadores del SSMM, es la siguiente:

- 1) Costo del Ciclo de Mantenimiento: que deberá contener:
 - a. Identificación del programa de mantenimiento con el detalle de las intervenciones programadas (menores, intermedias, mayores) según las recomendaciones del fabricante para un ciclo de mantenimiento.
 - b. Por cada intervención indicada en 1) se deberá detallar los costos eficientes desagregados en:

- i. Costo de mano de obra (desagregada en nacional o extranjera) utilizando los costos unitarios de personal definidos en este informe para mano de obra nacional, y cotizaciones para mano de obra extranjera.
- ii. Costo de repuestos y/o materiales (cantidad y precio unitario)
- iii. Costo de servicios (grúas, etc)

Los costos identificados en los ítems ii) y iii) deberán ser justificados con facturas o cotizaciones.

- 2) La energía generada en el ciclo de mantenimiento considerando el acortamiento del ciclo por el gasto de horas equivalentes de operación por los arranques y paradas de la unidad.
- 3) En caso de que hubiera un contrato de mantenimiento del que resulte un CVM, se deberá justificar que el mismo resultó de un proceso competitivo y a partir del costo del contrato calcular el CVNC.

El CVONC se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$CVONC = \sum_j^n ga_j * ca_j$$

Dónde:

ga_j es el consumo de la unidad i del agregado j (por ejemplo: gal/MWh, m3/MWh, lts/MWh, etc.)

ca_j es el costo unitario del agregado j (por ejemplo: USD/gal, USD/m3, USD/lts, etc.).

Las empresas operadoras deberán justificar el consumo de la unidad y su costo unitario.

El cálculo realizado de los CVNC con la información de soporte de los puntos anteriores deberá ser presentado en planillas Excel de manera que el mismo sea autocontenido y trazable con los datos del soporte.

El cálculo anterior se deberá realizar para los tres regímenes de despacho en función de las horas de funcionamiento de la unidad (base, semibase y punta).

Un procedimiento similar al descrito ha sido aplicado a través de diferentes mecanismos por los siguientes Organismos del Despacho:

- CDEC-SIC (Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central) de Chile. Se desarrolló el procedimiento para homogeneizar criterios de presentación de los CVNC entre los generadores, y se realizaron ejercicios obteniendo valores consistentes.
- COES-SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) de Perú. El procedimiento se desarrolla en el PR-34 mediante el cual se instruye a las empresas generadoras para la presentación de los CVNC.
- Unidad de Transacciones (UT) de El Salvador, aprobado por la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones). El procedimiento se encuentra en el Anexo 17 del Reglamento de Operación Basado en Costos de producción (ROBC).

La fundamentación básica es que la partida más relevante de los CVNC son los mantenimientos programados, que son costos diferidos, es decir que si bien su erogación se produce en un año determinado, la misma es consecuencia de la acumulación de desgastes del equipamiento a lo largo de su ciclo de mantenimiento hasta *overhaul*.

Costos Indirectos: en base a la experiencia regulatoria concreta del consultor se plantean varias opciones regulatorias. Se recomienda la opción A:

TABLA 6 PROPUESTAS ALTERNATIVAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

OPCIÓN	METODOLOGÍA
<p>Costos Indirectos de Personal</p>	<p>Sobre la base del alcance y definiciones de costos anteriormente indicados:</p> <p>a. Identificar los costos de personal indirectos de la empresa integrada.</p> <p>b. Identificar los costos directos de personal para cada segmento (generación, transmisión y distribución).</p> <p>c. Asignar los costos indirectos a. a cada segmento en función de los costos directos b.</p>
<p>A</p> <p>Gastos Fijos Indirectos (no incluidos en personal)¹³</p>	<p>Identificar los gastos fijos (no incluidos en personal) y asignarlos a cada segmento (generación, distribución y transmisión) en función de <i>drivers</i> debidamente justificados:</p> <p>a. Calcular los porcentajes que resultan de la asignación sobre los costos directos.</p> <p>b. Aplicar el porcentaje calculado en b. sobre los costos eficientes directos calculados con la metodología de la empresa modelo.</p> <p>La ventaja de esta metodología es su claridad y trazabilidad, permitiendo asignar con bastante precisión en función de los costos directos, lo que se traduce en una regla fija y homogénea para todas las empresas.</p>
<p>B</p>	<p>Esta opción consiste en asignar los costos indirectos de personal en función de su dedicación estimada a cada negocio, sobre la base de encuestas al personal o a registros históricos que resulten de la base de datos de la empresa. La dificultad de esta metodología es que generalmente no se cuenta con registros o encuestas, y en general cuando existen, los mismos resultan con un elevado grado de subjetividad.</p>
<p>C</p>	<p>Se asignan los costos indirectos en función del margen de contribución de cada negocio al total de la empresa integrada. Esta alternativa tiene como desventajas: (i) que no necesariamente los costos indirectos están relacionados al margen de contribución de cada negocio y, (i) dificultades para definir el margen de contribución.</p>

¹³ Una lista orientativa de estos gastos son: Contribuciones, patentes e impuestos; Seguros de máquinas y edificios; Capacitación; Viáticos; Mantenimiento Edificios; Vigilancia; Asesorías-Capacitación; Panel de Expertos; Costos de Tecnologías de Información; Memoria anual, clasificación de riesgo, y bolsa; Directorio; Otros (se deberá justificar la pertinencia).

En cualquier opción, la proyección de costos indirectos no combustibles propuesta es a partir de la definición de un porcentaje eficiente de los costos directos, calculado para el año base, y proyectado constante durante el horizonte de evaluación.

Para la proyección de costos directos no combustibles se propone:

- Fijos de transmisión: como un porcentaje constante del VI de transmisión a partir del porcentaje eficiente para el año base a partir del ítem d) anteriormente calculado.
- Fijos de generación: mediante la aplicación del ratio USD/kW eficiente, calculado para el año base a partir del ítem e) anteriormente calculado, aplicado a la demanda máxima de cada año.
- Variables: con el producto de los costos específicos USD/MWh (costos no combustible) por la energía despachada.

4.4 COSTOS UNITARIOS DE EXPLOTACIÓN COMBUSTIBLES

A los efectos de reflejar el cambio en la disponibilidad del combustible se propone que la planificación, tal como está estipulado en las Bases, se realice basándose en hipótesis de disponibilidad que consideren la mejor información que pueda obtenerse del mercado; y luego, en la aplicación de la fórmula de indexación de los precios de nudo de la energía se contemple un factor de ajuste en función de los combustibles efectivamente utilizados, de manera de disminuir en la medida de lo posible los efectos adversos que puede causar una modificación en las componentes de costos que conforman la tarifa.

La propuesta concreta es que las Bases permitan incorporar un factor de ajuste en la fórmula de indexación a los efectos de tener en cuenta un cambio en la estructura de costos por cambios en el escenario de la disponibilidad de combustibles, y que dicho ajuste tenga una periodicidad trimestral.

4.5 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

Se recomienda homologar entre la CNE y el consultor de las empresas, en las primeras etapas del Estudio tarifario, el escenario de POE a evaluar en las simulaciones (características de las unidades, tecnologías, características de los modelos, series hidrológicas y otras características de la modelación).

Adicionalmente y a los efectos de darle robustez a los resultados alcanzados, se propone que las Bases indiquen realizar un análisis de sensibilidad. El mismo podría estar constituido por 2 sensibilidades sobre el resultado del CID presentado como caso base donde, por ejemplo, se realice un corrimiento en las fechas previstas para el ingreso de los proyectos de generación. Las sensibilidades podrían ser:

- Sen.#1: Retraso de un año en el ingreso de todos los proyectos de generación.
- Sen.#2: Adelanto de un año en el ingreso de todos los proyectos de generación.

Se plantea la posibilidad de tener una tercera sensibilidad alternativa:

- Sen.#3: a ser definida por la CNE si lo considera necesario.

De esta manera se verifica que el cómputo del CID se ubica próximo a su mínimo y que con los corrimientos y cambios solicitados los resultados siempre aumentarían el costo incremental para la demanda.

Por último, como parte de este informe se incluye una propuesta de formato de entrega de datos, de manera tal de contar con el detalle adecuado y necesario para realizar las labores de la CNE. El mismo considerará formatos propuestos para la entrega de datos por parte de los distribuidores de los siguientes conceptos:

1. UG-Térmica: datos para Unidades Generadoras Térmicas.
2. UG-Hidráulica: datos para Unidades Generadoras Hidráulicas.
3. UG-Renovables: datos para Unidades Generadoras Renovables no convencionales.
4. Red: datos para líneas y transformadores
5. Demanda: datos de distribución de demanda en la red eléctrica

4.6 CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

4.6.1 Costos Variables de Producción

Se propone que los valores reconocidos de parámetros de generadores a ser utilizados en el cómputo del CID que eleven el costo de producción podrán diferir determinado porcentaje, por ejemplo 2%¹⁴, de los valores procedentes del fabricante debido a posibles apartamientos del óptimo por degradación debido al uso.

Sobre aquellos generadores existentes donde el operador informe valores con apartamientos mayores al indicado, la CNE podrá realizar auditorías u otros estudios (a cargo del operador) a través de equipos de especialistas independientes.

Adicionalmente, también deberían ser consideradas las desviaciones por otras variables como operar a mínimo técnico y margen de seguridad en la operación, siempre que se justifique por criterios técnicos y de seguridad.

Adicionalmente, para reducir las discrepancias entre el análisis del operador (a través de su consultor) y la CNE, también es necesario acordar criterios sobre los precios de combustibles a ser utilizados antes de comenzar los estudios.

Para combustibles de origen interno y que no sean *commodities*, se podrán considerar los precios vigentes en contratos de abastecimiento o valores de referencia en el mercado interno de estos productos.

Para aquellos combustibles que se consideren *commodities* (producidos localmente o importados) se podrá tomar el menor valor entre: el precio de referencia internacional (por

¹⁴ La cifra proviene de información de fabricantes de unidades generadoras en relación con la recuperación de rendimientos que se logran con los programas de mantenimiento recomendados. Ese 2% representa el valor medio de un diente de sierra; en consecuencia al momento del mantenimiento mayor, la unidad generadora tiene una pérdida de rendimiento mayor. Si el deterioro fuere lineal, el diente de sierra variaría entre 0 y 4%, obteniéndose un resultado del 2% promedio.

ejemplo: U.S. Gulf Coast, New York Harbor, Henry Hub) o, de existir localmente, el precio interno (evaluado a través de contratos o precios regulados). A ambos precios se les deberán sumar los costos de transporte y distribución para ser considerados “en planta”.

4.6.2 Año Base y Simulaciones

Los limitantes que se tengan en la representación de un SM en un modelo de simulación no deberían ser los causantes de incongruencias en las señales que se desean dar a través del cálculo de tarifas. Vistas las situaciones planteadas anteriormente, se desprende la necesidad de tener resultados que permitan relevar incrementales que den una señal adecuada y no que sean el resultado de una situación coyuntural entre el valor real de despacho y lo simulado a través de un modelo. Para ello se plantean a continuación dos soluciones posibles:

- Considerar para el año base un despacho surgido del mismo modelo de simulación y no de los valores reales registrados. Una vez acordada la base de simulación, los valores para el año base a ser considerados serán aquellos que surjan del modelo de simulación y no los reales operados.
- Lograr verificar que el despacho previsto a través del simulador logre reflejar de un modo más preciso la operación real. Para ello se podría simular el año base representando las condiciones de operación que en él ocurrieron y verificar que la operación resultante muestre valores que no difieran significativamente de los valores reales observados. Se propone como valor estimado un apartamiento admitido del +/- 5 % entre lo simulado y lo operado en el año base.

De este modo se logran tener generaciones comparables y los incrementales darán valores razonables, más relacionados con la evolución de la demanda que con una diferencia de criterios en el despacho.

4.6.3 La Definición del Parque Inicial Existente

Como se ha visto, la regulación establece que el POE que se utiliza para calcular el CID parte de las instalaciones existentes de generación y transmisión de los SSMM. De esta forma, los modelos de planificación incorporan estas instalaciones, con sus características técnicas actuales. Un problema surge cuando el POE decide reemplazar alguna de las instalaciones existentes debido a que sus condiciones o características técnicas actuales no son óptimas. Si dichas condiciones técnicas son el resultado de una gestión no eficiente de la operación y

mantenimiento de las respectivas instalaciones por parte de la empresa operadora, la decisión de reemplazar esas máquinas puede resultar en una sobreestimación del POE y por lo tanto del CID, premiando a las empresas aun cuando ellas no hayan realizado una gestión eficiente de las instalaciones existentes.

En las anteriores revisiones tarifarias, la CNE optó por quitar del parque existente aquellas instalaciones que debido a sus características técnicas actuales resultaban muy ineficientes.

Para próximos estudios tarifarios, se propone considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes, de acuerdo a la información presentadas por las empresas, que pueden operar en el SSMM, incluyendo en la modelización de la planificación los parámetros de costos variables combustibles y no combustibles, indisponibilidades forzadas y programadas, que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo a las prácticas y estándares internacionales.

Para la determinación de los parámetros de las unidades se deberá contar con un “Estudio específico de caracterización de las unidades existentes” realizado por un “Consultor Especializado” que definirá los valores de los parámetros a partir de un análisis crítico de la información real de las unidades de generación –de acuerdo a lo presentado por las empresas- con los siguientes criterios:

- a) Curvas de consumo de calor (eficiencia): se considerarán valores promedio que surgen de los manuales del fabricante, considerando que se efectúan la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una degradación según la antigüedad de la máquina.
- b) Costos Variables No combustibles (CVNC): se calcularán considerando la metodología ya indicada en este informe, considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, y bajo la óptica de una gestión eficiente.
- c) Indisponibilidades programadas: se definirá el promedio anual considerando el ciclo de mantenimiento, la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una duración por intervención, bajo la óptica de una gestión eficiente.
- d) Indisponibilidades forzadas: se definirán en base a un *benchmarking* internacional, considerando unidades similares (potencia y tecnología) operadas según las mejores

prácticas por personal capacitado, y cumpliendo los mantenimientos programados recomendados por el fabricante.

- e) También debería considerarse una desviación en caso de que necesariamente se deba operar con mínimos técnicos y por margen de reserva cuando sea requerido técnicamente.

En caso que de dicho estudio surjan diferencias entre los parámetros eficientes y los reales presentados por las empresas, la CNE le sugerirá a las empresas la modificación de los parámetros reales por los eficientes.

Adicionalmente, se recomienda incluir en el análisis, los antecedentes que respalden el estado actual de los generadores.

Por último, sería recomendable, que la CNE realice una auditoría de las instalaciones existentes, para verificar si las mismas han tenido una gestión eficiente de acuerdo al reconocimiento tarifario.

Lo anterior implica que el POE surge a partir de una empresa real, a la cual se le consideran sus instalaciones existentes, pero eficientemente gestionadas.

4.7 CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

4.7.1 La Definición del Parque Óptimo Inicial

El Artículo 179º del Reglamento de SSMM establece que los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que se consideran para determinar el CID tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en SSMM, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

Un tema que ha aparecido a lo largo de nuestro análisis, que si bien no es parte de la revisión tarifaria propiamente dicha –dado que implicaría modificaciones en la LGSE y en el Reglamento de SSMM- es el referido al reconocimiento de las inversiones realizadas previamente en virtud de los decretos de expansión vinculantes de la CNE en la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente que se utiliza para determinar las tarifas de los Sistemas Medianos.

En efecto, el PRE se basa en un parque inicial óptimo, el cual puede diferir de las instalaciones existentes. El problema surge cuando dicha diferencia está relacionada con un tema en principio no gestionable por las empresas (por ejemplo, la disponibilidad de combustible),

implicando que las empresas puedan no estar recuperando completamente una inversión obligatoria ya realizada, que en anteriores períodos tarifarios formó parte del POE.

Específicamente, el operador de algunos SSMM ha venido reclamando un mecanismo que permita que las inversiones de generación-transmisión aprobadas al principio de un período tarifario (que conforman el CID) y que hayan sido efectivamente ejecutadas, sean reconocidas como parte del parque óptimo (que conforma el CTLP) de la empresa en los períodos siguientes (aun cuando dejen de ser óptimos porque, por ejemplo, varió el precio del combustible, o su disponibilidad). Este mecanismo le quitaría el riesgo actual de invertir en equipamiento adicional requerido, por ejemplo, por la falta de disponibilidad de un combustible considerado en el Estudio tarifario, que pudiera no ser aceptada como parque inicial óptimo en el siguiente período tarifario (por ejemplo porque reaparece la disponibilidad de dicho combustible)¹⁵.

Respecto a este tema, interesa replicar la decisión del Panel de Expertos en la última revisión tarifaria, a la cual nos alineamos, considerando lo siguiente:

- Las disposiciones legales, específicamente la LGSE y el Reglamento de SSMM, señalan claramente que para el cálculo del CTLP se debe considerar un conjunto de instalaciones iniciales que conformen un parque óptimo, condición de optimalidad que debe verificarse considerando precios y tecnologías disponibles a la fecha de realización del Estudio tarifario. No establecen esas normas, ni puede desprenderse de su análisis, que las instalaciones existentes estén exceptuadas de someterse a dicho test de optimalidad, ni en cuanto a su capacidad ni en cuanto al monto de inversión original, o que sean un antecedente prefijado para el estudio.

15 Actualmente, los combustibles que se utilizan para generar en los SSMM propiedad de esta empresa son el gas natural y el petróleo diesel. En los últimos años, se ha venido observando una disminución de la producción y reservas de gas natural afectando su disponibilidad en la región, y generando un escenario de fuerte incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas para la generación eléctrica, y su precio futuro.

- El modelo busca emular un sistema de competencia, lo que normalmente implica que aquellas inversiones que, debido a cambios no previstos, dejan de ser óptimas, pueden no logran recuperar la inversión en los tiempos inicialmente previstos por el inversionista. Este riesgo no ha sido eliminado por la legislación vigente.
- En principio no existen razones por las que el POE deba diferir sustancialmente de las inversiones que habría realizado la empresa si tuviese libertad para decidir las obras. En efecto, el mandato legal es que dicho plan de expansión sea eficiente.
- Si bien el plan de expansión es obligatorio por cuatro años, existe la flexibilidad para modificarlo si las condiciones lo justifican. La LGSE contempla que en el período que medie entre dos fijaciones tarifarias la empresa puede solicitar a la CNE la realización de un nuevo cálculo si se produjesen desviaciones que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas en el Estudio tarifario. Además, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones, con autorización de la CNE. Estas flexibilidades permiten a la empresa actuar para realizar la inversión en su fecha óptima o para alterar un plan si las condiciones que lo determinaron han cambiado sustancialmente.
- Por lo tanto, el reconocimiento de las inversiones obligatorias ya realizadas en el cálculo de CTLP no es consistente con la normativa actualmente vigente.

4.7.2 La relación entre el Costo Total de Largo Plazo y el Costo Incremental de Desarrollo

Se observa que el método de cálculo para determinar el CID y del CTLP no son, en principio, equiparables desde el punto de vista de la formulación. En efecto, el CID se determina a partir de un flujo incremental de inversiones en ampliación, costos de explotación e ingresos obtenidos a partir de una tarifa eficiente; mientras el CTLP no se determina a partir del concepto del flujo económico del negocio, sino a través del cálculo de la anualidad de la inversión (el costo de capital), más los costos de explotación.

En rigor, la determinación de uno y otro deberían diferir solamente en la definición del parque inicial (el existente o el optimizado), es decir, se deberían obtener idénticos resultados si se igualan las bases de capital.

Dado que, de acuerdo a lo mencionado, las formas de cálculo no son equivalentes, es necesario tener sumo cuidado para asegurar la consistencia de ambos valores.

Hay dos conceptos de valoración económica de los servicios en redes que, aplicados de diversas maneras, constituyen los elementos primarios en la determinación de las tarifas *“Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”*

reguladas; estos son los de Costos Totales y Costos Incrementales asociados a proyecciones de la actividad económica futura en el mediano-largo plazo.

- i. Para la proyección a futuro se comienza por determinar la evolución esperada de la demanda del servicio en cuestión, en lapsos consecutivos regulares hasta un horizonte temporal más o menos lejano. Por ejemplo: energía eléctrica a suministrar y distribuir, año a año, en los próximos 15 años. Designaremos QT a la demanda total anual proyectada considerando un horizonte de n años.
- ii. Se determina luego el “plan óptimo” de inversiones y acciones operativas en el mismo marco temporal que QT , de modo que la satisfaga en cantidad y con la calidad especificada. Asociado al plan óptimo de inversiones y acciones corresponde un costo total (que incluye los gastos de explotación más la anualidad por renta y amortización del capital de los activos en operación y los impuestos aplicables) en cada paso de tiempo transcurrido. Esta secuencia de costos totales anuales proyectados se designará CT .
- iii. Las diferencias sucesivas de pares de años consecutivos de QT y CT se denominan respectivamente ΔQT (demanda incremental proyectada) y ΔCT (costo incremental proyectado).
- iv. La valoración económica de rigor requiere calcular el Valor Actual de la secuencia de CT , descontado con una tasa normativa de descuento r .
- v. Se plantea ahora el problema de la correcta valoración económica residual del capital de los activos en operación al momento de alcanzar el postulado horizonte temporal de análisis (v.g. 15 años). Bajo un enfoque “contable” el valor residual de activos puede ser determinado como una fracción del costo de adquisición proporcional a la porción no transcurrida de la vida útil asignada. Un criterio más correcto desde el punto de vista económico, como ya se ha visto, es considerar la “perennidad” del servicio más allá del horizonte de análisis, suponiendo en consecuencia que a partir de entonces CT continuará con el mismo monto anual que el del año n , repetido *ad infinitum*. En correspondencia, QT podrá extenderse también *ad infinitum* en una cantidad anual igual a la del año horizonte. (Desde el punto de vista de los resultados finales de la valoración económica este modelo de “perennidad” es exactamente equivalente al enfoque “contable” cuando en éste se aplica la regla de amortización a la francesa -o *sinking fund*- en lugar de la lineal).

vi. Adoptando el supuesto de perennidad o el de amortización contable a la francesa para determinar el valor residual de activos al año horizonte, se determina el Valor Actual del CT que se designará $VACT$.

vii. Se supone una tarifa tal que el precio por unidad de demanda sea constante en todo el período de análisis proyectado. Con esta tarifa multiplicada por las cantidades anuales demandadas se obtendrá una secuencia de ingresos asociada a QT cuyo Valor Actual deberá cubrir exactamente $VACT$ para cumplir la condición de equilibrio económico que define el nivel de una tarifa regulada, designada como $CTLPu$ (Costo Total de Largo Plazo unitario). Tal condición de equilibrio se expresa entonces como

$$VACTP = CTLPu * VAQT$$

donde $VAQT$ es el Valor Actual de QT descontada con la tasa r .

viii. De la anterior condición de equilibrio económico se concluye la definición siguiente del nivel de la tarifa regulada

$$CTLPu \equiv VACT / VAQT$$

ix. En forma completamente análoga a la expuesta en los párrafos vi, vii y viii precedentes, se definen el Valor Actual de ΔCT y de ΔQT , arribando a la definición del Costo Incremental de Desarrollo (CID) siguiente

$$CID \equiv VA\Delta CT / VA\Delta QT$$

x. Desplegando en detalle las sumas componentes de los cuatro conceptos de Valor Actual presentados y operando algebraicamente se arriba a las siguientes ecuaciones que vinculan los valores incrementales con los totales

$$(1+r) * VA\Delta CT = r * VACT - C_0$$

$$(1+r) * VA\Delta QT = r * VAQT - Q_0$$

donde Q_0 y C_0 son, respectivamente, la demanda y el costo total correspondientes al año 0 (de referencia) inmediatamente previo a las proyecciones QT y CT .

5. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE MERCADO Y TECNOLOGÍAS VIGENTES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN QUE SE PODRIAN UTILIZAR EN LA EVALUACION DE LOS PLANES DE EXPANSION

El objetivo de este capítulo es definir el universo de unidades generadoras e instalaciones de transmisión, a efecto de realizar un catastro de tecnologías vigentes que sean utilizables en los SSMM con la identificación de sus capacidades, y valores referenciales de costos unitarios de inversión, consumos específicos y CVNC.

El alcance de este capítulo comprende:

1. Tecnologías de generación:
 - a. Tecnologías Convencionales
 - b. Tecnologías para el aprovechamiento de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)
2. Tecnologías de transmisión

Las principales fuentes de información consultadas para elaborar este capítulo se enumeran en el Anexo VII.

5.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

5.1.1 *Tecnologías Convencionales*

Dado los niveles de demanda y las fuentes de energía térmica disponibles, las alternativas tecnológicas convencionales que hoy están desarrolladas en los SSMM, son los grupos generadores accionados por turbinas a gas y los motores generadores.

5.1.1.1 *Turbinas a Gas (para ciclo simple o abierto)*

Turbinas de Gas Aeroderivadas: Por su configuración de diseño, se ejecutan los mantenimientos mayores intercambiando secciones de la máquina. Son unidades muy eficientes pero con altos costos de mantención.

Turbina de Gas Heavy Duty: Son turbinas de diseño robusto, para largos periodos de operación a máxima carga, sin paradas, ni arranques continuos. Su mantenimiento debe realizarse *in-situ* debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Turbinas a Gas Industriales: Corresponden a máquinas livianas fácilmente transportables, con flexibilidad de despacho, es decir, permiten arranques diarios sin acortar los tiempos entre *overhaul*. Presenta modalidad de mantenimiento mayor tipo “*Exchange*” intercambio del “*engine*” por unidad reparada en fábrica, lo cual reduce los tiempos de indisponibilidad por manutención.

Para SSMM, se tienen módulos de 5 a 30 MW que operaran con gas natural en los sistemas donde existe disponibilidad de este combustible y equipadas con *kit* para operación con petróleo diesel (sistema dual), lo cual es particularmente importante en SSMM que utilicen gas natural pero en los cuales no exista certeza de la disponibilidad futura de dicho combustible.

5.1.1.2 Motores Generadores

Pueden utilizar petróleo diesel y pueden estar equipadas con *kit* para operación con gas natural (sistema *bi-fuel*). Son muy adecuados para SSMM, especialmente para los de menor demanda, dado que su rango de potencias disponibles en el mercado está entre 0,25 a 5 MW. Por lo general las unidades son prefabricadas y paquetizadas.

Estos motores, dependiendo de su robustez, pueden ser rápidos (1.500 rpm), o lentos (1.000 rpm o inferior), siendo estos últimos constructivamente de mayores dimensiones, y por sus características de velocidad y alta inercia mecánica (motores lentos), permiten dar seguimiento a la demanda y capacidad de toma de carga de 0-100% en mínimo tiempo.

El caso particular de EDELMAG, se dispone de motores a gas en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y de motores diesel en todos sus SSMM.

En el caso de los SSMM de Aysén, Cochamó y Hornopirén, la tecnología térmica es diesel dado que no se tiene disponibilidad de gas.

5.1.1.3 Carbón

Esta tecnología aún no es utilizada por ninguna de las empresas operadoras de SSMM. Sin embargo, en función de la evolución de los precios del gas, puede ser una tecnología económicamente factible.

Para describir esta tecnología se presenta el diagrama del ANEXO VIII donde se muestra el ciclo de una central a carbón que no es aplicada actualmente en los SSMM.

Se puede observar que el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua de su estado líquido a la fase de “Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”

vapor. Éste, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica, misma que se transmite al generador para producir electricidad.

El costo de inversión por unidad en una planta, no es el mismo si se trata de la primera o de una unidad subsecuente debido a que la infraestructura, caminos de acceso, campamentos, así como otras instalaciones y equipos de respaldo, son construidos o adquieren al instalarse la primera unidad.

Los costos de inversión de centrales enfriadas con agua de mar o de río son generalmente mayores que los de las centrales enfriadas con agua de pozo, debido primordialmente al alto costo de la obra de toma, descarga y escolleras. Sin embargo, en algunas regiones, los costos de operación y reemplazo de pozos, así como el de la conducción al sitio de la central, aunados al costo imputable al agua, justifican la mayor inversión en las centrales enfriadas con agua de mar.

Estas plantas, esquematizadas en el diagrama, no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

En el SING y SIC de Chile, el carbón ocupa una parte importante de la matriz energética, siendo la base de la generación eléctrica en el SING. El carbón utilizado en Chile en las centrales carboneras es importado en un 80%, y el 20% restante es de producción local. En la zona de Magallanes se encuentra operando una empresa minera ligada a las empresas COMERCIAL CATAMUTÚN e INGESUR. Se trata de la mina Chabunco, que se localiza en las cercanías de Punta Arenas. La extracción se realiza en la modalidad de rajo abierto y toda la producción se canaliza a través del muelle instalado en Pecket y se vende a la empresa eléctrica GUACOLDA.

Debido al alto precio del carbón y a las importantes reservas existentes en la zona de la Isla Riesco -al norte de Punta Arenas-, el Comité de Ministros del Medio Ambiente, en el año 2011, aprobó la explotación del yacimiento, que fue adjudicado a la Sociedad Minera Isla Riesco S.A. (conformada por COPEC y ULTRAMAR).

En los anexos XIX y X se presentan las centrales de carbón y carbón-petcoke operativas en el SIC-SING, que si bien se trata de módulos de potencias muy grandes para los SSMM, existen

“Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos”

internacionalmente desarrollos de módulos de menor potencia. En efecto, encontraron desarrollos de proyectos de centrales eléctricas que utilizan carbón de pequeña escala que compiten con centrales diesel utilizando recursos energéticos locales, y con una aceptable *performance* ambiental. Un ejemplo lo podemos encontrar en Indonesia para una central con 14 MW de capacidad bruta (2 módulos de caldera-turbina de 7 MW cada una), y un rendimiento del 21% -detalles pueden verse en el ANEXO XII¹⁶-. El costo de inversión de esta central es de USD 15 millones, lo que arroja un costo cercano a 1.200 USD/kW, sin considerar equipos y obras complementarias. Otro ejemplo del desarrollo de centrales a carbón de pequeña escala, son los combustores para carbón para módulos comerciales de pequeñas centrales de 1 a 20 MW¹⁷.

Se estima que el costo de inversión en Punta Arenas se encontrará en el rango de 2.800 a 3.000 USD/kW para plantas a carbón de potencias entre 15 a 40 MW, considerando los equipos auxiliares y obras complementarias, equipos para mitigación del riesgo ambiental, el costo de mano de obra en Chile y las particularidades de recargos de flete a los sistemas aislados.

Como se muestra en el ANEXO X, los CVNC de centrales a carbón, oscilan en el rango de 2 a 6,5 USD/MWh.

Los costos de inversión y CVNC antes indicados son referenciales, pero deben ser evaluados en cada proyecto, debido a las particularidades antes indicadas.

Sobre la base de las características de los módulos antes indicados para plantas de pequeña escala, y ante un escenario de incertidumbre de provisión de gas en Punta Arenas, el estudio de planificación debiera considerar la evaluación de esta tecnología. Esta evaluación debe considerar la combinación de módulos de potencia que minimicen la suma del costo de

¹⁶ Small Scale Coal Power Plant in Indonesia, Taufik Sastrawinata

¹⁷ Small, Modular, Low-Cost Coal-Fired Power Plants for the International Market. B. Zauderer, B. Frain, and B. Borck. Coal Tech Corp. P.O. Box 154, Merion Station, PA 19066.

inversión, operación y mantenimiento, consumo de combustible y falla, y considerando el margen de reserva del sistema.

Otro aspecto a tener en cuenta son los conflictos ambientales de los proyectos de generación termoeléctrica, generalmente localizados en áreas pobladas o dedicadas a la producción agrícola, el desarrollo turístico o la pesca artesanal, actividades cuya continuidad se ve seriamente amenazada por los impactos de la generación térmica a carbón -que presenta altas emisiones atmosféricas de azufre, material particulado, óxidos de nitrógeno y metales pesados (como vanadio, mercurio y níquel)-.

A la contaminación atmosférica de esta opción tecnológica, se agregan los graves impactos del sistema de enfriamiento de las centrales termoeléctricas sobre los ecosistemas del borde costero por succión (si fuera el mar), insumos químicos, desulfurización y calentamiento del agua de enfriamiento; afectando las áreas de manejo y la pesca artesanal.

Desde la promulgación de la Ley de Bases del Medio Ambiente (Ley 19.300 de 1994), los proyectos eléctricos de generación y transmisión deben ingresar en forma obligatoria al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), por el cual las tecnologías recomendadas deben incluir en sus costos los sistemas para mitigar el impacto ambiental a través de filtros ciclónicos, electrostáticos, etc.

Como si ello fuera poco, la operación de las termoeléctricas también requiere la utilización y operación de muelles y puertos, tráfico portuario, el desembarco y canchas de acopio de carbón, y depósitos de ceniza que deben ser adecuadamente contempladas en los costos de inversión.

Estas centrales usualmente despachadas en base tiene factor planta entre 85% a 95%.

5.1.2 Tecnologías para el Aprovechamiento de las ERNC

La última modificación de la LGSE que incorpora las ERNC, indica que son solo aplicables a los sistemas con más de 200 MW de potencia, de manera que los sistemas medianos quedan fuera del alcance de la Ley.

El Artículo 174 bis.- del Proyecto de Ley de Fomento al Desarrollo de las ERNC –recientemente aprobado- indica que “Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no

convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.”.

En resumen, la incorporación de estas tecnologías no es exigible. A efectos de la caracterización de estas tecnologías es útil tomar las definiciones que la LGSE realiza:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

En el cuadro siguiente se presentan costos de inversión proporcionados por ACERA (Asociación Chilena de Energías Renovables) en función del parque existente en Chile para tecnologías no convencionales:

TABLA 7 COSTOS DE INVERSIÓN ERNC

	[UNI.]	EÓLICA	BIOGÁS	BIOMASA	HIDRAÚL.
Costo	[USD/kW]	1.900	1.500	1.350	3.000
Potencia Instalada	[MW]	176	12	167	190
Costos de Inversión	[Mill. USD]	334	17,7	225,18	569,35
Intereses	[%]	10	10	10	10
Vida útil del proyecto [años]	[Años]	20	25	25	50
FRC		0,117	0,110	0,110	0,101

Fuente: Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad técnica de incorporar ERNC en el los sistemas eléctricos nacionales, Elaborado por: Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile-

Los costos indicados incluyen plantas de mayor tamaño que las que puedan se requeridas en los SSMM, por lo cual los costos referenciales allí considerados son mucho más bajos que los referidos a los módulos de potencia requeridos para los SSMM -como se verá más adelante-.

A continuación se describe el catastro de las principales tecnologías de energías renovables analizadas para los SSMM.

5.1.2.1 Hidráulicas

Esta forma de generar energía es clasificada en la literatura técnica en 2 tipos: mini hidráulica y micro hidráulica. Sin embargo no existe un criterio homologado para su clasificación. Para efectos de este documento, entenderemos como mini o pequeñas centrales hidráulicas aquellas que están conectadas a la red eléctrica con potencia menor a 20 MW, y como micro centrales, a aquellos equipos que proveen energía en potencias menores a 300 KW y en sistemas aislados de la red eléctrica.

Micro centrales fijas: Es un sistema hídrico para obtención de energía a partir de pequeños cauces de agua, utilizando una turbina conectada a un generador. Se ubican generalmente sobre el mismo cauce de agua, requiriendo obras civiles menores para su instalación. Esta tecnología se aplica tanto para obtener energía eléctrica como también mecánica.

El funcionamiento básico es similar a las minicentrales de pasada, pero considerando equipos de menor envergadura y con instalaciones más simples.

Los principales elementos necesarios para implementar sistemas con esta tecnología son: la micro turbina, el generador, los sistemas de almacenamiento de energía y las líneas de transmisión, además de obras hidráulicas menores para el desvío y canalización de las aguas a

fin de obtener un flujo que permita el movimiento de la turbina. Su factor de planta se encuentra entre 40 y 70% con una eficiencia en la conversión energética de hasta 92%.

Los costos de inversión asociados a esta tecnología podrían ubicarse dentro del rango 2.500 y 10.000 USD/kW¹⁸.

Las minicentrales de pasada o minicentrales hidráulicas se aplican para obtener energía eléctrica y, en menor medida, energía mecánica. Son centrales que aprovechan la energía cinética de los cauces naturales de agua y utilizan el desvío de una fracción del caudal de un río, con el fin de aprovechar la caída de agua para lograr el movimiento de las turbinas. Estas se encuentran conectadas a un generador, el que produce energía eléctrica con una potencia en este caso menor a 20 MW. El agua se usa de modo no consuntivo, lo que significa que es devuelta río abajo al cauce de donde se extrajo, o a un nuevo cauce, procurando minimizar los impactos ambientales producto de este desvío.

De acuerdo a la revisión de proyectos en el SEIA, los costos de inversión se encuentran entre 2.000 y 7.500 USD/kW/año (proyectos entre 0,4 y 7,6 MW) ¹⁹

Cada proyecto hidroeléctrico tiene sus propias particularidades relacionadas con el caudal, la altura de aprovechamiento, las obras civiles (canal de aducción, canal de restitución, tubería forzada, etc), por lo que las inversiones deben ser evaluadas en cada caso particular lo que se refleja en el rango de costos de inversión de las fuentes consultadas.

Por lo indicado para este tipo de tecnologías se presentan en forma referencial las capacidades, costos de inversión y CVNC de los proyectos presentados en la revisión anterior con la debida actualización de costos y descripción de los parámetros técnicos.

¹⁸ Fuente IEA/ETSAP 2010, mencionado por el Centro de Energías Renovables. <http://cer.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/micro-hidraulica/micro-centrales-fijas/>

¹⁹ Fuente SEIA 2010 (Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental), mencionado por el Centro de Energías Renovables. <http://cer.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/micro-hidraulica/micro-centrales-fijas/>

Las tecnologías hidráulicas operativas en los SSMM son de pasada (caso Aysén, Palena, General Carrera y Cuchildeo). En el ANEXO XII se presentan los parámetros técnicos de estas tecnologías que se agrupan en:

- Turbinas Francis y Turgo: para aprovechamientos con saltos importantes de más de 60 metros.
- Turbinas Kaplan: para saltos con menos de 10 metros.

Las tecnologías genéricas para los recursos hídricos con potencial de aprovechamiento hidroeléctrico presentados en la revisión anterior (que son Río Arredondo y Picacho I), que tienen otorgados los derechos de aprovechamiento del agua son las siguientes:

TABLA 8 GENERACIÓN HIDRAÚLICA CON DERECHOS DE APROVECHAMIENTO

MÓDULO	250 kW	500 kW	3.000 kW	4.000 kW
Potencia [kW]	250	500	3.000	4.000
Caudal [m³/s]	0,838	0,391	8,8	11,7
Altura [m]	35	150	40	40
Canal Aducción [m]	100	100	1.500	1.500
Canal Restitución [m]	50	50	200	200
Rápido descarga [m]	53	225	80	80
Tubería Forzada [m]	70	270	80	80
Diámetro [mm]	700	500	1.900	2.100
Espesor [mm]	7	7	10	10

En el caso de Hornopirén y Cochamó los proyectos puestos a disposición de la CNE y los disponibles en el registro de la Dirección Nacional de Aguas fueron desestimados, dado que los mismos no eran dimensionables para los SSMM.

5.1.2.2 Eólicas

La energía eólica es una fuente de energía renovable, producto de la transformación de la energía cinética contenida en el viento, en energía utilizable. El viento se produce por diferencias de temperatura entre distintas masas de aire en la atmósfera terrestre, la que es calentada por el sol. Por ello, se considera al viento como una forma indirecta de energía solar.

Las tecnologías que se han desarrollado para la utilización de este recurso como fuente energética, producen nulas emisiones durante su operación y consisten, principalmente, en turbinas que transforman la energía cinética del viento, en energía mecánica. Esta, a su vez, se convierte en energía eléctrica por medio de un generador. Los sistemas eólicos tienen una vida útil cercana a los 25 años y pueden ser clasificados, según el lugar donde son instalados, en

“onshore” (ubicados en tierra firme) y “offshore” (ubicados en mar abierto). Sin perjuicio de lo anterior, la eficiencia del proceso cobra menor relevancia si se considera que el recurso es gratuito

Este tipo de generación posee un factor de planta que varía entre 30% y 40% dependiendo del emplazamiento. Aunque es considerado un recurso intermitente, sus variaciones más significativas son horarias y diarias. Anualmente se verifican diferencias del orden de 10%. Es por ello que la evaluación horaria o diaria debe ser compensada con otro tipo de generación de reserva, como térmica o hidráulica.

Chile presenta una larga extensión de territorio costero, donde los vientos, provenientes principalmente desde el sur oeste, tienen una mayor presencia, lo que implica *a priori* su identificación como un país atractivo para el desarrollo de este tipo de tecnologías. Los costos de inversión, para la implementación de tecnologías para el aprovechamiento del recurso eólico, son altos en relación a otras formas de generación. Sin embargo, en aquellas zonas con buena disponibilidad de viento, puede transformarse en una alternativa competitiva.

Para generadores *onshore*, pueden funcionar en sistemas aislados de la red con costos de inversión que oscilan entre 1.206 y 2.438 USD/kW instalado²⁰.

Para módulos pequeños, menores a 10 MW en módulos de 600 a 900 kW, los costos de inversión estarían cercanos al límite superior, por ejemplo la central eólica Alto Baguales en Aysén para velocidades del viento de 10 m/seg y para 1,98 MW (tres módulos de 660 kW), se tiene un costo de inversión de 2.400 USD/kW.

Para proyectos de mayor magnitud, por ejemplo Parque Eólico Canela, de 18,15 MW de potencia instalada (11 generadores Vestas de 1,65 MW), situado en la comuna de Canela, provincia de Choapa, IV Región de Coquimbo, se tiene un costo de inversión de 32,4 Mill. USD,

²⁰ Energía eólica, publicado por el CER (Centro de Energías Renovables).

que da un costo unitario de inversión de 1.750 USD/kW, el cual se encuentra en un rango intermedio del referencial mencionado más arriba.²¹.

Adicionalmente existiría un potencial de aprovechamiento en la zona de Magallanes, como lo demuestran los proyectos de terceros presentados en la revisión anterior, que fueron desestimados para integrar el plan de expansión.

En efecto, en la XII Región (Magallanes), se informaron dos proyectos eólicos: Parque Eólico Otway y Parque Eólico Cabo Negro.

El proyecto Parque Eólico Otway, de 9 MW de capacidad instalada en la zona del seno de Otway, en la XII región, consta de 10 aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW de potencia cada uno, estimándose una generación de 34,6 GWh/año, con un costo de 3.035 USD/kW instalado, según lo informado por la CNE en la revisión de 2009. Este costo de inversión en principio parece muy elevado de acuerdo a las referencias internacionales, aunque no se tienen más detalles del proyecto para una evaluación más profunda. También se informa un factor de planta del 44% para este proyecto.

En la revisión tarifaria de 2009, EDELMAG no lo consideró –a pesar de tener prevista la entrada en el año 2012-, debido al mayor costo de desarrollo de esta tecnología respecto al desarrollo con gas natural, y a la aleatoriedad del recurso.

También en la región de Magallanes, la empresa Methanex informa su proyecto “Parque Eólico Cabo Negro, Fase 1”, consistente en la conexión al sistema mediano de Punta Arenas de 3 aerogeneradores, totalizando 780 kW en la XII Región, específicamente en el complejo industrial Cabo Negro, emplazado en una zona de propiedad de ENAP Magallanes. Su inicio de operación fue estimado para julio de 2010.

²¹ Energías Renovables y generación eléctrica en Chile, 2007.

Adicionalmente, se proyecta que la generación de la central será inyectada a las plantas de Methanex, y su excedente podría inyectarse al sistema mediano de Punta Arenas en un punto aún no establecido.

Considerando las referencias indicadas y las particularidades de recargos de flete a los sistemas aislados, se puede estimar para Punta Arenas un rango de costos de inversión entre 2.100 a 2.500 USD/kW para plantas de potencia en el rango de 10 a 20 MW.

Los valores referenciales de eficiencia están comprendidos entre el 15% al 30%.

5.1.2.3 *Biomasa*

La biomasa, definida como la materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma, es una fuente muy variada de energía. Entre los métodos de aprovechamiento existentes se pueden mencionar la combustión directa de la biomasa, el tratamiento de residuos orgánicos y el cultivo de algunas plantas y granos, a partir de las cuales se obtiene biogás y biocombustibles, usados como sustitutos de compuestos petroquímicos.

La bioenergía es obtenida mediante diversos procesos, como son los termoquímicos, que consisten en la combustión directa de biomasa, y los bioquímicos, que se basan en procesos de transformación biológica de la biomasa.

Las principales barreras para su implementación apuntan a la baja eficiencia de conversión, la disponibilidad y transporte de la biomasa, y su logística de suministro, los riesgos asociados a la agricultura intensiva (fertilizantes, químicos, conservación de la biodiversidad), entre otros.

Actualmente en Chile, los procesos de generación de electricidad existentes se basan de manera principal en la combustión directa de la biomasa que proviene de la industria forestal de la zona sur. Adicionalmente, existen proyectos de generación a partir de la combustión de gases obtenidos de procesos de transformación de la biomasa, como sistemas de tratamiento anaeróbico.

5.1.2.4 *Combustión directa biomasa*

Esta tecnología se aplica para obtener energía térmica o eléctrica (uno u otro). Consiste en la obtención de energía mediante la combustión de la biomasa, principalmente derivado de la madera. Es el proceso más utilizado y antiguo para generación de energía con biomasa, a la vez que es el método más económico, en caso de generación de energía térmica, pues sólo

requiere de una fuente para la obtención de biomasa y una caldera para la combustión que genera el vapor para una turbina.

El factor de planta que puede alcanzar esta tecnología se encuentra entre un 86,6 y 94,2% mientras la eficiencia estimada de conversión se encuentra en el rango de 15 a 38% para el caso de generación de electricidad, siendo que el costo de inversión oscila entre 650 y 1.500 USD/kW²², con valores de inversión cercanos al límite superior para proyectos pequeños (10 MW) y sin considerar equipos auxiliares y obras complementarias.

Estos valores son consistentes con la experiencia internacional. Así, puede mencionarse el Estudio de Factibilidad de Cogeneración de residuos forestales en el aserradero de una comunidad indígena, realizado por el instituto de ingeniería de la Universidad Autónoma de México, que considera costos de 1.240 USD/kW instalado²³; y la Nota Técnica I del Centro Nacional de Referencia de Biomasa, en Brasil, refiere costos de inversión del orden de 1.350 USD/kW instalado, considerando únicamente los equipos principales por lo que si se considera el resto de los equipos auxiliares (*balance of plant*), el costo sería cercano a los 2.000 USD/kW. Los costos de operación y mantenimiento (costos de personal de operación, limpieza, reparaciones, repuestos) se ubican en el entorno del 3% al 5% de la inversión²⁴.

Para plantas de biomasa de menor rango de potencia, la misma referencia indica un costo cercano a 2.160 USD/kW (1.800 Euros/kW). Considerando las referencias indicadas y las

²² Energía biomasa, publicado por el CER (Centro de Energías Renovables).

²³ Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad, a partir de residuos y/o subproductos de biomasa. MIEMDNETN, Dirección Nacional de Energía y tecnología nuclear de la República Oriental del Uruguay. Se entiende costos fijos y variables porque Costos de personal de operación, limpieza, reparaciones, repuestos. Referencia a Instituto de Ingeniería UNAM (México 2005)

²⁴ Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad, a partir de residuos y/o subproductos de biomasa. MIEMDNETN, Dirección Nacional de Energía y tecnología nuclear de la República Oriental del Uruguay. Se entiende costos fijos y variables porque Costos de personal de operación, limpieza, reparaciones, repuestos. Referencia a "A cogeneracao de Electricidade No Sector de papel e Celulose" Avaliacao Técnica e Económica, XV-COBEM-1999.

particularidades de recargos de flete a los sistemas aislados se puede estimar para Punta Arenas un rango de costos de inversión entre 2.400 a 2.600 USD/kW para plantas de 10 a 20 MW.

Respecto de los costos variables de operación y mantenimiento, dado que los equipos componentes son calderas y turbinas de vapor -como una central convencional-, los mismos están en el rango más alto de dichas tecnologías, cercanos a 6 - 8 USD/MWh.

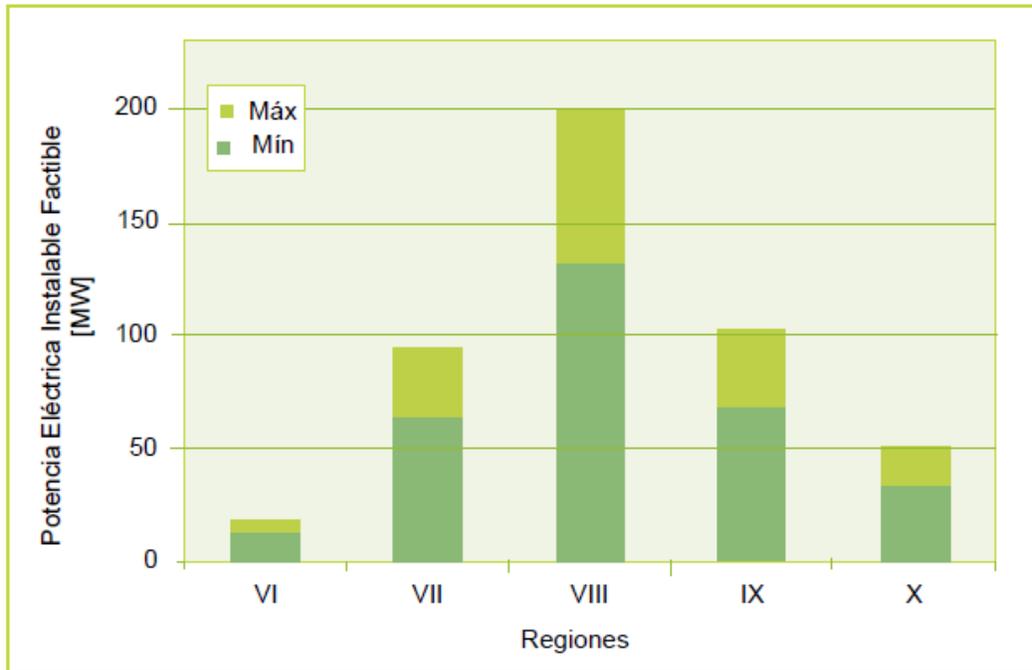
5.1.2.5 Transformación de biomasa por degradación de materia orgánica

La implementación de esta tecnología permite la obtención de energía eléctrica y/o térmica, con un rango de potencia eléctrica de alrededor de 0,3-10 MW. Dentro de un reactor se lleva a cabo un proceso de degradación de materia orgánica, el cual genera biogás, gas utilizado como combustible por ser rico en metano, compuesto principalmente por Metano (CH₄) y Dióxido de carbono (CO₂), además de pequeñas proporciones de otros gases como Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂) e Hidrógeno (H₂). Por lo demás, el proceso de degradación de la biomasa reduce la cantidad de patógenos y la cantidad de lodos. Esto permite tener costos operacionales bajos, ya que este proceso de degradación no requiere de acciones adicionales. El lodo generado puede ser utilizado como abono en la agricultura.

Sus principales componentes son el reactor donde se lleva a cabo la digestión, el sistema de calefacción en caso de ser requerido, los mezcladores que permiten obtener una mezcla completa dentro del reactor, lo que facilita la degradación de la biomasa y los extractores de biogás. El factor de planta que puede alcanzar esta tecnología es cercano al 80% mientras la eficiencia estimada de conversión puede ser cercana a 26 – 32%. Los costos de inversión oscilan entre 3.700-5.300 USD/kW.

En Chile, el potencial de generación de combustión de biomasa a partir de los residuos de prima forestal, principalmente de pino radiata y eucalipto, es el que se muestra en la siguiente figura:

TABLA 9 POTENCIAL DE GENERACIÓN A PARTIR DE RESIDUOS FORESTALES (BIOMASA)



Para los efectos de la figura, X Región representa a las Regiones de Los Lagos y de Los Ríos.

Fuente: "Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile-Proyecto Energías Renovables."

Se observa que en la región de Los Lagos y Los Ríos, existe un importante potencial de generación eléctrica a través de la biomasa forestal.

Los efectos de economías de escala hacen presumir que plantas de generación eléctrica a partir de biomasa forestal pueden resultar interesantes, desde el punto de vista económico, para una potencia cercana a los 10 MW o superiores, según un estudio denominado: "*Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile, publicado por Proyecto Energías Renovables y CNE.*"

En efecto, en dicho estudio se ha estimado un costo de disponibilidad de los residuos del manejo forestal de entre 15 a 20 USD/ton, comprendiendo en ello, los costos de apilado o recolección, del proceso de picado o "*mulching*", y el transporte a la planta de generación.

Sin considerar eventuales egresos por compra de residuos, el costo de disponibilidad de ese tipo de combustible resultaría en un costo variable del combustible de entre los 25 y 35 US\$/MWh, considerando biomasa proveniente de distancias medias de transporte de entre 30 y 60 kilómetros. Con todo, los precios monómicos de equilibrio para proyectos con biomasa

forestal estarían comprendidos entre los 63 y los 80 US\$/MWh para tamaños de planta de 20 y 10 MW respectivamente, sin considerar posibles ingresos por venta de bonos de carbono²⁵.

A continuación se muestran centrales del SING que tienen en operación proyectos con Biomasa:

TABLA 10 CENTRALES EN OPERACIÓN QUE UTILIZAN BIOMASA (SING)

PROP.	CENTRAL	AÑO PUESTA EN SERV.	Nº DE UNIDADES	TIPO DE COMB. PRIMARIO	LOCAL.	REGIÓN	POT. NETA [MW]
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco	1996	1	Biomasa – Petróleo N° 6	Arauco	VIII	31,1
	Licantén	2004	1		Molina	VII	4,0
	Valdivia	2004	1		Valdivia	XIV	61,0
	Nueva Aldea III	2008	1	Biomasa	Ranquil	VIII	37,0
	Celco	1996	1	Biomasa – Petróleo N° 6	Constitución	VII	8,0
Energía Verde	Constitución	1995- 2007	2	Biomasa			10,1
	Laja	1995- 2007	2		Cabrero		11,7
	Escuadrón	2008- 2009	2		Concepción		14,2
Paneles Arauco S.A.	Cholguán	2003	1	Biomasa – Petróleo N° 6	Yungay	VIII	13,0
	Nueva Aldea	2005	1		Ranquil		14,0
Masisa Ecoenergía	Masisa	2010	1	Biomasa	Cabrero		10,5
HBS Energía	HBS	2011	1		Los Ángeles		
KDM	Loma Los Colorados	2010	2	Biogas	Til Til	R.M.	2,0
	Loma Los Colorados II	2011	1				

Fuente: Catastro de Centrales y Proyectos Energéticos

Si bien no existen proyectos operativos en los SSMM, se observa que existen módulos de potencia pequeños, desde 2,2 MW a 10 - 11 MW de potencia, para sistemas con menores requerimientos de potencia.

²⁵ Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile, publicado por Proyecto Energías Renovables y CNE.

5.1.2.6 *Energía Solar*

La fuente de energía más constante con la que cuenta nuestro planeta es la proveniente del sol, que alcanza en promedio 1.360 W/m² en la capa exterior de la atmósfera. La energía recibida en la superficie de la tierra se conoce como irradiancia, energía que depende, principalmente, de la hora del día, la inclinación de los rayos del sol y la cobertura de las nubes.

Como sólo se recibe energía solar durante el día, se requiere la combinación con otras fuentes de energía, o bien la inclusión de sistemas de almacenamiento.

La energía solar puede ser transformada directamente en energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos, aprovechada como calor para generación eléctrica indirectamente, mediante sistemas de concentración solar de potencia.

Los sistemas fotovoltaicos están constituidos por la celda PV, que es un semiconductor capaz de convertir la energía solar en Corriente Continua. Existen otras tecnologías que no están maduras tales como Concentración Fotovoltaica, Celdas Solares Orgánicas.

Las celdas unidas unas a otras pueden alcanzar capacidades de hasta algunas decenas de MW, y junto a los inversores, baterías, componentes eléctricos y sistemas de montaje conforman los sistemas PV, y tienen costos de inversión de alrededor de 4.000 USD/kW.

Por ejemplo, el proyecto Calama Solar en el SING, constituido por 133.056 paneles solares, sobre seguidores inclinados agrupados en 24 paneles por cada seguidor, completando un total de 5.544 seguidores con una capacidad instalada de 9 MW de generación y una inversión de USD 40 millones, lo que da un costo unitario de inversión de 4.444 USD/kW.

En Chile, a través del estudio “Modelación de alta resolución para fines de prospección de energías renovables no convencionales en el norte de Chile”, encargado por la CNE al Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, se pudo evidenciar que la zona norte del país presenta uno de los niveles de radiación más altos del mundo, específicamente el área comprendida entre las regiones de Arica y Parinacota y la de Coquimbo. Por este motivo es que

los proyectos de energía solar están ubicados en la región norte del país, en el SING, utilizando la tecnología de conversión fotovoltaica.²⁶

El rango de costos de inversión es de 4.000 USD/kW a 5.000 USD/kW, factor de planta entre 11% al 30%, eficiencia del 15% al 19% y costos de OyM del 1% del costo de inversión.

5.1.2.7 *Mareomotriz*

El mar posee una serie de características que lo transforman en una alternativa de utilización como fuente de energía, dentro de las cuales se encuentran principalmente: el movimiento de las olas, la oscilación de las mareas, el flujo de corrientes marinas, los flujos de los estuarios y las variaciones de salinidad y temperatura.

En línea con aquellas características, es que se han desarrollado diversos sistemas para su aprovechamiento, entre las cuales se encuentra la que utiliza la energía del movimiento oscilatorio de las olas aprovechando su energía cinética como potencial (undimotriz, en etapa de desarrollo e investigación), la que aprovecha la variación de altura de las mareas (mareomotriz, es una tecnología madura con plantas de más de 40 años de antigüedad).

Garrad Hassan (2009)²⁷, en el marco de un estudio orientado a la selección de potenciales sitios para el emplazamiento de proyectos piloto de energía marina en Chile, evaluó ocho zonas que preliminarmente se consideraron podrían tener un recurso mareomotriz interesante. El análisis concluyó que sólo dos de ellas podrían efectivamente contar con dicho recurso: Canal de Chacao y primera angostura del Estrecho de Magallanes (aproximadamente 140 km de Punta Arenas).

De ellas, desde un punto de vista de desarrollo de proyectos de energía, el Canal de Chacao es el que reviste mayor interés por su capacidad de aportar energía a un sistema interconectado

²⁶ Catastro Energético 2012, Editado por la Revista Energética de Chile.

²⁷ Preliminary Site Selection Chilean Marine Energy Resources, Inter American Development Bank , 15.5.2009.

significativo y en expansión (el SIC), aun cuando el potencial de la zona sería limitado, entre 120 a 480 MW.

Respecto del potencial mareomotriz en la zona de Magallanes, el estudio de Garrad Hassan (2009) no reporta una estimación del potencial de la primera angostura del Estrecho de Magallanes. Sin perjuicio de ello, por la similitud de los parámetros reportados para el Canal de Chacao y el Estrecho de Magallanes, es probable que su potencial sea también similar o, al menos, dentro del mismo orden de magnitud.

Por lo indicado el potencial de energía mareomotriz en la zona de Magallanes excede a la demanda requerida.

5.1.3 Caracterización de las Tecnologías

Este punto tiene por objetivo identificar el catastro de tecnologías posibles a ser estudiadas en la planificación de los SSMM y estimar rangos referenciales de capacidades, precios de mercado, tipo de combustible, consumo específico, y CVNC.

Los costos indicados son estimaciones de precios de mercado a partir de referencias internacionales que pueden servir como rangos de chequeo, por lo que los valores finales deben ser confirmados a partir de estudios específicos de precios de mercado, a los que luego deberán sumarse los recargos específicos de cada SM y las obras de transmisión para conectar la generación con la demanda.

Los CVNC y rendimientos referenciales, son valores considerando que se cumplen los estándares de operación y mantenimiento indicados por el fabricante en los manuales del equipo, y su ejecución está a cargo de personal debidamente capacitado utilizando los repuestos e insumos según los requerimientos técnicos.

Las tecnologías utilizables están constituidas por las ya utilizadas y vigentes en los sistemas medianos con el agregado de aquellas tecnologías candidatas que por la disponibilidad del insumo energético primario y/o los módulos de capacidad existentes en el mercado son factibles de ser analizadas en el proceso de planificación.

Dentro de las ya utilizadas, las posibles tecnologías son las convencionales, constituidas por motores y turbinas de gas (duales), las tecnologías ERNC entre las que se encuentran las minicentrales de pasada (Aysén), y eólicas (Magallanes y Aysén).

Un caso especial lo constituyen las tecnologías térmicas a base de carbón, que no se encuentran desarrolladas en los SSMM y cobran particular importancia en el caso de que deba ser evaluado el agotamiento del gas natural como insumo energético en EDELMAG, y teniendo en cuenta el potencial y proximidad de los yacimientos de carbón a Punta Arenas.

Teniendo en cuenta el potencial de generación de residuos forestales en la región, que las tecnologías a partir de la combustión de residuos forestales son tecnologías maduras, que existe importante experiencia internacional en Chile y en países latinoamericanos (Caso de Uruguay que cuenta con importante desarrollo forestal), y que existen módulos pequeños para este tipo de centrales -partiendo de 2 MW-, se concluye que la tecnología de la biomasa debe ser evaluada en el proceso de planificación. Resulta importante evaluar en este caso el costo del insumo energético, así como su logística hasta llegar a la central como parte del costo combustible, especialmente en las empresas no ligadas a la actividad forestal.

Respecto de la energía mareomotriz, si bien existen algunos estudios que demuestran un potencial en el primer estrecho de Magallanes en la XII región, se trata de módulos de potencia de gran escala que por su escala no aplican en los SSMM.

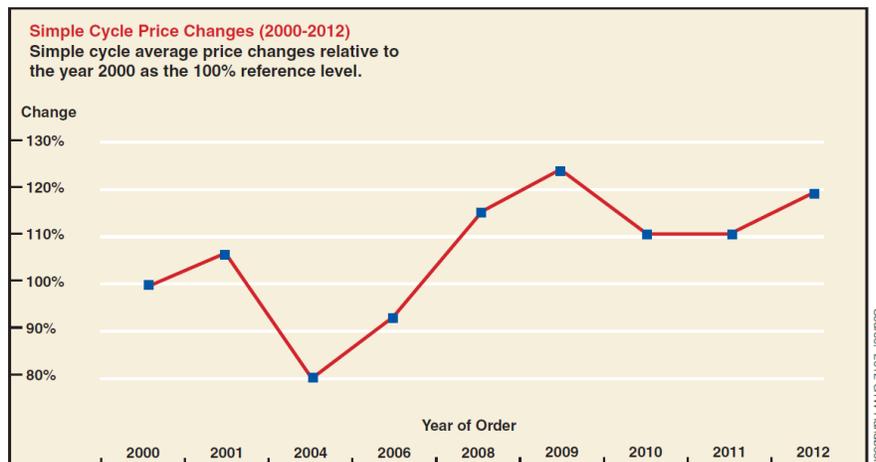
La energía solar en la actualidad presenta altos costos de inversión y los máximos potenciales de aprovechamiento que la justifican económicamente se encuentran en la zona norte del país por lo que en principio no serían factibles para los sistemas medianos.

5.1.3.1 Turbinas de Gas

Los precios de mercado (FOB Factory -costos a la salida de la fábrica del fabricante-) y rendimientos referenciales para las turbinas de gas, fueron tomados del documento “2012 GTW Handbook.”. El documento indica en 2011 una disminución de precios respecto de 2009, debido básicamente al aplanamiento de la demanda interna de electricidad de Estados Unidos.

Según fuentes oficiales, para el año 2012 se estimó una reafirmación del uso de turbinas de gas y un incremento en su nivel de precios en torno del 5 al 7%, comparado con los niveles de 2011, llegando a niveles de precios similares a 2008:

TABLA 11 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN USO



Fuente: 2012 GTW Handbook

En el ANEXO XIV se presentan los costos (FOB Factory) y rendimientos referenciales para los módulos de potencia de turbinas de gas, extraídos del mencionado documento “2012 GTW Handbook”. Los precios presentados corresponden al año 2012 e incluyen la turbina de gas, el generador, control de NOx, y equipamiento auxiliar mecánico y eléctrico. Adicionalmente, en el mencionado anexo también se presenta un gráfico de dispersión de los precios FOB Factory, donde pueden observarse las economías de escala.

La determinación de los CVNC requieren un análisis particular para cada unidad de acuerdo a la metodología indicada en este informe, de manera que para obtener rangos referenciales, se realizó un análisis de los datos utilizados y aprobados en la revisión anterior (con la debida indexación) mediante regresiones en función de la potencia, y se comparó su rango de variación con referencias del *benchmarking* internacional para la modalidad de utilización de la unidad en base (8.000 hs. por año).

Para la indexación de los CVNC se empleó la siguiente fórmula :

$$Precio_{2012} = [1 + (0.20 \times \Delta IPC_{2008-2012}) + (0.80 \times \Delta PPI_{2008-2012})] \times Precio_{2008} \quad (24)$$

Los ponderadores de esta fórmula (0.20 y 0.80) respetan la estructura de composición de costos de los CVNC, la cual fue extraída del cálculo del CTLP para EDELMAG (versión revisada por la CNE) y que es consistente con la experiencia internacional.

Se detalla a continuación dicha estructura de costos:

TABLA 12 COMPOSICIÓN DE LOS CVNC

ÍTEM	[%]	INDEXADOR
Mano de Obra Local	5.3%	IPC Chile
Mano de Obra Extranjera	36.9%	PPI USA
Materiales	28.0%	PPI USA
Servicios 1	14.9%	PPI USA
Servicios 2	14.9%	IPC Chile

Fuente: Cálculo del CTLP EDELMAG (versión revisada por CNE)

En la siguiente tabla se presentan los resultados de las regresiones referenciales de CVNC para turbinas de gas para operación en régimen de base (8.000 hs/año):

TABLA 13 CRITERIOS Y FÓRMULAS REFERENCIALES CVNC: TURBINAS DE GAS (OPERACIÓN BASE)-Dic 2012

TECNOLOGÍA		RANGO DE POTENCIA [kW]		COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE	
Clase	Tipo	Mínimo	Máximo	Criterio (s/RT anterior)	Regresión
Turbina	Heavy Duty	7.740	24.000	Regresión (ajuste 86%)	$CVNC=2E+07x[(POT)^{-1.551}]$
Turbina	Industrial	800	22.800	Regresión (ajuste 88%)	$CVNC=236.07x[(POT)^{-0.384}]$

Fuente: Elaboración propia

Para operación en base se tienen factores de planta entre 70% a 80%.

En el ANEXO XV se muestran los gráficos de las regresiones correspondientes en función de la potencia de la unidad, cuyo rango de variación entre 3 y 15 USD/MWh es razonable y consistente con la experiencia internacional (*benchmarking*).

Es importante mencionar en esta instancia, que las regresiones fueron realizadas (tanto en este caso como para las tecnologías descritas a continuación) con el objetivo de poder apreciar la tendencia de los costos en función de la potencia, incluso en aquellos casos donde la cantidad de datos no fue suficiente para obtener resultados que fueran estadísticamente significativos.

5.1.3.2 Motores

Para el caso de los motores, se ha confeccionado una base de datos de precios FOB Factory por kW (precios de mercado), actualizados a diciembre 2012, tomando como referencia los antecedentes de la revisión anterior, y realizando una homologación de precios con datos de costos reales de centrales efectivamente construidas, así como otros datos referenciales actualizados a 2013 y que fueron utilizados en estudios preliminares de planificación suministrados por las empresas operadoras de los SSMM.

El costo FOB Factory incluye grupos moto-generador para generación eléctrica continua, incluyendo sistema de refrigeración, panel de potencia y sincronismo, escape y silenciador.

Para el armado de la base de datos de costos FOB Factory anteriormente mencionada, se siguió el procedimiento que se detalla a continuación:

1. Se transformaron los costos de inversión utilizados por la CNE en la revisión anterior (costos de equipos ya instalados), teniendo en cuenta los siguientes pasos:
 - a. Conversión a precios de equipos CIF Chile utilizando los recargos aprobados por la CNE
 - b. Transformación de los precios CIF (precios nombrados en a) en precios FOB Factory utilizando los siguientes porcentajes:
 - i. Recargo flete interno en el país de origen : 1.5% del valor FOB Factory
 - ii. Seguro Norma Internacional : 2.0% del valor FOB Factory
 - iii. Flete Norma Internacional : 5.0% del valor FOB Factory
2. Se representó para cada tecnología un gráfico de dispersión con la potencia en abscisas y el precio FOB Factory en ordenadas. Se ajustó la nube de puntos con la regresión de manera de obtener un $R^2 \geq 0.75$ ²⁸, de modo que el ajuste proporcione un resultado razonable.
3. En el caso en el cual no fuera posible obtener una regresión con un R^2 del orden indicado en 2), se aplicó el método de Tuckey, el cual fue ampliamente utilizado por la CNEE de Guatemala para la detección de valores atípicos. El método de Tuckey se basa en definir, para una muestra de precios, un rango de valores válidos basados en un límite inferior y un límite superior, los cuales se establecen a partir de los cuartiles 1 y 3 de la muestra en cuestión (Q1 y Q3, respectivamente) y el rango intercuartílico (RI); el cual se

²⁸ Para costos unitarios de inversión se consideró el costo por unidad de potencia instalada (USD/kW).

define como la medida de variabilidad (cuando la medida de posición central empleada ha sido la mediana) resultante de la diferencia entre los cuartiles mencionados, es decir:

$$RI = Q3 - Q1 \quad (25)$$

Los límites inferior y superior de la muestra se definen como:

$$LimInf = Q1 - (RI \times k) \quad (26)$$

$$LimSup = Q3 + (RI \times k) \quad (27)$$

Donde k es un valor constante e igual a 1.5, equivalente a tres desviaciones intercuartílicas. Los valores que se encuentran dentro de los límites superior e inferior son los válidos a los efectos de calcular un valor promedio de referencia eficiente.

Dada la dispersión de la muestra que se encuentra en la experiencia de Chile, se propone utilizar un valor de $k=1$. Es importante mencionar que, para aquellas tecnologías cuya muestra de precios presente demasiada dispersión, el criterio de la Prueba de Tuckey es equivalente a calcular el promedio aritmético de toda la serie, ya que los valores límite no permiten excluir ningún dato. De esta manera, en aquellos casos donde esto ocurre, como metodología se indicó simplemente promedio.

El resultado del análisis de precios FOB (o de mercado) se presenta en la siguiente tabla, donde se pueden encontrar los rangos de chequeo de precios para cada tipo de tecnología:

TABLA 14 CRITERIOS Y FÓRMULAS REFERENCIALES PRECIOS FOB [USD/kW]: MOTORES-DIC 2012

TECNOLOGÍA		COMB.	RANGO DE POTENCIA [KW]		COSTO DE INVERSIÓN [USD/KW]	
Clase	Tipo		MIN	MAX	Criterio (s/RT anterior)	Regresión/ Promedio
Motor	Rápido	Gas Natural	510	4,029	Regresión (Ajuste 87%)	$CI=1603.3*[(POT)^{-0.164}]$
Motor	Rápido	Diesel	504	2,500	Promedio	295.22
Motor	Lento	Bifuel	590	3,974	Regresión (Ajuste 99%)	$CI=147074*[(POT)^{-0.58}]$
Motor	Lento	Diesel	590	3,974	Regresión (Ajuste 99%)	$CI=121845*[(POT)^{-0.58}]$

Fuente: Elaboración propia

Es importante destacar que para el caso de los motores rápidos diesel, se ha empleado un promedio como procedimiento para establecer un costo de inversión referencial (o precio de mercado), dado que los precios FOB indexados presentan una gran dispersión. Esto último probablemente este reflejando los diferentes orígenes de fabricantes en los precios de compra.

En el ANEXO XVI se muestran los gráficos de las regresiones para las 4 tecnologías mencionadas, donde se ha chequeado la razonabilidad de las mismas a partir de costos FOB correspondientes con:

- Cotizaciones recibidas de empresas (Motores Wäertsillä), las cuales fueron indexadas a Diciembre de 2012 (PPI Eurozona) y luego transformadas a USD (Tipo de Cambio euro/dólar a Diciembre de 2012).
- Cotizaciones recibidas de empresas (Motores Caterpillar), las cuales fueron indexadas a Diciembre de 2012 (PPI Estados Unidos)
- Costos de Inversión Actualizados (Systep 2013), los cuales fueron calculados a partir de los recargos actualizados para Punta Arenas, y
- Costos de Inversión de proyectos reales efectivamente implementados en el último período tarifario (inversiones realizadas por EDELMAG).

Respecto de los CVNC para motores, se ha seguido un criterio similar al mencionado para las turbinas de gas. Es importante destacar que aquí también se consideró como ajuste razonable un valor de $R^2 \geq 0.75$. Para el caso de los motores rápidos a diesel esto último no se verifica, al igual que en el caso de los precios FOB de equipos, por lo cual se empleó el criterio de Tuckey "Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos"

ya explicado. En la siguiente tabla se presentan los criterios empleados y los resultados obtenidos para operación base (8.000 hs por año):

TABLA 15 CRITERIOS Y FÓRMULAS REFERENCIALES CVNC: MOTORES (OPERACIÓN BASE)-DIC 2012

TECNOLOGÍA		COMB.	RANGO DE POTENCIA [KW]		COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE [USD/MWh]	
Clase	Tipo	Gas Natural /Diesel	MIN	MAX	Criterio (s/RT anterior)	Regresión /Tuckey
Motor	Rápido	Gas Natural	510	4,029	Regresión (Ajuste 92%)	CVNC=39.439* [(POT) ^{^(-0.191)]}
Motor	Rápido	Diesel	504	2,500	Prueba de Tuckey	12.98
Motor	Lento	Diesel	590	3,974	Regresión (Ajuste 98%)	CVNC=4456.7* [(POT) ^{^(-0.701)]}

Fuente: Elaboración propia

Para operación en base se tienen factores de planta entre 70% a 80%.

De acuerdo al *benchmarking* internacional y la experiencia del consultor, los CVNC de motores debieran estar en el rango de 6 a 25 USD/MWh, por lo que los valores de las regresiones superiores a este rango se consideran particularmente altos, salvo que exista una justificación específica de los mismos.

En el ANEXO XVI pueden encontrarse las regresiones basadas en las formulas y criterios presentados en la tabla anterior.

Respecto de los rendimientos, se consultaron los manuales de motores rápidos (Manual Caterpillar) y lentos (Manual Wärtsila) para los diferentes módulos de potencia.

Para calcular el rendimiento en litros/hora ($\frac{Lt}{MWh}$) o m3/hora ($\frac{m^3}{MWh}$) cuando los mismos se encontraban en porcentaje, se emplearon las siguientes fórmulas:

$$\text{Rendimiento} \left(\frac{m^3}{MWh} \right) = \frac{860 \times 1000}{\text{Rendimiento}[\%] \times 8400} \quad (28)$$

$$\text{Rendimiento} \left(\frac{Lt}{MWh} \right) = \frac{860 \times 1000}{\text{Rendimiento}[\%] \times 8700} \quad (29)$$

Dónde:

$860 \frac{Kcal}{KWh}$ es el factor de conversión de la maquina ideal.

$8400 \frac{Kcal}{m^3}$ es el poder calorífico del Gas

$8700 \frac{Kcal}{Lt}$ es el poder calorífico del Diesel

En los anexos XVII y XVIII se presentan tablas con los datos de los rendimientos de catálogo, para diferentes módulos de potencia de motores rápidos y lentos (respectivamente), para potencia de 75% y 100%.

Sobre la base de los datos de las tablas indicadas y considerando un rendimiento promedio para las cargas del 75% y 100%, se elaboraron regresiones de rendimiento en función de la potencia del motor. En la siguiente tabla se resume el resultado de dichas regresiones que pueden ser utilizadas para estimar el rendimiento para potencias intermedias que no están en la tabla:

TABLA 16 CRITERIOS Y FÓRMULAS REFERENCIALES RENDIMIENTOS: MOTORES

TECNOLOGÍA		COMB.	RANGO DE POTENCIA [KW]		RENDIMIENTOS	
Clase	Tipo	Gas Natural /Diesel	MIN	MAX	Criterio (s/datos catálogo)	Regresión
Motor	Rápido	Gas Natural	510	4,029	Regresión (Ajuste 97%,m3/MWh)	$CVC=645-14*((POT)^{-0.112})$
Motor	Rápido	Diesel	504	2,500	Regresión (Ajuste 99%,Lt/MWh)	$CVC=430.56*((POT)^{-0.068})$
Motor	Lento	Gas Natural	1,180	3,250	Promedio (m3/MWh)	221.85
Motor	Lento	Diesel	590.00	3,974	Regresión (Ajuste 95% ,Lt/MWh)	$CVC=362.62*((POT)^{-0.059})$

Fuente: Elaboración propia en base a datos de catálogos Caterpillar y Wärsilla

Es importante mencionar en este caso que para los motores lentos a gas natural se ha empleado el promedio dado que se cuenta con únicamente 2 datos de rendimientos.

Para finalizar, en los anexos XIX, XX y XXI se pueden visualizar los gráficos de las regresiones obtenidas.

5.1.3.3 Hidráulicas

En el caso de las centrales hidráulicas, se trata de proyectos muy específicos que requieren una evaluación particular en cada caso, por lo que los rangos de costos de inversión del proyecto completo son muy amplios. Por lo indicado, y en el marco de este estudio, se puede mencionar como referencia la información de costos por unidad de potencia del proyecto completo (con instalación y puesta en marcha) presentada en la revisión anterior, con la debida actualización de precios (indexación).

Los costos referenciales de la revisión anterior, considerando las obras eléctricas, civiles y mecánicas del proyecto, fueron actualizados utilizando la estructura de costos de inversión de centrales hidroeléctricas de EDELAYSÉN, y la siguiente fórmula:

$$Precio_{2012} = [1 + (0.84 \times \Delta IPC_{2008-2012}) + (0.16 \times \Delta PPI_{2008-2012})] \times Precio_{2008} \quad (30)$$

Donde:

$\Delta IPC_{2008-2012}$ representa la tasa de crecimiento del IPC chileno entre el año 2008 y el año 2012

$\Delta PPI_{2008-2012}$ representa la tasa de crecimiento del índice de USA “*Producer Price Index: Electrical Machinery and Equipment*” entre el año 2008 y el año 2012

Los ponderadores (0.84 y 0.16) fueron establecidos en base a la estructura de costos de diferentes centrales hidroeléctricas operadas por EDELAYSÉN.

La estructura de costos y ponderadores surge de la siguiente tabla:

TABLA 17 COMPOSICIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS – DIC. 2012

DESIGNACIÓN	ÍNDICE DE AJUSTE	COSTO CENTRAL (US\$)								
		ÍTEM	IPC/PPI USA	El Traro	[%]	Río Azul	[%]	Puerto Aysén	[%]	Lago Atravesado
Bocatoma	Electrical		18,010	1.0%	38,158	0.9%	297,208	1.3%	276,572	2.6%
Desarenador y Cámara de Carga	Machinery & Equipment			0.0%	13,835	0.3%		0.0%		0.0%
Casa de Máquinas	Electrical		19,924	1.2%	5,957	0.1%	31,458	0.1%	61,631	0.6%
Cámara de Carga	Machinery & Equipment		21,501	1.3%		0.0%	16,805	0.1%		0.0%
Evacuador de Crecidas	IPC			0.0%		0.0%		0.0%	117,417	1.1%
Puente Grúa	Electrical Machinery & Equipment		37,500	2.2%	50,000	1.1%	150,000	0.7%	250,000	2.4%
Costo total OOC			1,205,493	70.2%	3,379,945	77.0%	11,431,554	51.1%	5,989,557	56.9%
Terrenos adquiridos			54,000	3.1%	316,400	7.2%	8,235,750	36.8%	470,000	4.5%
Gastos Legales			5,250	0.3%	3,500	0.1%	5,250	0.0%	8,750	0.1%
Adquisición Derechos de Aprovechamiento	IPC		38,400	2.2%	84,000	1.9%	396,000	1.8%	624,000	5.9%
Obras de Mitigación y Estudio Impacto Ambiental			150,000	8.7%	150,000	3.4%	238,000	1.1%	303,000	2.9%
Turbina	Electrical Machinery & Equipment		166,400	9.7%	345,800	7.9%	1,587,300	7.1%	2,433,600	23.1%

Fuente: Información recibida EDELAYSÉN, Documento: "Cubicación centrales hidro.xls"

TABLA 18 ESTIMACIÓN DE PONDERADORES PARA COSTOS DE INVERSIÓN: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

	EL TRARO	RÍO AZUL	PUERTO AYSÉN	LAGO ATRAVE_SADO	PRO_MEDIO
SUMA TOTAL CVNC [US\$]	1.716.478	4.387.595	22.389.326	10.534.527	[%]
IPC Chile en TOTAL [%]	85%	90%	91%	71%	84%
Electrical Machinery & Equipment en TOTAL [%]	15%	10%	9%	29%	16%

Fuente: Elaboración propia

Los CVNC de las centrales hidroeléctricas aprobadas en la revisión tarifaria anterior, fueron indexados teniendo en cuenta el desglose de motores y turbinas, dada la similitud de su estructura con la de estos últimos.

Como resultado del análisis anterior, surge la siguiente tabla referencial de costos de inversión (incluyendo obras civiles, mecánicas, montaje, puesta en marcha y demás rubros para el proyecto terminado) y CVNC:

TABLA 19 COSTOS REFERENCIALES DE INVERSIÓN (USD/KW) Y CVNC (USD/MWH) A DIC-12, CENTRALES HIDRÁULICAS

SSMM	UNIDAD	TIPO	CENTRAL	ESTADO	INSTALADA (KW)	CVNC DIC. 12 (US\$/MWH)	INVERSIÓN DIC. 12 (US\$/KW (*))	CAUDAL (M3/S)	ALTURA (M)
Aysén	GHL1	Rotor Francis	Lago Atravesado	Existente	5.500,00	2,85	1.353,80	9,85	63,50
Aysén	GHL2	Rotor Francis	Lago Atravesado	Existente	5.500,00	2,85	1.353,80	9,85	63,50
Aysén	GHA1	Rotor Francis	Puerto Aysén	Existente	3.000,00	3,77	3.498,89	3,30	103,00
Aysén	GHA3	Rotor Francis	Puerto Aysén	Existente	900,00	7,94	3.498,89	1,00	103,00
Aysén	GHA2	Rotor Francis	Puerto Aysén	Existente	2.700,00	3,87	3.498,89	3,10	103,00
Aysén	MH3000			CAND-GTD (genérico)	3.000,00	2,95	3.166,08	8,80	40,00
Aysén	MH4000			CAND-GTD (genérico)	4.000,00	2,95	2.853,71	11,70	40,00
Gral. Carrera	CHT1	Rotor Kaplan	El Traro	Existente	320,00	15,17	3.824,75	3,99	10,70
Gral. Carrera	CHT2	Rotor Kaplan	El Traro	Existente	320,00	15,17	3.824,75	3,99	10,70
Gral. Carrera	MH250			CAND-GTD (genérico)	250,00	2,95	3.824,75	0,84	35,00
Gral. Carrera	MH500			CAND-GTD (genérico)	500,00	15,17	3.824,75	0,39	150,00
Palena	CHR1	Rotor Turgo	Río Azul	Existente	350,00	15,17	4.409,40	0,35	146,53
Palena	CHR2	Rotor Turgo	Río Azul	Existente	350,00	15,17	4.409,40	0,35	146,53
Palena	CHR3	Rotor Turgo	Río Azul	Existente	350,00	15,17	4.409,40	0,35	146,53
Palena	CHR4	Rotor Turgo	Río Azul	Existente	350,00	15,17	4.409,40	0,35	146,53
Palena	MH250	-	-	CAND-GTD (genérico)	250,00	2,95	4.409,40	0,84	35,00
Hornopirén	CHC1	Kaplan Tipo S	Cuchildeo	Existente	765,00	10,49	5.747,61	11,00	8,20

Fuente: Elaboración propia

(*) Costo de inversión: incluye equipos, obras civiles, mecánicas, eléctricas y demás rubros del proyecto completo.

La eficiencia de los turbinas hidráulicas está entre 90 a 95% y su factor de planta entre 40 a 70% dependiendo del aporte hídrico que depende la la variabilidad hidrológica de la fuente de aprovechamiento.

5.1.3.4 Eólica-Biomasa-Carbón

Se presenta el siguiente rango referencia de costos de inversión (considerando equipos auxiliares, montaje eléctrico, civil y mecánico), rendimientos y CVNC, basados en el relevamiento internacional realizado y estimado para Chile:

TABLA 20 COSTOS DE INVERSIÓN EÓLICA, BIOMASA Y CARBÓN

TECN.	COSTO INVERSIÓN [USD/KW] (*)	CVNC [USD/MWH]	REND.[%]	CAPAC.	TIPO DE COMB.	Factor de Planta (%)
Eólica	2.000 a 2.500	10 a 25	15% a 30%	600 a 900 kW por Aerogenerador con potencias hasta 20 MW	Energía cinética viento	30% a 40%
Biomasa	2.400 a 2.600	6 a 8	26 al 32%	De 10 a 20 MW	Residuos Forestales	86% a 94%
Carbón	2.800 a 3.000	2 a 6	32 al 34%	De 20 a 40 MW	Carbón	86% a 94%
Solar	4.000 a 5.000	1% Costo Inv.	15% al 19%		Solar	11% al 30%

(*) Costos puestos en P. Arenas.

Las tecnologías de biomasa y carbón pueden tener variaciones en sus costos de inversión, en función de la cantidad de unidades para la potencia de la central, la infraestructura requerida para el manejo del energético (es decir almacenamiento), molienda en función de las características del insumo energético (tipo de carbón o biomasa forestal), manejo de residuos (cenizas de la central), tipo de enfriamiento con agua de mar o río o agua de pozo (debido primordialmente al alto costo de la obra de toma, descarga y escolleras), y al cumplimiento de la normativa ambiental.

5.2 TECNOLOGÍAS DE TRANSMISIÓN

El objetivo es analizar las tecnologías de transmisión vigentes y posibles de utilizar en los SSMM.

5.2.1 Tecnologías

Las tecnologías se corresponden con los transformadores, equipos de línea y alimentadores utilizables para el plan de expansión.

Los SSMM que cuentan con transmisión son los de EDELMAG (Punta Arenas, Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams) y de EDELAYSÉN.

Se relevarán las Unidades Constructivas actualmente en uso, su adaptación al estado de la tecnología y las posibles innovaciones tecnológicas que podrían ser introducidas.

Las tecnologías de líneas que corresponden a líneas de transmisión son:

- Líneas de transmisión en 66 kV (Edelmag-SSMM Punta Arenas): se utiliza para conectar la central de P.Arenas y la central Tres Puentes con 8,5 km de longitud. Básicamente con postes de concreto, conductor de cobre y aisladores poliméricos y la sección adecuada de conductor.
- Línea de transmisión de 33 y 23 kV (Edelaysén-SSMM Aysén): son redes trifásicas aéreas sostenidas en postes de hormigón armado o estructuras simples de fierro dispuestas en un trazado que cruza principalmente zonas rurales con accesos bastante complicados.

TABLA 21 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN USO

LÍNEA	TENSIÓN (KV)	KM
Chacabuco - Puerto Aysen	33	32,4
Coyhaique - Puerto Aysen	33	95,7
Alto Baguales - Villa Ortega	33	45,6
Villa Ortega - Mañiguales	33	53,1
Villa Ortega - Ñireguao	33	32,1
Ñireguao - El Gato	33	41,8
Lago Atravesado – Tehuelche	23	21,6

Fuente: EDELMAG

- Transformadores elevadores: para elevar la tensión de generación a 13.2 o 13.8 kV que es la tensión de distribución o para elevar/rebajar a la tensión de transmisión de 66 kV.
- Equipos de maniobra y otros elementos: como interruptores de poder; seccionadores de barra; desconectores, equipos de medida, protecciones y celdas para 11,5, 13.2, 13.8 o 66 kV.

Se observa que existe tanto en EDELMAG como en Punta Arenas, una gran variedad de tensiones, por lo que en el PRE se debería analizar minimizar los niveles de tensión.

Respecto de las tecnologías en materia de transmisión se ha verificado que las tecnologías utilizadas son razonables para las condiciones medioambientales o están acorde al último estado de la tecnología.

- Líneas eléctricas: con poste de concreto centrifugado y conductores de cobre utilizados en zonas donde la corrosión por contaminación ambiental (atmósfera salina) es alta o severa. En principio el poste de concreto para zonas con alta sollicitación del viento (más de 120 km/h) y presencia de manguitos por nevadas.
- Reconectores (Media Tensión): con equipos con recierre automático en general para instalación exterior, con interrupción eléctrica por medio de vacío o SF6. Se utiliza en casos puntuales en la red aérea de MT, para la apertura y cierre bajo carga de circuitos alimentadores.
- Interruptores tripolares: son utilizados para la interrupción con carga con medio de interrupción en vacío o SF6 adaptados a la potencia de cortocircuito de cada punto de conexión.
- Cables (Media Tensión): es un cable de energía unipolar con un cableado concéntrico compacto de sección circular de cobre electrolítico recocido, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) con pantalla semiconductora sobre el conductor y el aislamiento, pantalla metálica de cintas de cobre sobre la segunda semiconductora, barrera térmica de poliéster, cubierta exterior de PVC. Se utiliza en las cabeceras de los alimentadores para conectar los aparatos de maniobra con las salidas.
- Desconector a cuchilla: utilizados para el corte de circuitos con o sin carga y a los efectos de dar seguridad operativa.

5.2.2 Caracterización de las Tecnologías

Las tecnologías de transmisión utilizadas en la última revisión tarifaria están adaptadas al estado de la tecnología en la materia y no debieran esperarse cambios significativos.

Para obtener precios referenciales se han comparado los costos unitarios actualizados a 2012 de los módulos típicos de transmisión y se han comparado con referencias recientes utilizadas en Chile en la revisión tarifaria de subtransmisión para los mismos niveles de tensión.

Los costos se han actualizado considerando el Producer Price Index Industry Data y el IPC Chile con una ponderación del 50%.

En el cuadro siguiente se muestra la comparación antes señalada:

TABLA 22 COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE TRANSMISIÓN

ELEMENTO	TENSIÓN	CARACTERÍSTICAS	UN	REV SSMM 2012	REF. REV SUBT 2012
Línea	66 kV	Poste Concreto-Aisla Polimerico-Conductor Cobre 3/0 AWG	USD/km	56,3	56,5
Módulo Cabecera línea	13.2 kV	Paño con Interruptor o Reconectador-Intemperie - SF6 c/medicion y protec.	USD/Unidad	86,2	74,6 a 81,1
Interruptor	66 kV	SF6- Tres interruptores Unipolares	USD/Unidad	288,2	242,5 a 242,4
Transformador	66/13.8 kV	Transformador en aceite	USD/MVA	19,4	18,9
Celda	13.2 kV	Interior - SF6	USD/Unidad	107,2	84,5 a 91,8
Línea	23 kV	Poste Concreto/madera-Conductor Cobre 3/0 AWG (simple)	USD/km	28,7	24,4
Línea	33 kV	Poste Concreto/madera-Conductor Cobre 3/0 AWG	USD/km	42,3	35,0

Se observa que en general los costos unitarios actualizados se encuentran en un rango razonable de precios, los valores más grandes para SSMM están justificados por los mayores costos de flete y mano de obra de montaje. Por lo indicado, los valores de la tabla pueden ser tomados como referencia de chequeo para los costos unitarios presentados por las empresas operadoras.

6. CONCLUSIONES

A lo largo del presente informe se presentaron los resultados obtenidos del análisis de la revisión y el análisis de las Bases Técnicas del último proceso tarifario –así como de los estudios presentados por las empresas y la CNE- y se identificaron los costos en que incurren las empresas en instalar y operar instalaciones de generación y transporte en los SSMM.

Sobre la base de dichos análisis, se levantaron contenidos mínimos a considerar en la elaboración de las Bases del próximo Estudio de Valorización y Expansión de los SSMM, de acuerdo a lo presentado de forma resumida en la siguiente tabla:

TABLA 23 ANÁLISIS DE LAS BASES TÉCNICAS Y PROPUESTA DE METODOLOGÍAS

ETAPA DEL ESTUDIO TARIFARIO	DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LAS ÚLTIMAS BASES TÉCNICAS	PROPUESTAS METODOLÓGICAS PARA INCORPORAR EN LAS PRÓXIMAS BASES TÉCNICAS
<p>Proyección de la demanda</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultades –en algunos casos– para encontrar datos económicos regionales representativos y que permitan explicar adecuadamente el crecimiento esperado de la demanda de electricidad en las áreas atendidas por los Sistemas Medianos. • Dificultades para proyectar las variables económicas utilizadas como explicativas en los modelos de proyección. • Discrepancias entre los resultados obtenidos por la CNE y por las empresas. • Dificultades para encontrar una tendencia en la información histórica, debido a la importancia que pocos usuarios de gran tamaño tienen en la demanda total, lo que implica, en algunos casos, series históricas con alta volatilidad y, por lo tanto, difíciles de pronosticar. • Falta de una metodología específica que permita homogeneizar los criterios y de esa forma, reducir la controversia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicar una metodología más específica para la proyección de la demanda, que incluya: <ul style="list-style-type: none"> → Definición/especificación de los modelos econométricos (ARIMA y Ajuste Parcial). → Estimación de proyecciones mediante dos modelos distintos, para dar robustez a los resultados. → Información a utilizar para las proyecciones → Criterios de selección de modelo. • Flexibilidad a las empresas para utilizar un modelo analítico alternativo, si pueden demostrar que los modelos econométricos no presentan resultados adecuados.
<p>Costos Unitarios de Inversión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de información, o inconsistencias en los valores presentados por algunas de las empresas operadoras en el último Estudio tarifario (economías de escala). • Falta de un mecanismo o metodología específica para verificar la consistencia o robustez de los valores presentados por las empresas a la CNE, para que esta emita su recomendación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio Soporte basado en una Base de datos de precios de referencia que permita verificar la robustez de los resultados. <ul style="list-style-type: none"> → Definición de la cantidad de mínima de muestras. → Definición de criterios de consistencia. → Fuentes de información a utilizar
<p>Costos Unitarios de Personal</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de un mecanismo o metodología específica para verificar la consistencia o robustez de la información presentada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio Soporte de Remuneraciones, basado en Encuestas de Mercado y criterios específicos.
<p>Costos de Explotación No Combustibles</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de criterios o metodologías específicas que permita homogeneizar los análisis, mejorando la precisión de la información utilizada, y reduciendo la controversia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Metodología de Empresa Modelo para determinar los Costos Fijos. • Metodología específica para determinar los Costos Variables No Combustibles.
<p>Costos de Explotación Combustibles</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos rápidos y flexibles que permitan ajustar los precios de nudo de manera de disminuir distorsiones que impliquen diferencias sensibles entre los valores reconocidos y los costos reales de las empresas operadoras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Analizar la incorporación de un ajuste en las ponderaciones de la fórmula de indexación de tarifas, a los efectos de tener en cuenta modificaciones en la estructura de costos debido a diferencias entre la disponibilidad real de combustible y el escenario considerado en las tarifas vigentes, siempre que el mismo se deba a factores no gestionables por la empresa.

ETAPA DEL ESTUDIO TARIFARIO	DIFICULTADES ENCONTRADAS EN LAS ÚLTIMAS BASES TÉCNICAS	PROPUESTAS METODOLÓGICAS PARA INCORPORAR EN LAS PRÓXIMAS BASES TÉCNICAS
<p>Planificación de la expansión y cálculo del Costo Incremental de Desarrollo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de homologar, en las primeras etapas del Estudio tarifario, los parámetros técnicos y de costos que impactan sobre los resultados (características de las unidades – rendimiento, eficiencias, consumos internos, etc.-, modelos de simulación, precios de combustibles, series hidrológicas, entre otros). • Diferencias notorias, en algunos casos, entre el despacho real del año base y las simulaciones, las cuales podrían implicar señales tarifarias que no son las adecuadas. • Mecanismos para asegurar que el Costo de Desarrollo calculado es adecuado (costo-eficiente). • Necesidad de definir el parque inicial existente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Homologar el escenario a evaluar en las simulaciones. • Asegurar la consistencia entre el despacho real del año base y las simulaciones. • Realizar análisis de sensibilidad para verificar que el resultado obtenido es un costo mínimo. • Considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes, incluyendo en la modelización parámetros que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo a las prácticas y estándares internacionales. <ul style="list-style-type: none"> → “Estudio específico de caracterización de las unidades existentes. → Antecedentes de las empresas que respalden el estado actual de los generadores. → Auditorías técnicas de instalaciones existentes.

Finalmente, en el final del informe, se presenta un catastro completo de tecnologías disponibles de generación y transmisión, que sean factible de ser utilizadas en los estudios de planificación de los SSMM, incluyendo sus capacidades, valores referenciales de costos unitarios, consumos específicos y CVNC.