



ESCUELA DE NEGOCIOS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA COMERCIAL

**UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA**

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
Escuela de Negocios Departamento de Ingeniería Comercial
MBA, Magíster en Gestión Empresarial

**REEVALUACIÓN TÉCNICA – COMERCIAL PARA
IMPLEMENTAR UNA CENTRAL DIESEL / HFO EN UNA
FAENA MINERA**

Tesina de Grado presentada por

Sergio Eduardo Barra Guzmán

Como requisito para optar al grado de

MBA, Magíster en Gestión Empresarial

Guía de Tesina Mg. Cristian Raggio Donoso

Noviembre de 2018



**TÍTULO DE TESINA: “REEVALUACIÓN TÉCNICA-COMERCIAL PARA
IMPLEMENTAR UNA CENTRAL DIESEL/HFO EN
UNA FAENA MINERA”**

AUTOR: **Sergio Eduardo Barra Guzmán**

TRABAJO DE TESINA, presentando en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de MBA, Magíster en Gestión Empresarial de la Universidad Técnica Federico Santa María.

OBSERVACIONES: _____

COMISIÓN DE TESINA: Mg. Cristian Raggio D.
Dr. Pablo Isla M.
PhD. Luis Cerna M.

Santiago, noviembre 2018



Todo el contenido, análisis, conclusiones y opiniones vertidas en este estudio son de mi exclusiva responsabilidad.

Nombre: Sergio Eduardo Barra Guzmán

Fecha: viernes 09 de noviembre 2018

RESUMEN EJECUTIVO

Debido a la variabilidad del precio del cobre, el que en el último tiempo ha tendido a la baja, se hace relevante en la minería del cobre reducir los costos operacionales a través de optimización de procesos e implementación de nuevos modelos de negocio.

En este sentido, para una Compañía Minera de Cobre, ubicada en la región de Tarapacá, que posee dentro de sus activos una central de generación eléctrica de 44[MW], la que opera sólo como respaldo ante problemas en el suministro eléctrico, estrategia que se llamará **Opción A**, se hace necesario explorar alternativas de negocio que permita reducir los costos que implica mantener y conservar estas instalaciones, las que además no tiene relación directa con el proceso productivo.

Para tal objetivo, se explora la alternativa de rentabilizar la central eléctrica mediante la venta de energía y potencia, a través del Coordinador Eléctrico Nacional (Ex CDEC), la que se llamará **Opción B**, considerando dos variantes de implementación, estas son;

- **Opción B1:** Implementación del modelo con personal de la Minera.
- **Opción B2:** Implementación del modelo entregando la instalación a un tercero, donde la Minera recibe a cambio un porcentaje de las utilidades.

Tras Analizar las opciones antes señalada, se determina que implementar la **Opción B**, independiente de sus variantes, permite compensar la totalidad de los costos que implica mantener en condiciones de operación la central, dejando además un margen a favor de la minera.

Finalmente, como recomendación de la mejor opción a implementar, considerando para esto los resultados económicos y análisis FODA, se recomienda implementar la **Opción B2**, que entrega la instalación a un tercero, donde la minera recibe un porcentaje de las utilidades, ya que es la alternativa que le entrega las mayores utilidades, 375.000 USD por año, con un VAN, evaluado a 5 años y tasa descuento 8% anual, de 1,5 MUSD y con menores riesgos al negocio que si fuese implementado con personal de la minera.

El resultado del VAN de la Opción recomendada y el respectivo beneficio incremental se muestra a continuación:

Modelo Negocio	VAN [MUSD]	VAN INCREMENTAL [MUSD] VANB – VANA
Opción B2 – Tercero	1,5	7,82

Tabla A: VAN y VAN incremental de la Opción B2 - Operada por terceros. Elaboración Propia

ABSTRACT

Due to the copper price variability, which in the last time has tended to decrease, it becomes relevant in copper mining to reduce operational costs through process optimization and implementation of new business models.

In this sense, for a Copper Mining Company, located in the Tarapacá region, which has a power generation plant of 44 [MW] within its assets, which operates only as a backup to problems in the electricity supply, a strategy that it will be called Option A, it is necessary to explore business alternatives that reduce the costs involved in maintaining and conserving these facilities, which also have no direct relationship with the production process.

For this purpose, we explore the alternative of making the power plant profitable through the sale of energy and power, through the National Electric Coordinator (Ex CDEC), which will be called Option B, considering two implementation variants, these are;

- **Option B1: Implementation of the model with Minera personnel.**
- **Option B2: Implementation of the model by delivering the installation to a third party, where the Minera receives a percentage of the profits in exchange.**

After analyzing the options indicated above, it is determined that implementing Option B, independent of its variants, allows us to compensate all the costs involved in maintaining the plant in operating conditions, while also leaving a margin in favor of the mining company.

Finally, as a recommendation of the best option to implement, considering for this the economic results and SWOT analysis, it is recommended to implement Option B2, which delivers the installation to a third party, where the mining company receives a percentage of the profits, since it is the alternative that gives the highest profits, 375,000 USD per year, with a NPV, evaluated at 5 years and 8% annual discount rate, of 1.5 MUSD and with lower risks to the business than if it were implemented with personnel from the mining company.

The result of the NPV of the Recommended Option and the respective incremental benefit is shown below:

Business Model	NPV [MUSD]	NPV INCREMENTAL [MUSD] NPV B – NPV A
Option B2 - Third	1,5	7,82

Table A: NPV and incremental NPV of Option B2 - Operated by third parties. Own Elaboration

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	OBJETIVO	3
2.1.	Objetivo General.....	3
2.2.	Objetivos Específicos	3
3.	ALCANCE	3
4.	ESTADO DEL ARTE	3
5.	BREVE DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO ASOCIADO A LA VOLATILIDAD PRECIOS EN EL MERCADO DEL COBRE.....	4
6.	BREVE DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	6
6.1.	Actores	6
6.2.	Ingresos Sector Generación	8
7.	ORIGEN DE LA CENTRAL GENERADORA ELÉCTRICA Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	8
7.1.	Contexto Histórico	8
7.2.	Características de la Central Eléctrica	10
8.	ANÁLISIS DE LOS MOTIVOS POR EL CUAL LA CENTRAL NO ESTÁ OPERANDO.....	11
8.1.	Medidas Sistémicas que Atenuaron la Crisis del Gas.....	12
8.2.	Medidas Adoptadas por la Compañía Minera.....	12
9.	OPCIÓN A: OPERACIÓN COMO RESPALDO.....	13
9.1.	Modelo de Negocio Opción A	13
9.2.	Costos Asociados a la Operación y Mantenimiento de Central Eléctrica	14
9.2.1.	Costos Asociados a la Operación.....	15
10.	INGRESOS PROBABLES DE LA CENTRAL POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA ...	17
10.1.	Ingresos Fijos Probables para la Central Generadora Eléctrica.....	17
10.2.	Ingreso por Potencia de Suficiencia	18
11.	OPCIÓN B1: VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA, CON PERSONAL DE LA MINERA.....	20
11.1.	Costos de Operación	21
11.2.	Costo de Dotación.....	21
11.3.	Costos Financiamiento Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).....	22
12.	OPCIÓN B2: VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA, CON PERSONAL DE TERCEROS.	23
12.1.	Costos de Operación	23
12.2.	Costo de Dotación.....	24
12.3.	Costos Financiamiento Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).....	25
12.4.	Costo Servicio Representación a través del Centro de Control Propio.....	25
12.5.	Costos de Materiales e Insumos.....	25



12.6.	Distribución de Beneficios entre Compañía Minera y Tercero	26
13.	SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICA Y COMERCIAL ENTRE LAS OPCIONES B1 Y B2.....	28
13.1.	Comparación de costos y beneficios entre las Opciones A, B1 y B2.	28
13.2.	Selección de Estrategia a Implementar para la venta de Energía y Potencia	29
13.2.1.	Opción B1: Venta de Energía y Potencia, central operada con personal propio.....	29
13.2.2.	Opción B2: Venta de Energía y Potencia, central operada por terceros	30
14.	CONCLUSIÓN.....	31
14.1.	Testeo de las Hipótesis Iniciales	31
14.2.	Análisis del Resultado del Trabajo.....	31
14.3.	Sugerencia de Trabajo Futuro.....	32
15.	BIBLIOGRAFÍA	33
16.	ANEXOS.....	34
16.1.	Descripción del Mercado Eléctrico Chileno	34
16.2.	Ingresos Sector Generación	37
16.2.1.	Potencia de Suficiencia.....	37
16.2.2.	Ingreso por Energía.....	38
16.3.	Ingreso por Servicio Complementarios (SS.CC).....	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características Equipos.....	10
Tabla 2: Características Estanques Combustible.	11
Tabla 3: Consumo combustible HFO.....	11
Tabla 4: Consumo combustible diesel.	11
Tabla 5: Eventos asociados a déficit de generación en el SING.	13
Tabla 6: Costos total asociado a remuneraciones de dotación de la central eléctrica.....	15
Tabla 7: Costos total asociado a combustibles de la central eléctrica.	16
Tabla 8: Resumen de costos Operacionales.....	16
Tabla 9: Costos de Mantenimiento	16
Tabla 10: Costos Total Operación y Mantenimiento	16
Tabla 11: Resumen Conceptos Mercado Eléctrico	18
Tabla 12: Criterios cálculo Potencia Suficiencia de Ingreso	19
Tabla 13: Ingresos estimados, en pesos, según Potencia de Suficiencia estimada.....	19
Tabla 14: Tipo de cambio considerado	20
Tabla 15: Ingresos estimados, en dólares, según Potencia de Suficiencia calculada.....	20
Tabla 16: Costos total asociado a remuneraciones de dotación de la central eléctrica.....	21
Tabla 17: Costo financiamiento del CEN.....	22
Tabla 18: Costos total asociado a la Operación de la central.....	22
Tabla 19: Costos total asociado a la Operación y Mantenimiento de la central.....	22
Tabla 20: Utilidad anual del Modelo de Negocio	22
Tabla 21: VAN y VAN Incremental, Opción B1.....	23
Tabla 22: Costos total asociado a remuneraciones de la dotación de la central eléctrica.....	24
Tabla 23: Costo financiamiento CEN	25
Tabla 24: Costo Servicio Centro de Control.....	25
Tabla 25: Costo Materiales e Insumos	25
Tabla 26: Costos total asociado a la Operación de la central.....	26
Tabla 27: Costos total asociado a la Operación y Mantenimiento de la central.....	26
Tabla 28: Utilidad del modelo de Negocio.....	26
Tabla 29: Distribución de utilidades entre Minera y Tercero	26
Tabla 30: VAN y VAN Incremental, Opción B2.....	27
Tabla 31: Resumen de Utilidades de Cada Modelo de Negocio.....	28
Tabla 32: Resumen del VAN para Cada Modelo de Negocio.....	28

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolución precio del cobre. Precios Reales, base 2018.	5
Gráfico 2: Costo Operacional Gran Minería del Cobre.	5
Gráfico 3: Rango donde el VAN de Opción B2 es igual o superior al VAN de Opción B1.	27



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Estructura del Sistema Eléctrico.....	6
Ilustración 2: Sistemas Eléctricos en Chile.	7
Ilustración 3: Ubicación Central Eléctrica.....	8
Ilustración 4: Antecedentes Históricos.....	9
Ilustración 5: Disposición Unidades.	10
Ilustración 6: Organigrama Central Eléctrica	14
Ilustración 7: Organigrama Central Eléctrica	15
Ilustración 8: Potencia de Suficiencia y Demanda en Punta.....	18
Ilustración 9: Organigrama Operación Central con Personal Propio.	21
Ilustración 10: Organigrama Operación Central ejecutada por Tercero.	24
Ilustración 11: Análisis de Riesgo Opción B1.....	29
Ilustración 12: Análisis de Riesgo Opción B2.....	30

1. INTRODUCCIÓN

La minería ha constituido históricamente la principal actividad productiva de Chile. Como reflejo de lo anterior, en los últimos 24 meses, la minería ha representado el 52% de las ventas realizadas por Chile al extranjero (Banco Central de Chile, s.f.).

En el contexto actual de la minería, y en específico de la minería del cobre, por una parte, se está en presencia de una baja y volatilidad del precio del mineral después de un ciclo de precios altos, y, por otro lado, altos costos de producción heredados del ciclo de precios altos del mineral. Estos últimos, poseen una inercia hacia la reducción mucha más lenta que la velocidad de la baja del precio del cobre.

Por lo anterior, se hace relevante para la industria minera revisar sus procesos y estructura de costos, con la finalidad de reducirlos, para mantener la competitividad en la industria.

En este sentido, para una Compañía Minera de Cobre situada a 4.400 metros sobre el nivel medio del mar, ubicada en la región de Tarapacá, comuna de Pica, y que posee actualmente en condición de operación, dentro de sus activos relevantes, una planta de generación eléctrica Diésel / HFO de 44[MW], se hace necesario analizar diferentes alternativas de optimización para implementar aquella que permita reducir los costos de Operación y Mantenimiento de esta unidad productiva.

La necesidad antes descrita, **y que origina la realización de esta tesina**, se debe a que la compañía minera debe invertir anualmente una importante suma de dinero destinada a mantener las condiciones de operatividad de la central, que incluye dotación, combustibles, repuestos, entre otros, **lo que impacta negativamente** en el Opex y Productividad de la Gerencia de Operaciones, y por ende, incrementando los costos de operación de la minera.

Es importante señalar que esta central entra en servicio sólo como respaldo ante situación de falla o restricciones en el suministro eléctrico proveniente del SING, condición que se denominará **“Opción A”**, y se caracteriza porque su operación es efectuada íntegramente con personal de la minera. Su operación se limita a un par de horas al año.

Considerando los antecedentes mencionados anteriormente, la presente tesina aborda la optimización del modelo de Operación y Mantenimiento de la planta de Generación Eléctrica, **Opción A**, que administra la Gerencia de Operaciones de esta Minera de Cobre.

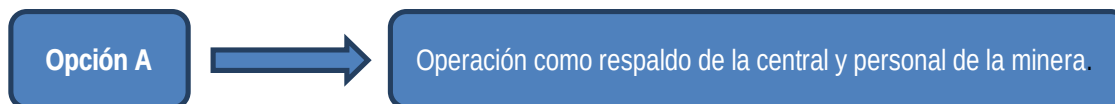
La Gerencia de Operaciones desarrolla su actividad en forma transversal, abarcando todos los procesos (mina, planta concentradora, puerto y edificios corporativos) donde entrega distintos tipos de servicios como: Mantenimiento de puentes grúas, mantenimiento de ascensores, climatización, maestranza, Mantenimiento Eléctrico, entre otros.

Para lograr el objetivo de optimización, en la presenta tesina se efectuará una evaluación técnico – comercial de la **Opción A** y posteriormente se evaluarán las alternativas de venta de Energía y Potencia, mediante el Coordinador Eléctrico Nacional, a la que llamaremos **“Opción B”**, con las variantes siguientes:

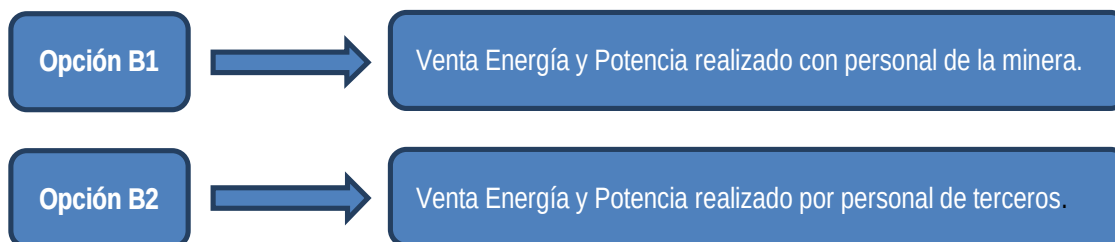
- **Opción B1:** Implementación del modelo con personal de la Minera.
- **Opción B2:** Implementación del modelo entregando la instalación a un tercero, donde la Minera recibe a cambio un porcentaje de las utilidades.

Con estas evaluaciones se determinará la mejor alternativa a implementar.

Con la finalidad de establecer en forma clara las Opciones bajo análisis, a continuación, se muestra un resumen de ellas:



Opción B: Venta de Energía y Potencia a través del Coordinador Eléctrico Nacional, considerando las siguientes variantes:



Cabe señalar que previo al desarrollo y análisis de las Opciones ya descritas, se efectuará una breve descripción del impacto asociado a la volatilidad de precios en el mercado del Cobre y breve descripción del Mercado Eléctrico Chileno, de modo de contextualizar los motivos de la optimización.

Con la introducción ya finalizada, en el capítulo que sigue se presentan los objetivos generales y específicos que serán desarrollados en esta tesina.

2. OBJETIVO

2.1. Objetivo General

Determinar un nuevo modelo de negocio a implementar en la central eléctrica diésel/HFO, de propiedad de una compañía minera de Cobre, que permita optimizar los recursos que actualmente se asignan para Operar y Mantener esta instalación, la que actualmente no está operando, por estar considerada en régimen de respaldo.

2.2. Objetivos Específicos

- Analizar los motivos por el cual la central no está operando.
- Analizar **Opción A** – Operación de Respaldo.
- Ver diferentes opciones de nueva operación de la central, considerando las siguientes hipótesis:
 - o **Opción B1:** Venta de energía y potencia realizada con personal de la minera.
 - o **Opción B2:** Venta de energía y potencia realizada por personal de terceros.
- Seleccionar la mejor alternativa Técnica y Comercial bajo el modelo venta de energía y potencia, considerando la **Opción B1** u **Opción B2**.

3. ALCANCE

El rango de alcance del presente estudio es la Optimización del modelo de negocio vigente de la central generadora Eléctrica, analizando para tal objetivo los costos que conlleva la Operación y Mantenimiento del esquema de operación vigente de la central como también los costos de las alternativas propuestas.

4. ESTADO DEL ARTE

Al efectuar una revisión del estado del arte, se puede evidenciar que se han efectuado diversos trabajos orientados a la optimización de procesos de apoyo en la industria minera, como también análisis de mercado eléctrico para invertir en nuevas plantas eléctricas de diversas fuentes motrices. Dentro de esta revisión se destacan los siguientes trabajos:

- ***Inversión en Planta de Generación de Energía Eléctrica en Base a Grupos Electrógenos Diésel.*** Autor: Rodrigo Montano Salas, año 2014. Trabajo para optar al grado de Magister en Administración – Universidad de Chile.

- ***Optimización de Servicio Mantenimiento, Reparación y Arriendo de Generadores.*** Autor: Eugenio Silva Céspedes, año 2016. Trabajo para optar al grado de Magister en Gestión Empresarial – Universidad Técnica Federico Santa María.
- ***Evaluación Técnico Económica de una Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Pequeña en el Rio Picoiquen en Angol.*** Autor: Nicolás León Balmaceda, año 2008. Trabajo para optar a Ingeniero Civil Industrial – Universidad de Chile.

El aporte al estado del arte del presente trabajo es explorar la posibilidad de implementar la optimización de un proceso dentro de la minería, con la adopción de un nuevo modelo de negocio que no tiene relación con la minería, como es el negocio del mercado eléctrico.

Finalizada la revisión del estado del arte, en el capítulo siguiente se efectuará una breve revisión de los ciclos de precio del cobre, su impacto en el negocio Minero y la distribución de los costos dentro de la minería.

5. BREVE DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO ASOCIADO A LA VOLATILIDAD PRECIOS EN EL MERCADO DEL COBRE.

La volatilidad del precio del cobre ha tenido históricamente una relación directa con los ciclos económicos que han afectado a la economía mundial, tanto para los momentos de crisis como de optimismo. El último gran ciclo de precios altos del cobre se registró entre los años 2003 y 2011, donde el precio se eleva desde los 118,1 [USD ¢/lb] hasta 402,61 [USD ¢/lb] respectivamente. Cabe señalar que, durante este periodo, entre los años 2007 y 2009, también se registra una caída del precio de 105,61 [USD ¢/lb]. Esta alza del precio tuvo relación con el crecimiento de China, el cual representa el 49% de la demanda de cobre a nivel mundial (Cantallopets, 2017).

Posterior al año 2011, se inicia una caída del precio del cobre que se mantuvo hasta el año 2016 y que implicó una caída del precio desde 402,61 [USD ¢/lb] hasta 240,51 [USD ¢/lb]. Este ciclo a la baja trajo como consecuencia el cierre de procesos de obtención de cobre asociados a Electro obtención, hasta el cierre total de faenas.

Finalmente, desde el año 2016 a la fecha se ha registrado una leve alza del precio del cobre, el que se ha mantenido en torno a los 300 [USD ¢/lb]

Por lo anterior, es muy relevante para las compañías mineras optimizar sus procesos y reducir los costos, de modo de no perder competitividad, para mantener viable sus operaciones ante las caídas del precio del cobre.

Para finalizar esta breve descripción, a continuación, se muestra la evolución del precio del cobre y la distribución del costo operacional de la gran minería de cobre, en gráficos 1 y 2 respectivamente:

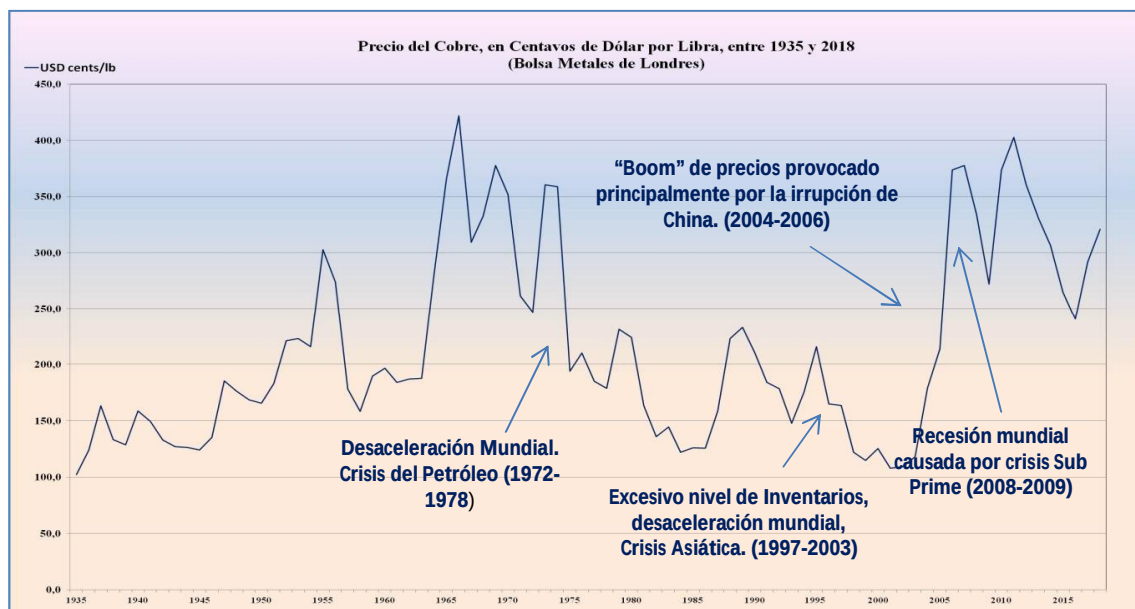


Gráfico 1: Evolución precio del cobre. Precios Reales, base 2018.
Elaboración Propia, fuente Cochilco.

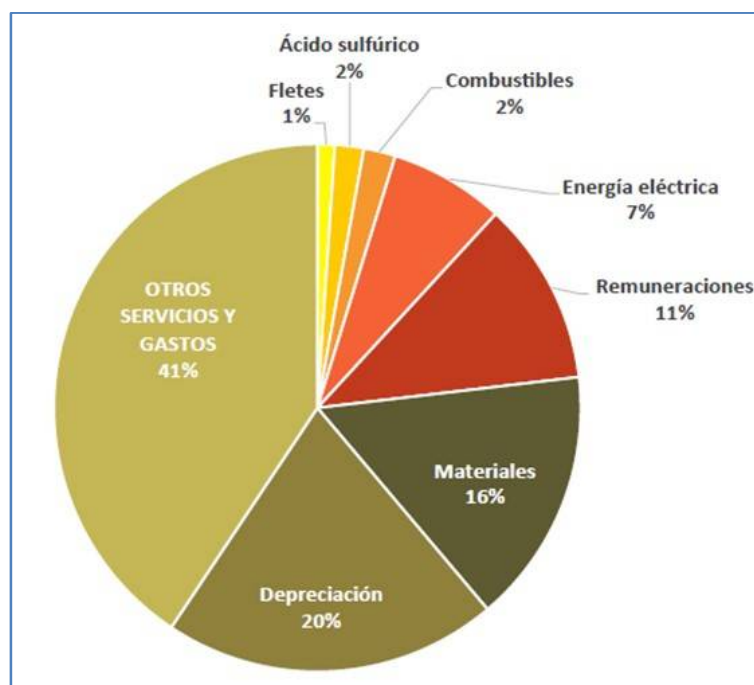


Gráfico 2: Costo Operacional Gran Minería del Cobre.
Elaboración Jorge Cantallopis – Una mirada desde los costos, fuente Cochilco.

En el capítulo siguiente se efectuará una breve descripción del mercado eléctrico chileno, con sus actores e ingresos asociados al segmento generación.

6. BREVE DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

6.1. Actores

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado. La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico:

Sector Generación: sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.

Sector Transmisión: sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.

Sector Distribución: sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

Los sectores se ejemplifican en la figura N° 1 siguiente:

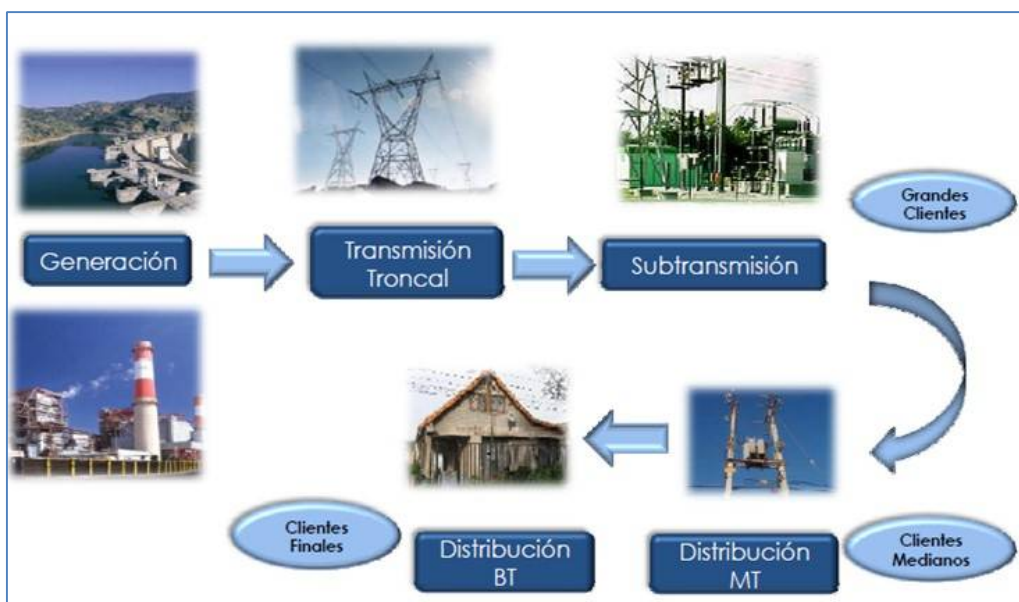


Ilustración 1: Estructura del Sistema Eléctrico.
Elaboración Hugh Rudnick – Mercado Eléctrico Chileno, fuente Systep

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración de las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017. Este sistema es coordinado por el **Coordinador Eléctrico Nacional**, ex Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Sistema de Aysén (SEA): sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diésel, 37% hidráulica y 6% eólica.

Sistema de Magallanes (SEM): sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% gas natural, 15% diésel, y 3% eólica.

La distribución geográfica de los sistemas antes mencionados y sus características más relevantes se muestran en la figura N° 1 siguiente:

		Capacidad Bruta	Generación Eléctrica	Demanda Máxima	Población
SING Sistema Interconectado del Norte Grande Taltal	Arica y Parinacota	3.961 GWh	14.830 GWh	2.016 MW	5,7%
	Tarapacá	21,3%	23,2%		
	Antofagasta				
SIC Sistema Interconectado Central Chiloé	Atacama				
	Coquimbo				
	Valparaíso				
	Región Metropolitana	14.445 MW	48.868 GWh	6.185 MW	92,6%
	Lib. Gral. Bdo. O'higgins	77,8%	76,3%		
	Bío-Bío				
	Araucanía				
Sistema de Aysén	Aysén	47 MW 0,3%	98 GWh 0,2%	20,4 MW	0,6%
Sistema de Magallanes	Magallanes	118 MW 0,6%	260 GWh 0,4%	50,2 MW	1,1%

Ilustración 2: Sistemas Eléctricos en Chile.
 Elaboración Hugh Rudnick – Mercado Eléctrico Chileno, fuente Coordinador Eléctrico Nacional

6.2. Ingresos Sector Generación

Las empresas generadoras que conforman el segmento de Generación reciben remuneraciones, por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, por los siguientes conceptos:

- Ingreso por Potencia Suficiencia
- Ingreso por Energía
- Ingreso por Servicios Complementarios

Considerando los conceptos por los cuales los generadores perciben Ingresos, el modelo de negocio a evaluar para la central Generadora Eléctrica apunta a obtener ingresos por concepto de Potencia Suficiencia y Energía.

Para finalizar, se indica que mayores antecedentes del Mercado Eléctrico Chile pueden ser revisados en los anexos de este trabajo.

En el capítulo siguiente, se efectúa una descripción del contexto energético chileno que originó la construcción de la central generadora eléctrica y las principales características técnicas de esta central.

7. ORIGEN DE LA CENTRAL GENERADORA ELÉCTRICA Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

7.1. Contexto Histórico

La central eléctrica está emplazada al interior del distrito minero entregado a concesión a la minera propietaria de la instalación, a una altura geográfica de 4.400 metros sobre el nivel medio del mar, en la zona altiplánica de la Región de Tarapacá, comuna de Pica.



Ilustración 3: Ubicación Central Eléctrica.
Elaboración CDEC-SING, fuente Coordinador Eléctrico Nacional

Esta central tiene su origen con la crisis de gas natural (entre los años 2004 al 2009), por la falta de gas que debía suministrar Argentina por intermedio de los gasoductos a las distintas centrales de generación eléctrica de Chile que utilizaban este combustible para la operación de las unidades generadoras del SING. Debido a que esta crisis se acentuó durante el año 2007, diversas compañías mineras comenzaron a tomar medidas tendientes a asegurar el suministro eléctrico para sus operaciones, a través de contratación de generación propia, debido a que esta crisis estaba dejando en riesgo parte del suministro eléctrico en el SING.

En este contexto, y considerando los planes de expansión de la compañía minera propietaria de la central eléctrica, se decidió en el año 2007 implementar una serie de planes de contingencia destinados a asegurar el suministro eléctrico para la demanda eléctrica vigente y la de sus proyectos futuros, siendo unos de los planes el siguiente:

- Comprar planta de generación eléctrica de 44 [MW] para:
 - (i) Asegurar suministro eléctrico para crecimientos proyectados de demanda entre los años 2009 – 2012 (crecimiento de la demanda desde los 170 [MW] hasta 255 [MW])
 - (ii) Proveer respaldo de hasta 20% de la demanda en caso de fallas desde el SING.

A fines del año 2007 se decidió comprar la Planta de generación a Caterpillar (Alemania) para que estuviera operativa a partir del año 2009. La Central se entregó a la operación en durante el segundo semestre del año 2011 y el costo total del proyecto alcanzó los 150 MUSD.



Ilustración 4: Antecedentes Históricos.
Elaboración Propia, fuente Antecedentes Gerencia Operaciones

7.2. Características de la Central Eléctrica

La central eléctrica está conformada por 6 conjuntos motor – generador, siendo los motores del fabricante MAK (Alemania, filial de Caterpillar) y generadores marca Leroy Somer (Francia). Las características eléctricas de los generadores y modelo del motor (unidad motriz) se indican en tabla siguiente:

UNIDAD	CARACTERÍSTICAS	MÍNIMO TÉCNICO	MOTOR
UG1	6,7 [MW] – 11 [KV] – 439 [A]	5,36 [MW]	12CM43
UG2	6,7 [MW] – 11 [KV] – 439 [A]	5,36 [MW]	12CM43
UG3	6,7 [MW] – 11 [KV] – 439 [A]	5,36 [MW]	12CM43
UG4	6,7 [MW] – 11 [KV] – 439 [A]	5,36 [MW]	12CM43
UG5	8,9 [MW] – 11 [KV] – 587 [A]	7,12 [MW]	16CM43
UG6	8,9 [MW] – 11 [KV] – 587 [A]	7,12 [MW]	16CM43
TOTAL POTENCIA	44,6 [MW]	35,68 [MW]	

Tabla 1: Características Equipos. Elaboración propia

La disposición de las unidades se muestra en fotografía siguiente:



Ilustración 5: Disposición Unidades. Elaboración Propia

Las unidades generadoras inician su operación con petróleo diésel. Una vez que realizan su proceso de partida con combustible diésel, se efectúa el cambio a combustible HFO, el cual es el combustible de régimen de operación continuo. El proceso de detención de las unidades también se realiza con combustible diésel.

Debido a que el combustible HFO debe poseer una temperatura por sobre los 70 °C para no causar daños en los componentes de los motores durante su inyección, se utiliza una caldera para mantener este combustible a una temperatura adecuada, junto a otros sistemas. La caldera opera con combustible diésel. Cuando las unidades están en servicio, la caldera no opera debido a que los mismos gases de escape se utilizan en

intercambiadores de calor para mantener los fluidos y sistemas en condición de operación.

Para asegurar el abastecimiento de combustible, la central dispone de cuatro estanques de combustible, con las siguientes capacidades y tipo de almacenamiento:

ESTANQUE	COMBUSTIBLE	CAPACIDAD [M3]
HT 001	HFO	2.000
HT 002	HFO	2.000
HT 003	HFO	80
DT 001	DIÉSEL	800

Tabla 2: Características Estanques Combustible. Elaboración propia

El consumo de combustible HFO por cada una de las unidades, durante una hora de operación a plena carga, es el siguiente:

UNIDADES	CONSUMO COMBUSTIBLE UNIDAD/HORA
UG1-UG2-UG3-UG4	1.400 [l/h]
UG5-UG6	1.800 [l/h]

Tabla 3: Consumo combustible HFO. Elaboración propia

El consumo estimado de combustible diésel utilizado por cada unidad durante cada secuencia de partida / detención de las unidades es el siguiente:

UNIDADES	CONSUMO COMBUSTIBLE UNIDAD/HORA
UG1-UG2-UG3-UG4	1.680 [l/h]
UG5-UG6	2.040 [l/h]

Tabla 4: Consumo combustible diésel. Elaboración propia

El consumo de combustible diésel de la caldera auxiliar es 100 [l/h].

Finalmente, en un régimen de operación continua, en condiciones normales, la central tiene una autonomía de operación por aproximadamente 400 horas, lo cual equivale a unos 16 días.

En el capítulo siguiente se abordará unos de los objetivos específicos de la tesina, que es determinar los factores por la cual la central eléctrica no está operando, quedando sólo disponible como generación de respaldo.

8. ANÁLISIS DE LOS MOTIVOS POR EL CUAL LA CENTRAL NO ESTÁ OPERANDO

Considerando los antecedentes expuesto en el capítulo anterior, asociados a los motivos por el cual la Compañía Minera decidió construir la central eléctrica, a continuación, se expondrán los motivos por el cual la central no está operando. Se debe tener presente que el término de la construcción de la central y posterior entrega a la operación fue en septiembre 2011.

8.1. Medidas Sistémicas que Atenuaron la Crisis del Gas

- **Contrato GasAtacama y Mineras del Norte de Chile**

Con el fin de asegurar el suministro de energía, el que estaba en riesgo producto del suministro deficitario de gas para las centrales de los sistemas eléctricos del SIC y SING, a mediados del año 2007, las principales mineras (13) abastecidas desde el SING firma un contrato con GasAtacama de modo de cubrir en conjunto los costos adicionales que debía incurrir esta central para seguir generando con Diésel, en reemplazo de Gas Natural, como también cubrir las pérdidas originadas con contratos de suministros de energía establecidos a precios de gas natural, pero transados con precio de energía generada con Diésel. El riesgo de no haber efectuado este acuerdo implicaba la quiebra de GasAtacama, lo que se traduciría en una merma de generación de 780 [MW], equivalente al 21,7% de la capacidad instalada total del SING y un serio riesgo de racionamiento en el sistema eléctrico. Este acuerdo estuvo vigente hasta el 31 de diciembre 2011. (Electricidad, 2008).

- **Construcción de Planta de Regasificación de gas Natural Licuado – Mejillones.**

Con el fin de reducir los costos de la energía, 4 compañías de la gran minería del Cobre firman contrato para suministro de gas con GDF Suez con la finalidad de construir una planta de Regasificación de GNL, a instalar en Mejillones, de modo de entregar al SING gas natural suficiente para generar energía eléctrica equivalente al 25% de la demanda del SING. Su construcción se inició a mediados del año 2008 y entró en operación en junio del 2010. (Chile-hoy, 2010).

Como se puede apreciar, las mediadas sistémicas fueron lo suficientemente efectivas para mitigar el riesgo de déficit de generación. Además, estas soluciones estuvieron vigentes con antelación a la fecha de entrega a la operación de la central. Cabe señalar que la compañía minera propietaria de la central formó parte del conjunto de mineras que establecieron los contratos antes descrito.

8.2. Medidas Adoptadas por la Compañía Minera

- **Arriendo de una planta de generación de 12[MW] de partida rápida.**

Con la incertidumbre del suministro eléctrico, y con la necesidad de asegurar la continuidad operacional ante racionamiento o reducción de consumos instruidos por la autoridad, la compañía minera estableció un contrato de arriendo y operación de una central de partida rápida con la empresa Energyst, filial de Caterpillar. Esta planta entregaba una potencia de 12[MW] en un tiempo de 7 minutos, debido que estaba conformada por 14 unidades generadoras Diésel de 900kW cada uno. Esta planta entró en operación en mayo del año 2009 hasta marzo del año 2013

- **Suspensión de Proyectos de Expansión**

Producto de una serie de resultados insatisfactorios en ámbitos de Seguridad, Producción y Costos, originados a fines del año 2011 y que alcanzaron su peak durante el año 2012, los accionistas de la minera tomaron la decisión de remover a la línea ejecutiva de la compañía y suspender la totalidad de los proyectos de expansión hasta no lograr una estabilización de la operación en todos sus ámbitos. Con esta decisión el consumo de la minera se mantuvo en valores de años anteriores, del orden de 170[MW]. Cabe señalar que la inversión suspendida era de 6.500 MUSD.

A raíz de las medidas adoptadas por la minera recientemente expuestas, se evidencia que la necesidad de contar con la operación de la central se redujo considerablemente, debido a que no hubo un incremento de la demanda y la central de partida rápida permitía atender los requerimientos de reducción de consumos que emanaban de la autoridad, sin la necesidad de afectar a los procesos.

A continuación, se muestra un registro histórico de los eventos con afectación al suministro eléctrico de la minera ocurrida durante la crisis del gas y posterior, que reflejan los motivos antes expuesto.

DMC AÑO 2010 - 2013						
AÑO	Cantidad Eventos	Energía Reducida (MWh)	Tiempo Total DMC (horas)	Eventos Cogeneradora	Energía Aportada (MWh)	Tiempo Generando (horas)
2010	8	95,95	10,1	2	15,6	2,6
2011	13	667,6	43,3	10	469,8	32,5
2012	2	68,1	3,6	2	54	3,5
2013	1	23,1	1,7	1	30,4	1,5

Tabla 5: Eventos asociados a déficit de generación en el SING. Elaboración Propia

Conocidos los motivos por el cual la central no está operando, en el siguiente capítulo se analizará el modelo de negocio vigente de la central, el que corresponde a la **Opción A – Operación de Respaldo**

9. OPCIÓN A: OPERACIÓN COMO RESPALDO.

9.1. Modelo de Negocio Opción A

El modelo de negocio vigente de la Central considera la Operación, Mantenimiento y Administración de la Central, la cual es efectuada por personal de la gerencia de Operaciones de la Minera. Para cumplir con las funciones antes descritas, la estructura organizacional de la central la componen 2 Supervisor en jornada día, en turno 7x7, y 14 técnicos que trabajan en jornada rotativa (día y noche), en turno de 7x7. De estos 14 técnicos, 4 son operadores de sala de control. La estructura organizacional de esta unidad productiva se indica a continuación:

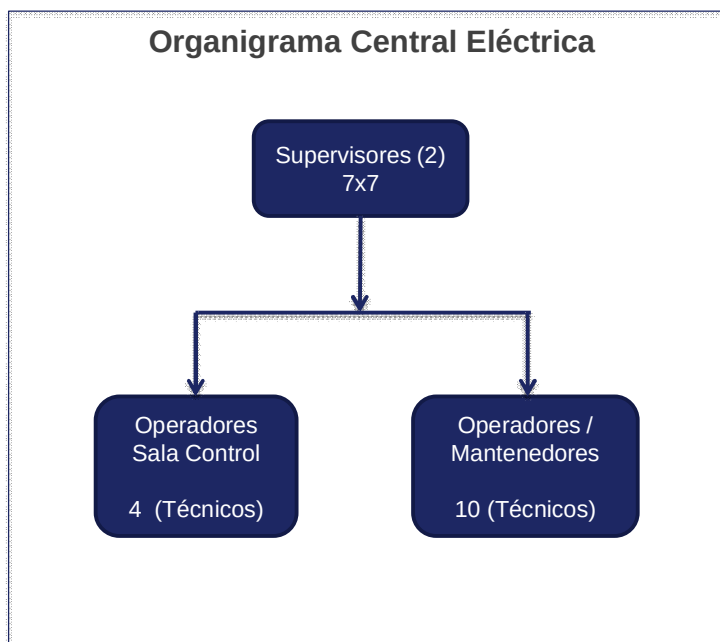


Ilustración 6: Organigrama Central Eléctrica. Elaboración Propia

La entrada en servicio u operación de las unidades de la central se limita a Respaldo ante situaciones de contingencia en el suministro proveniente del SING producto de fallas en el sistema, solicitudes de desconexión manual de carga o restricciones por condiciones sistémicas.

Considerando los registros históricos de operación de la central, se puede concluir que la central eléctrica no opera más de 2 horas al año en promedio bajo la condición de restricción en el suministro. Si bien la central prácticamente no opera, debe mantener las condiciones de conservación de sus instalaciones para cuando se requiere su operación.

Lo anterior implica que se debe mantener en servicio la caldera auxiliar diésel de modo de asegurar la temperatura de régimen. Las horas de operación diaria de la caldera auxiliar, en promedio, es de 15 horas, con mayor tiempo de operación durante la noche.

Los planes de mantenimiento se ejecutan según recomendaciones de fabricante, que puede ser por horas de operación o tiempo en condición de stand by. Por la casi nula operación de las unidades, el mantenimiento se ajusta a tiempo en condición stand by.

9.2. Costos Asociados a la Operación y Mantenimiento de Central Eléctrica

Los costos en que incurre la gerencia de Operaciones, y por ende la compañía Minera dueña de la instalación, se clasifican en costos de Operación de las instalaciones y del Mantenimiento de ellas. A continuación, se desglosarán las partidas.

9.2.1. Costos Asociados a la Operación.

Los costos que implica la Operación de la central eléctrica están representados por los siguientes Ítems:

9.2.1.1. Personal de la Central

Este costo considera las remuneraciones de las personas que tienen directa relación con la administración, operación y mantenimiento que requiere la central eléctrica para un adecuado desempeño. Cabe señalar que no hay una distribución de personal en Operadores y Mantenedores ya que estas personas ejecutan las ambas actividades, es decir, cumplen el rol de Operador y Mantenedor simultáneamente.

Estos costos se distribuyen en el siguiente organigrama de dotación de la central:

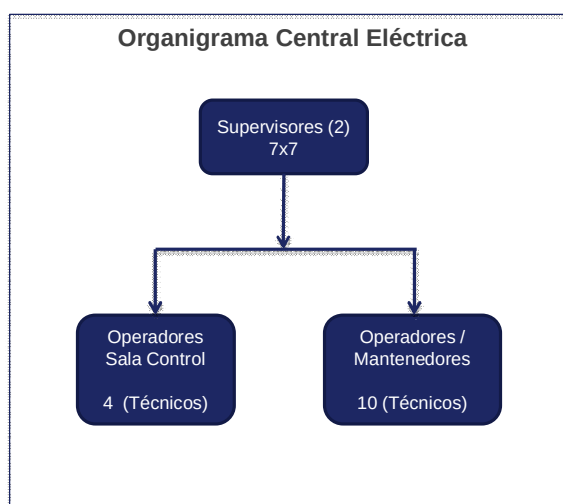


Ilustración 7: Organigrama Central Eléctrica. Elaboración Propia

Los costos unitarios, expresados en dólares, se detallan a continuación:

Cargo	Cantidad	Costo Unitario Anual (USD)	Total Costos Anual (USD)
Supervisor	2	110.000	220.000
Operador Sala	4	66.000	264.000
Operador / Mantenedor	10	60.000	600.000
Total Dotación	16	Costo Total Dotación	1.084.000

Tabla 6: Costos total asociado a remuneraciones de dotación de la central eléctrica. Elaboración propia

9.2.1.2. Combustibles Diésel y HFO

Los costos asociados a combustible involucran la adquisición de combustible Diésel, utilizado para el proceso de arranque, detención y mantenimiento de condiciones de operatividad (temperatura) mediante caldera auxiliar. También incluye el costo del combustible HFO el cual es utilizado como combustible de régimen de operación continua de las unidades generadoras. El detalle de estos costos de muestran en tabla siguiente:

Tipo Combustible	Total Costos Anual (USD)
Diésel	350.000
HFO	50.000
Total Costo Combustible	400.000

Tabla 7: Costos total asociado a combustibles de la central eléctrica. Elaboración Propia

Con los antecedentes anteriores, se pueden resumir que los costos Operacionales asociados a la central Eléctrica es el siguiente:

Costo Operacional	Total Costos Anual (USD)
Dotación	1.084.000
Combustible	400.000
Total Costo Operacional	1.484.000

Tabla 8: Resumen de costos Operacionales. Elaboración Propia

9.2.1.3. Costos de Mantenimiento

El costo de mantenimiento está conformado por lubricantes, aceite térmico, repuestos e insumos necesarios para mantener los sistemas auxiliares de las unidades generadoras en condiciones de operación. También se incluye los materiales y repuestos eléctricos y electrónicos.

Costo Mantenimiento	Total Costos Anual (USD)
Costo Anual	100.000

Tabla 9: Costos de Mantenimiento. Elaboración Propia

Con los costos de Operación y Mantenimiento anuales conocidos, el costo de Operar y Mantener la central bajo este modelo de negocio es, anualmente:

Concepto	Costos Anual (USD)
Operación	1.484.000
Mantenimiento	100.000
Total Costo Central	1.584.000

Tabla 10: Costos Total Operación y Mantenimiento. Elaboración Propia

El VAN de este modelo, evaluado a 5 años con una tasa de descuento 8% anual es:

VAN (tasa 8% anual): -6,32 MUSD

Finalmente, ante la muy baja operación de la central, junto con el costo que implica mantener en condiciones de operación de la central, se presenta una situación en que la minera debe incurrir en un gasto necesario para preservar la central, junto a una subutilización de la dotación de esta unidad productiva, la que podría ser destinada a otros procesos.

Conocidos los costos y estructura que implica la **Opción A**, en el capítulo siguiente, se efectúa un análisis de los ingresos probables que podría percibir la central generadora y que son la base para efectuar el análisis de la **Opción B**, con sus variantes **Opción B1** – Venta de Energía y Potencia considerando dotación de la minera y la **Opción B2** - Venta de Energía y Potencia considerando dotación de Terceros.

10. INGRESOS PROBABLES DE LA CENTRAL POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Con la finalidad de reducir costos asociados a mantener en condiciones de operación a la central eléctrica de la compañía minera, que alcanza un monto aproximado de 1,6 millones de dólares al año, la compañía minera ha decidido explorar una alternativa de modelo de negocio que considera la venta de Energía y Potencia. Cabe señalar que tanto las transacciones como el despacho de las unidades de la central son controladas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), ex CDEC-SING.

La alternativa a evaluar se sustenta en el hecho que las generadoras poseen ingresos fijos y variables que dependen de su Capacidad de generación, la generación de energía y servicio de apoyo a la seguridad del sistema eléctrico.

A continuación, se revisarán los ingresos probables que pudiese recibir la central.

10.1. Ingresos Fijos Probables para la Central Generadora Eléctrica

Los ingresos fijos que perciben los generadores está compuesto por:

- **Ingresos por Potencia Suficiencia**

Representa la base del negocio y define como se deben ajustar los costos fijos.

Los ingresos variables que perciben los generadores están asociados a los siguientes costos que incurre una central y son reversados íntegramente por el Sistema Interconectado por medio del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):

- **Costo Variable de Combustible (CVC)**
- **Costo Variable de Mantenimiento Preventivos (CVNC)**

Cabe señalar que los mantenimientos correctivos no son reembolsados por el CEN, por lo que son absorbidos íntegramente por el generador.

A continuación, se presenta un resumen de los ingresos definidos anteriormente:

Ítem	Concepto	Comentarios
1	➤ Costo Variable de Combustible (CVC)	Es el costo asociado al combustible que se utiliza para generar energía. Este costo es reembolsado por el Coordinador.
2	➤ Costo Variable No Combustible (CVNC)	Se pagan todos los mantenimientos programados que fueron declarados por el generador, según horas de Operación y especificaciones de fabricante. Este costo es reembolsado por el Coordinador.
3	➤ Potencia de Suficiencia (Ingreso fijo)	Ingreso por estar disponibles (conectados). Este pago lo efectúa el Coordinador al Generador
4	➤ Generación de Energía (Ingreso variable)	Depende del despacho o requerimientos de generación que emanan del Coordinador.

Tabla 11: Resumen Conceptos Mercado Eléctrico. Elaboración propia

10.2. Ingreso por Potencia de Suficiencia

La Potencia de Suficiencia se define como la capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la Indisponibilidad Forzada (IFOR) de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución.

Así entonces, el método de cálculo consiste en determinar para cada central generadora su oferta de potencia confiable, o Potencia de Suficiencia (PS), con que contribuye a abastecer la Demanda de Punta del sistema eléctrico.

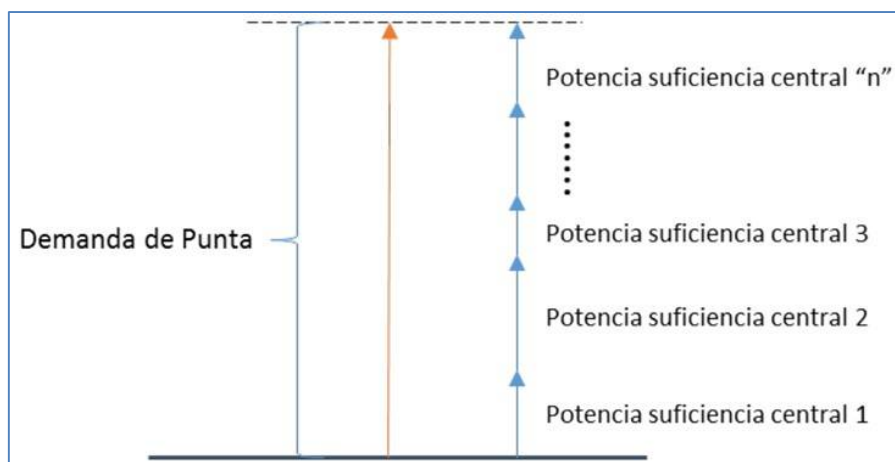


Ilustración 8: Potencia de Suficiencia y Demanda en Punta. Fuente: Narvik Ltda.

Para calcular la Potencia de Suficiencia (PS) es posible utilizar la siguiente expresión:

$$PS = Potencia_{inicial} * \left[(1 - IFOR) * \left(\frac{365 - \text{Días Mantenimiento Mayor}}{365} \right) * (1 - Consumos_{propios}) \right] * \left(\frac{Demanda Máxima SING}{Generación Máxima SING} \right)$$

Para establecer la Potencia de Suficiencia con la cual una nueva central será remunerada, el Coordinador Eléctrico Nacional considera para este cálculo los datos históricos de IFOR de centrales de características similares a la nueva central a entrar en servicio. Como este valor se ve afectado por los mantenimientos, fallas, demoras en las partidas, la demanda máxima y Generación Máxima del SING, este valor nunca alcanza el valor de la potencia nominal de una central.

Considerando los antecedentes antes expuestos, los posibles escenarios de Potencia de Suficiencia con la cual sería reconocida la central generadora al incorporarse a la venta de Energía y Potencia, y por ende remunerada, se muestran en la tabla siguiente:

Escenario	IFOR	Días Mntto Mayor	Consumos Propios	P. Suficiencia
Pesimista	40%	24	1%	18,8 [MW]
Normal	25%	24	1%	23,5 [MW]
Optimista	10%	24	1%	28,2 [MW]

Tabla 12: Criterios cálculo Potencia Suficiencia de Ingreso. Elaboración Propia

Para estos cálculos se ha considerado una demanda máxima de SING de en 2.362 [MW] y una Generación Máxima de 3.134 [MW] (Coordinador Electrico, 2018).

Considerando estos valores de Potencia de Suficiencia, y considerando un precio de nudo de referencia en la barra de inyección de esta central generadora, es posible estimar los ingresos probables por concepto de Potencia de Suficiencia, mediante las siguientes expresiones:

Ingreso Potencia de Suficiencia mensual:

$$\text{Ingreso Pot. Suficiencia [CLP/mes]} = PS \text{ [KW]} * PN \text{ [CLP/kW/mes]}$$

Ingreso Potencia de Suficiencia Anual:

$$\text{Ingreso Pot. Suficiencia [CLP/año]} = PS \text{ [KW]} * PN \text{ [CLP/kW/mes]} * 12 \text{ [meses]}$$

Aplicando la formulación para el caso anual, los ingresos estimados para cada caso son:

Potencia Suficiencia (PS)	Precio Nudo (PN)	Ingreso Estimado PS Anual [CLP]
18.800 [kW]	5.704 [CLP/kw/mes]	1.288.255.892
23.500 [kW]	5.704 [CLP/kw/mes]	1.610.319.865
28.200 [kW]	5.704 [CLP/kw/mes]	1.932.383.838

Tabla 13: Ingresos estimados, en pesos, según Potencia de Suficiencia estimada. Elaboración Propia

Los montos están expresados en pesos chilenos (CLP), debido a que es esta moneda la que utiliza la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional para establecer los precios nudos y valorizar las transferencias entre generadores, respectivamente.

Con la finalidad de llevar a una única moneda de análisis, que en este caso es el dólar de Estado Unidos, se considera para este análisis el valor promedio del dólar para los meses de abril, mayo y junio del 2018, considerando como fuente los datos publicados por el Servicio de Impuestos Internos.

Tipo Cambio [USD]
620,94 CLP

Tabla 14: Tipo de cambio considerado

Con lo anterior, el ingreso estimado para la central, por concepto de Potencia de Suficiencia, en USD es:

Escenario	P. Suficiencia [kW]	Ingreso Estimado PS Anual [USD]
Pesimista	18.800	2.074.687
Normal	23.500	2.593.358
Optimista	28.200	3.112.030

Tabla 15: Ingresos estimados, en dólares, según Potencia de Suficiencia calculada. Elaboración Propia

Para efectos de análisis de la factibilidad de implementar este nuevo modelo de negocio, se considerarán los ingresos para un **Escenario Pesimista**.

A continuación, se evaluarán las hipótesis de negocios considerando la **Opción B1** y **Opción B2**, venta de energía y potencia operando la central con personal propio o terceros respectivamente.

11. OPCIÓN B1: VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA, CON PERSONAL DE LA MINERA.

A diferencia del modelo de negocio vigente, **Opción A**, que considera operar la central sólo ante situaciones de emergencia, el modelo de negocio que se analiza en este punto, requiere efectuar ajustes en la dotación existente para responder de buena forma a las exigencias que implica una operación en línea con el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Junto con lo anterior, se incorporan nuevos costos asociados al financiamiento del CEN, como integrante del segmento de generación.

11.1. Costos de Operación

Los costos de Operación están conformados por los costos de la dotación, costos financiamiento del Coordinador Eléctrico y los costos de insumos necesarios para mantener la central en condiciones de Operación, este último costo ha sido determinado en el capítulo 9, punto 9.1.1.2 “Combustible Diésel y HFO”, por lo que se considera un dato de entrada para el análisis de esta alternativa.

11.2. Costo de Dotación

Considerando que la dotación utilizada en la condición actual no considera las exigencias que implica estar bajo operación coordinada, se debe incorporar a la estructura organización un Jefe de Central, el cual tendría dentro de sus funciones la relación entre el Coordinador Eléctrico Nacional – Minera y Administración Técnico – Económica de la Central.

Considerando lo anterior, la nueva estructura organizacional, para este modelo de negocio, el siguiente:

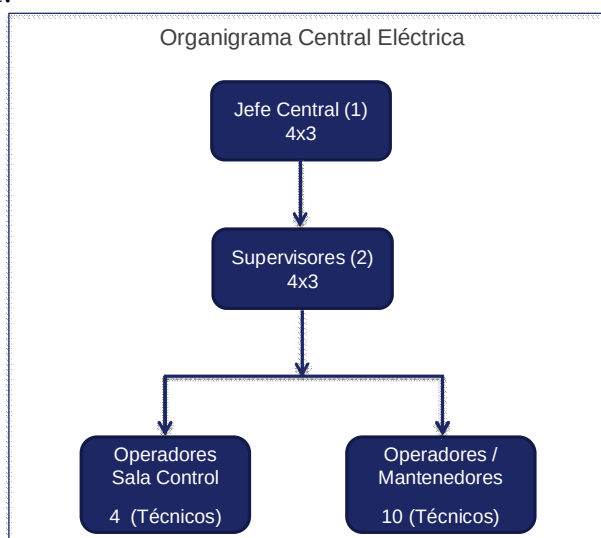


Ilustración 9: Organigrama Operación Central con Personal Propio. Elaboración propia

Esta nueva estructura modifica los costos como sigue:

Cargo	Cantidad	Costo Unitario Anual (USD)	Total Costos Anual (USD)
Jefe de Central	1	120.000	120.000
Supervisor	2	110.000	220.000
Operador Sala	4	66.000	264.000
Operador / Mantenedor	10	60.000	600.000
Total Dotación	17	Costo Total Dotación	1.204.000

Tabla 16: Costos total asociado a remuneraciones de dotación de la central eléctrica. Elaboración Propia

11.3. Costos Financiamiento Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

El coordinador Eléctrico, para cumplir con las obligaciones que le encomienda la ley, requiere de Personal, Infraestructura y Recursos Tecnológicos, entre otros. Debido a que el coordinador es una institución sin fines de Lucro, independiente del Estado, esta se financia con los aportes que realizan todos sus integrantes, los que están indicados por Ley según su segmento de participación. Por lo anterior, La central Eléctrica, que participaría en el Segmento de Generación, debería aportar al financiamiento del Coordinador Eléctrico con el siguiente monto anual:

Cuota Financiamiento CEN
168.000 USD

Tabla 17: Costo financiamiento del CEN

Como no hay modificación de costos de Combustible, los nuevos costos totales de Operación son:

Costo Operacional	Total Costos Anual (USD)
Dotación	1.204.000
Financiamiento CEN	168.000
Combustible	400.000
Total Costo Operacional	1.772.000

Tabla 18: Costos total asociado a la Operación de la central. Elaboración Propia

Como también no han sufrido modificaciones los costos de mantenimiento, el nuevo costo total asociado a la Operación, Mantenimiento y Administración de la Central, bajo condición de venta de Energía y Potencia a través del Coordinador Eléctrico Nacional, **Opción B1**, es la siguiente:

Concepto	Costos Anual (USD)
Operación	1.772.000
Mantenimiento	100.000
Total Costo Central	1.872.000

Tabla 19: Costos total asociado a la Operación y Mantenimiento de la central. Elaboración Propia

En Resumen, el costo de establecer este modelo de negocio supone un costo estimado anual de **1.872.000 USD**.

Como se conoce el ingreso por Potencia de Suficiencia y el costo total de Operar, Mantener y Administrar la central bajo la **Opción B1**, la utilidad anual que este modelo de negocio deja a la minera es el siguiente:

Concepto	Monto Anual (USD)
Ingreso potencia Suficiencia	2.074.687
Costo Total Central	1.872.000
Utilidad Negocio	202.687

Tabla 20: Utilidad anual del Modelo de Negocio. Elaboración Propia

El VAN de la **Opción B1**, evaluado a 5 años y con una tasa de descuento 8% anual es

VAN (tasa descuento del 8%): 0,81 MUSD

Se concluye entonces que este modelo de negocio permite a la compañía minera obtener un beneficio anual de **202.687 USD** y un **VAN (tasa descuento del 8%) de 0,81 MUSD**, asumiendo la minera el riesgo que implica la operación de la central bajo la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional.

También es posible establecer el VAN Incremental de la **Opción B1**, el cual se muestra a continuación:

VAN Opción B1 [MUSD]	VAN Opción A [MUSD]	VAN Incremental [MUSD]
0,81	-6,32	0,81 – (-6,32) = 7,13

Tabla 21: VAN y VAN Incremental, Opción B1. Elaboración Propia

En el capítulo siguiente se efectúa un análisis a la **Opción B2** que implica la venta de Energía y Potencia en la cual la central es operada por un tercero.

12. OPCIÓN B2: VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA, CON PERSONAL DE TERCEROS.

El presente modelo de negocio, el cual sería el primero en su tipo a implementar por la minera, consiste en entregar a un tercero la Operación, Mantenimiento y Administración de la central eléctrica, recibiendo la minera a cambio un porcentaje de las utilidades que genera el negocio. Esto implica que el representante de la central ante el Coordinador Eléctrico Nacional sería la empresa adjudicada, y por ende, esta empresa recibiría los ingresos por parte del coordinador. A continuación, se presenta las características de la mejor propuesta de este modelo.

Los costos que presenta la mejor propuesta de un tercero, se clasifican en costos de Operación de las instalaciones y del Mantenimiento de ellas. A continuación, se desglosarán las partidas

12.1. Costos de Operación

Los costos de Operación están conformados por los costos de la dotación, costos financiamiento del Coordinador Eléctrico, costo de representación a través de un centro de Control, costos de administración y permanencia de las personas en Faena y los costos de insumos necesarios para mantener la central en condiciones de Operación, este últimos costos ha sido determinado en al capítulo 9, punto 9.1.1.2 “Combustible Diésel y HFO”, por lo que se considera un dato de entrada para el análisis de esta alternativa.

12.2. Costo de Dotación

El costo de dotación lo conforma una estructura organizacional compuesta por personal que está permanentemente en faena y personal que está en Santiago, en las oficinas centrales del oferente. Con lo anterior, se logra una reducción de costos de dotación ya que el personal dispuesto en Santiago serían recursos compartidos con otros contratos de la empresa oferente.

Cabe señalar que la operación de arranque y detención de las unidades, sería efectuada por el centro de control que posee el oferente para estas actividades con el Coordinador Eléctrico Nacional, vía SCADA. La estructura propuesta se muestra a continuación:

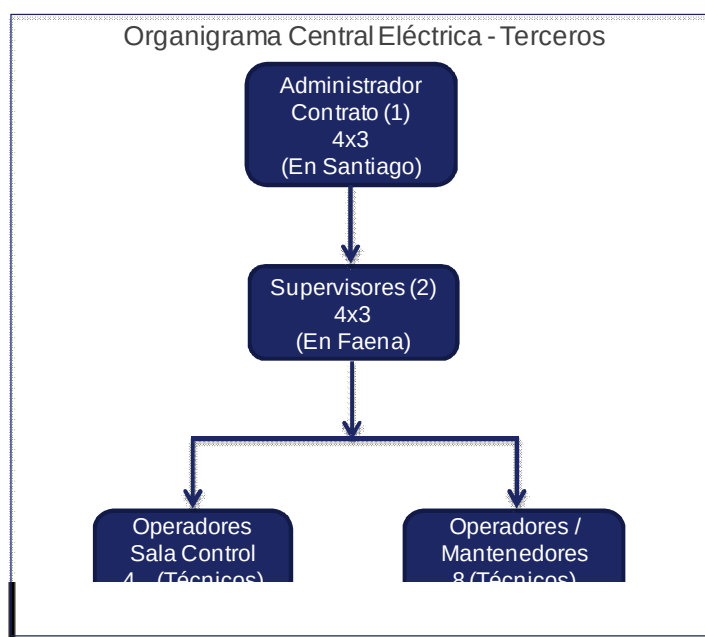


Ilustración 10: Organigrama Operación Central ejecutada por Tercero. Elaboración propia

Los costos de dotación que esta propuesta presenta es la siguiente:

Cargo	Cantidad	Costo Unitario Anual (USD)	Total Costos Anual (USD)
Administrador	1	74.000	74.000
Supervisores	2	60.000	120.000
Operadores Sala	4	25.000	100.000
Operador / Mantenedor	8	40.000	320.000
Total Dotación	15	Costo Total Dotación	614.000

Tabla 22: Costos total asociado a remuneraciones de la dotación de la central eléctrica. Elaboración Propia

12.3. Costos Financiamiento Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

El coordinador Eléctrico, para cumplir con las obligaciones que le encomienda la ley, requiere de Personal, Infraestructura y Recursos Tecnológicos, entre otros. Debido a que el coordinador es una institución sin fines de Lucro, independiente del Estado, esta se financia con los aportes que realizan todos sus integrantes, los que están indicados por Ley según su segmento de participación. Por lo anterior, La central Eléctrica, que participaría en el Segmento de Generación, debería aportar al financiamiento del Coordinador Eléctrico con el siguiente monto anual:

Cuota Financiamiento CEN
168.000 USD

Tabla 23: Costo financiamiento CEN. Elaboración Propia

12.4. Costo Servicio Representación a través del Centro de Control Propio

Debido a que los canales de comunicación que utiliza el Coordinador Eléctrico Nacional para entregar instrucciones a sus coordinados son mediante los centros de control, la oferta del mejor oferente considera un cobro mensual por el servicio de representación de la central eléctrica mediante su propio centro de control. El monto de cobro anual es el siguiente:

Servicio Centro Control
60.000 USD

Tabla 24: Costo Servicio Centro de Control. Elaboración Propia

12.5. Costos de Materiales e Insumos

Esta partida considera los costos asociados al transporte al interior de la faena y entre la faena e Iquique para los cambios de turno, servicio de lavandería, servicio de aseo de las instalaciones y materiales de oficina. El monto anual de esta partida es la siguiente:

Materiales e Insumos
108.000 USD

Tabla 25: Costo Materiales e Insumos. Elaboración Propia

Con los costos de cada partida conocidos, se establece que el costo operacional de la alternativa asociada a la Opción B2, Operación de la central ejecutada por un tercero es la siguiente:

Costo Operacional	Total Costos Anual (USD)
Dotación	614.000
Financiamiento CEN	168.000
Centro de Control	60.000
Materiales e Insumos	108.000
Combustible	400.000
Total Costo Operacional	1.350.000

Tabla 26: Costos total asociado a la Operación de la central. Elaboración Propia

Como también no han sufrido modificaciones los costos de mantenimiento, el nuevo costo total asociado a la Operación, Mantenimiento y Administración de la Central, bajo condición de venta de Energía y Potencia a través de Coordinador Eléctrico Nacional y operada por un tercero es la siguiente:

Concepto	Costos Anual (USD)
Operación	1.350.000
Mantenimiento	100.000
Total Costo Central	1.450.000

Tabla 27: Costos total asociado a la Operación y Mantenimiento de la central. Elaboración Propia

En Resumen, el costo de establecer este modelo de negocio supone un costo estimado anual de **1.450.000 USD**.

12.6. Distribución de Beneficios entre Compañía Minera y Tercero

El modelo de negocio en análisis considera que la compañía Minera entrega a un tercero su activo, correspondiente a la central eléctrica, para que la explote a su beneficio, a cambio de recibir un porcentaje de las utilidades del negocio. Esta propuesta considera que la compañía minera recibe el **60%** de las utilidades y el tercero el **40%** restante.

Bajo este modelo, el beneficio del negocio, sin su distribución es el siguiente:

Concepto	Monto Anual (USD)
Ingreso potencia Suficiencia	2.074.687
Costo Total Central	1.450.000
Utilidad Negocio	624.687

Tabla 28: Utilidad del modelo de Negocio. Elaboración Propia

Ahora aplicando la distribución de utilidades entre la Compañía Minera y Tercero, se obtiene:

Concepto	Monto Anual (USD)
Ingreso Compañía Minera (60%)	374.812
Ingreso Tercero (40%)	249.875
Utilidad Negocio	624.687

Tabla 29: Distribución de utilidades entre Minera y Tercero. Elaboración Propia

El VAN de la **Opción B2**, evaluado a 5 años con una tasa de descuento 8% anual es:

VAN: 1,5 MUSD

Se concluye entonces que este modelo de negocio permite a la compañía minera obtener un beneficio anual de **374.812 USD** y un **VAN (tasa descuento del 8%) de 1,5 MUSD**, sin asumir el riesgo que implica la operación de la central bajo la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional.

También es posible establecer el VAN Incremental de la **Opción B2**, el cual se muestra a continuación:

VAN Opción B2 [MUSD]	VAN Opción A [MUSD]	VAN Incremental [MUSD]
1,5	-6,32	$1,5 - (-6,32) = 7,82$

Tabla 30: VAN y VAN Incremental, Opción B2. Elaboración Propia

Con la finalidad de establecer el rango de distribución de utilidades entre la Minera y el Tercero que hace viable la Opción B2 por sobre la Opción B1, en gráfico se muestra en rango de porcentaje de distribución de utilidades para la Minera en la cual el VAN de la opción B2 es igual o superar a la Opción B1, el que se presenta en el 32%.

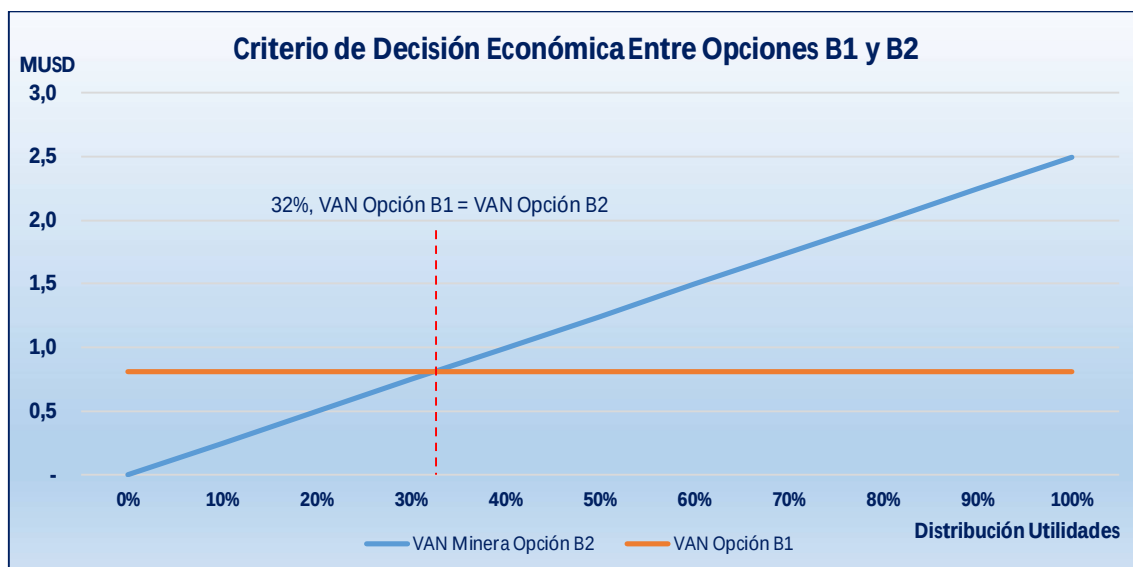


Gráfico 3: Rango donde el VAN de Opción B2 es igual o superior al VAN de Opción B1

Terminado el análisis de la Opción B2, en el capítulo siguiente se efectúa la selección de la mejor alternativa técnico y comercial entre las opciones B1 y B2 considerando para ello los resultados económicos y un análisis FODA.

13. SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICA Y COMERCIAL ENTRE LAS OPCIONES B1 Y B2

Para establecer la mejor alternativa técnica y comercial a implementar, primero se efectuará una comparación entre el modelo vigente y las Opciones B1 y B2 para determinar si es beneficioso cambiar el modelo de operación ante emergencia a operación para venta de Energía y Potencia de la central. Luego se analizará la mejor alternativa comercial.

13.1. Comparación de costos y beneficios entre las Opciones A, B1 y B2.

A continuación, se muestra un resumen de Ingresos, Costo y Utilidad anual de cada modelo de negocio:

Modelo Negocio	Ingreso [USD]	Costos [USD]	Utilidad [USD]
Opción A	0	- 1.584.000	- 1.584.000
Opción B1	2.074.687	- 1.872.000	202.687
Opción B2	2.074.687	- 1.450.000	374.812 (60%)

Tabla 31: Resumen de Utilidades de Cada Modelo de Negocio. Elaboración Propia

Considerando los resultados anteriores, el VAN y VAN incremental de cada modelo de negocio, evaluado a 5 años, con una tasa de descuento del 8% es el siguiente:

Modelo Negocio	VAN [MUSD]	VAN Incremental [MUSD]
Opción A	- 6,32	- 6,32
Opción B1	0,81	7,13
Opción B2	1,5 (60%)	7,82

Tabla 32: Resumen del VAN para Cada Modelo de Negocio. Elaboración Propia

De la tabla anterior, se concluye que la **Opción B**, venta de energía y potencia, independiente si se considera la variante **B1** o **B2**, permite cubrir los costos que implica mantener en condiciones de operar la central, dejando además una utilidad a favor de la minera.

Adicionalmente, se ha establecido en rango de variabilidad en la distribución de beneficios que puede tener la Opción B2 de modo que sea

Por lo anterior, el modelo de negocio de venta de energía y potencia de la central satisface el objetivo final, que es reducir los costos de operación de la Gerencia de Operaciones, y por ende, de la Minera.

A continuación, se analizará la mejor alternativa a implementar en la Central para la venta de energía y potencia mediante las Opciones B1 y B2.

13.2. Selección de Estrategia a Implementar para la venta de Energía y Potencia

Para determinar la mejor Opción entre B1 y B2 para implementar el modelo de venta de Energía y Potencia de la central, se considerarán las variables económicas como también un análisis de fortalezas y debilidades de cada estrategia, las que se muestran a continuación:

13.2.1. Opción B1: Venta de Energía y Potencia, central operada con personal propio

A continuación, se muestra el análisis de riesgo del negocio:

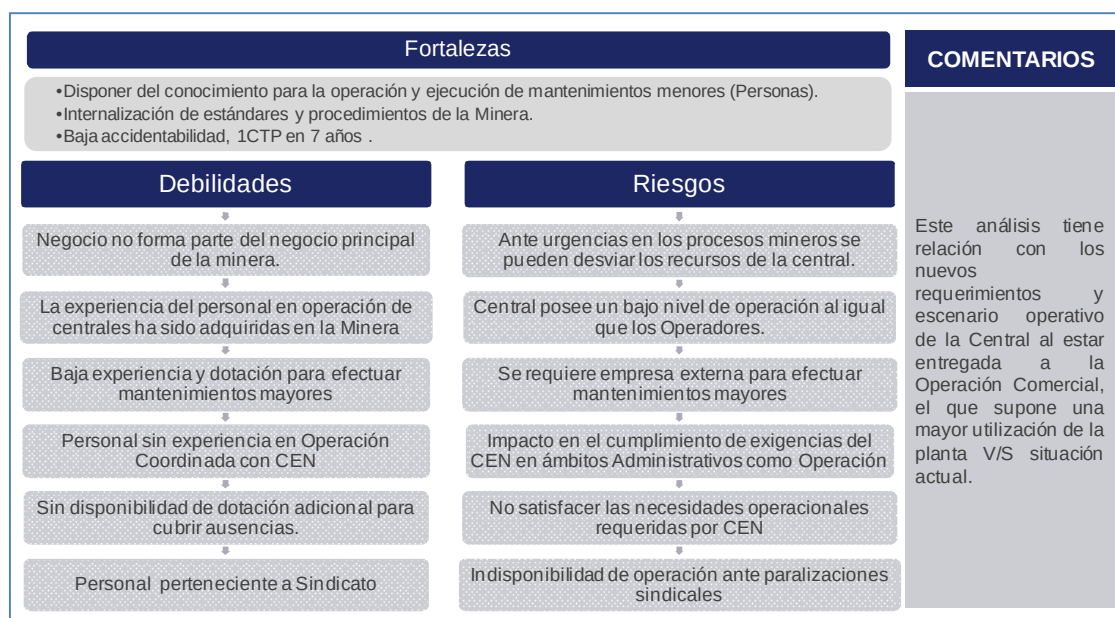


Ilustración 11: Análisis de Riesgo Opción B1. Elaboración Propia

VAN (tasa 8% anual) Opción B1: 0,81 MUSD
VAN Incremental: 7,13 MUSD

13.2.2. Opción B2: Venta de Energía y Potencia, central operada por terceros

A continuación, se muestra el análisis de riesgo del negocio:

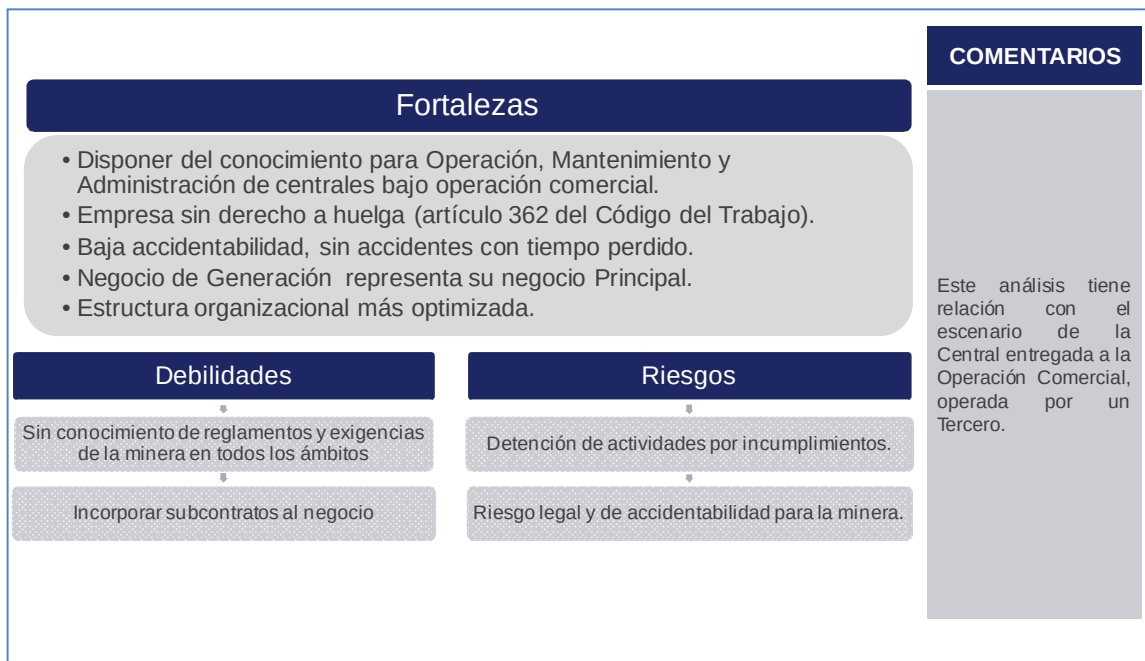


Ilustración 12: Análisis de Riesgo Opción B2. Elaboración propia

VAN (tasa 8% anual) Opción B2: 1,5 MUSD
VAN Incremental: 7,82 MUSD

Considerando los antecedentes antes expuestos, es posible establecer lo siguiente:

- ✓ Ambos Opciones son adecuados para ser implementados.
- ✓ La Opción B2, Operación de la central efectuada por un tercero, presenta las mejores condiciones técnicas, comerciales y de riesgos para la minera.

Por lo anterior, se recomienda **implementar la esta estrategia de venta de Energía y Potencia, implementando la Opción B2, operación ejecutada íntegramente por un tercero.**

Finalmente, cabe señalar que esta implementación permite obtener un ahorro o reducción de Opex de la Gerencia de Operaciones de un 30% respecto al Opex vigente.

14. CONCLUSIÓN

14.1. Testeo de las Hipótesis Iniciales

Recordemos los objetivos específicos:

- Analizar los motivos por el cual la central no está operando.
- Analizar **Opción A** – Operación de Respaldo.
- Ver diferentes opciones de nueva operación de la central, considerando las siguientes hipótesis:
 - o **Opción B1**: Venta de energía y potencia realizada con personal de la minera.
 - o **Opción B2**: Venta de energía y potencia realizada por personal de terceros.
- Seleccionar la mejor alternativa Técnica y Comercial bajo el modelo venta de energía y potencia, considerando la **Opción B1** u **Opción B2**.

Por lo expresado en las páginas anterior, **se da por cumplido estos objetivos**.

14.2. Análisis del Resultado del Trabajo

Como se apreció en el desarrollo del presente trabajo, se puede concluir que, efectuando el cambio del modelo de negocio de la central eléctrica desde una operación de respaldo a una venta de Energía y Potencia, como una central más del sistema eléctrico, es posible para la compañía minera reducir la totalidad de los costos que implica mantener el modelo de operación de respaldo, revirtiendo un balance negativo anual a obtener una utilidad, independiente de si es operada por personal propio o un tercero.

Por otra parte, considerando que el negocio objetivo de la compañía minera es la producción de Cobre, y no la generación eléctrica, en este trabajo se recomienda implementar la **Opción B2**, Operación de la central efectuada por un tercero, donde la compañía minera recibe un porcentaje de las utilidades, con el beneficio de que el tercero propone implementar un modelo más optimizado y mayor control de riesgos del negocio, por el hecho de ser la generación eléctrica su principal objetivo.

En Resumen, esta implementación permite obtener como base una utilidad anual de 375.000 [USD/año], un VAN (tasa 8% anual) de 1,5 MUSD y VAN incremental de 7,82 MUSD. Además, impacta positivamente en el OPEX de la gerencia de Operaciones ya que permite reducir en un 30% el presupuesto anual necesario para desarrollar sus actividades.

14.3. Sugerencia de Trabajo Futuro

En un futuro, se sugiere desarrollar un nuevo trabajo que permita evaluar los resultados de la operación de la central, después de un año de operación bajo el régimen de venta de Energía y Potencia, y que aborde las posibles optimizaciones que se puedan implementar al modelo de negocio recomendado, como también optimizaciones operacionales que permitan mejorar los ingresos de la central, como puede ser la habilitación de un nuevo combustible para la operación continua como el gas natural.



15. BIBLIOGRAFÍA

(2018). Coordinador Eléctrico Nacional. www.coordinadorlectrico.cl

COCHILCO. <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Precio-de-los-Metales.aspx>

A., J. C. (2017). *Informe de Tendencias del Mercado del Cobre - Segundo Trimestre 2017*. Comisión Chilena del Cobre.

Banco Central de Chile. <http://www.bcentral.cl>: <http://www.bcentral.cl/es/web/guest/comercio-exterior>

Chile-hoy (27 de Abril de 2010). <http://chile-hoy.blogspot.com/>: <http://chile-hoy.blogspot.com/2010/04/la-planta-de-gnl-de-mejillones-entrega.html>

Revista Electricidad (28 de Enero de 2008). <http://www.revistaei.cl/2008/01/28/chile-los-escenarios-de-gasatacama-tras-perdida-de-arbitraje>

Documentos Técnicos de proyecto Planta de Cogeneración.

16. ANEXOS

16.1. Descripción del Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado. La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico:

Sector Generación: sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.

Sector Transmisión: sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.

Sector Distribución: sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

Los sectores se ejemplifican en la figura N° 1 siguiente:

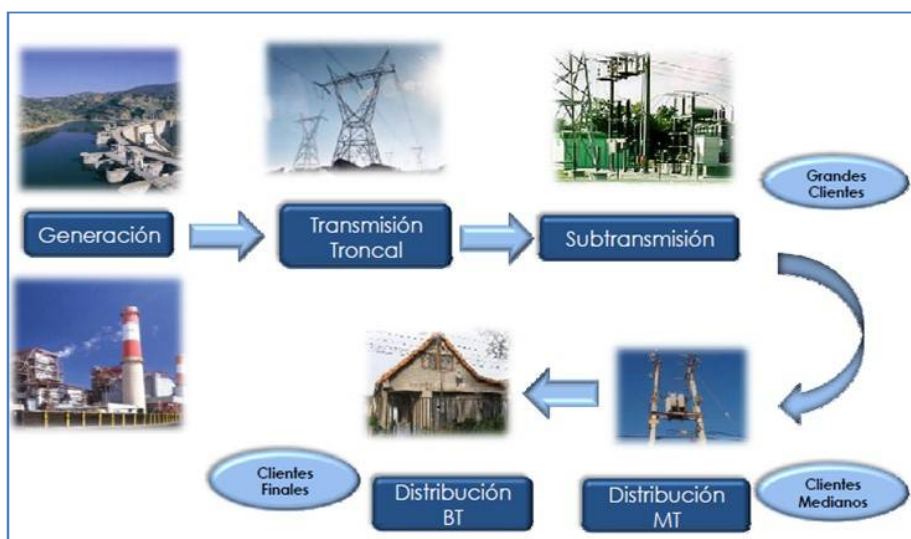


Figura N° 1: Estructura del Sistema Eléctrico.
 Elaboración Hugh Rudnick – Mercado Eléctrico Chileno, fuente Syntep

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): sistema compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración de las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017. Este sistema es coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador Eléctrico, 2018) es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador Eléctrico Nacional realiza la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley

El Coordinador Eléctrico Nacional, tiene entre sus principales funciones:

- Coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la Ley y la reglamentación pertinente, para lo cual sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación.
- Realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la Ley, el reglamento y las normas técnicas.
- Requerir a los Coordinados la entrega y actualización en forma oportuna, cabal, completa y veraz de toda la información que considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, así como realizar auditorías a dicha información.
- Formular los programas de operación y mantenimiento para el cumplimiento de sus funciones.

- Emitir las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada.
- Exigir a los Coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que el Coordinador instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios definidos por la Comisión.
- Elaborar el informe de servicios complementarios y demás funciones relativas a dichos servicios, en conformidad con la Ley.
- Coordinar y determinar las transferencias económicas entre Coordinados, así como adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, informando en tiempo y forma a la SEC cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.
- Autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización, determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad.
- Comunicar a la SEC las instalaciones sujetas a coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la normativa técnica a que hace referencia la Ley.
- Solicitar a la Comisión la elaboración o modificación de normas técnicas.
- Reasignar la componente de ingresos tarifarios por retraso o indisponibilidad de entrada en operación de instalaciones de transmisión.
- Realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de los ingresos facturados por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales.

Sistema de Aysén (SEA): sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diésel, 37% hidráulica y 6% eólica.

Sistema de Magallanes (SEM): sistema que produce electricidad para abastecer las Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% gas natural, 15% diésel, y 3% eólica.

La distribución geográfica de los sistemas antes mencionados y sus características más relevantes se muestran en la figura N° 2 siguiente:

			Capacidad Bruta	Generación Eléctrica	Demanda Máxima	Población
SING <i>Sistema Interconectado del Norte Grande</i> <i>Taltal</i>	Arica y Parinacota		3.961 GWh	14.830 GWh	2.016 MW	5,7%
	Tarapacá		21,3%	23,2%		
	Antofagasta					
SIC <i>Sistema Interconectado Central</i> <i>Chiloé</i>	Atacama					
	Coquimbo					
	Valparaíso					
	Región Metropolitana	14.445 MW		48.868 GWh	6.185 MW	92,6%
	Lib. Gral. Bdo. O'higgins	77,8%		76,3%		
	Bío-Bío					
	Araucanía					
	Los Ríos					
	Los Lagos					
<i>Sistema de Aysén</i>	Aysén	47 MW 0,3%		98 GWh 0,2%	20,4 MW	0,6%
<i>Sistema de Magallanes</i>	Magallanes	118 MW 0,6%		260 GWh 0,4%	50,2 MW	1,1%

Figura N° 2: Sistemas Eléctricos en Chile.
Elaboración Hugh Rudnick – Mercado Eléctrico Chileno, fuente Coordinador Eléctrico Nacional

16.2. Ingresos Sector Generación

Las empresas generadoras que conforman el segmento de Generación reciben remuneraciones por parte del Coordinador Eléctrico Nacional por los siguientes conceptos:

- Ingreso por Potencia Suficiencia
- Ingreso por Energía
- Ingreso por Servicios Complementarios

16.2.1. Potencia de Suficiencia

Es la potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia de potencia del sistema, en ese sentido, corresponde a la capacidad de un sistema de abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad. Para su remuneración se considera el precio de nudo de la potencia, determinado semestralmente por el Coordinador Eléctrico Nacional.

16.2.2. Ingreso por Energía

La remuneración de la energía, comercializada en el mercado spot, es realizada a través del costo marginal de la energía y el despacho de acuerdo a las características de cada unidad generadora. El precio en el mercado Spot está condicionado a las características de las centrales, por ejemplo, está condicionado por el estado de los embalses y la situación hidrológica. El precio spot es igual a costo marginal de corto plazo del sistema o el costo de falla si se está en racionamiento, excluyendo de la formación de precios las máquinas en operación forzada por razones técnicas. El Coordinador Eléctrico Nacional es el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, que permita generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada

16.3. Ingreso por Servicio Complementarios (SS.CC)

Respecto a los SS.CC la LGSE, Artículo 225, letra z, define a los mismos como recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y clientes no sometidos a regulación de precios, que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad del servicio. Con relación a la remuneración de dichos servicios se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por prestación de los servicios complementarios.