



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

OPTIMIZACIÓN DE USO DE PLANTA DE GENERACIÓN DIESEL MANTOS BLANCOS DE ANGLO AMERICAN NORTE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

CARLOS ANTONIO TORO ORTIZ

PROFESOR GUÍA:

GUILLERMO JIMÉNEZ ESTEVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

NELSON MORALES OSORIO

CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO

SANTIAGO, CHILE

NOVIEMBRE 2012

OPTIMIZACIÓN DE USO DE PLANTA DE GENERACIÓN DIESEL MANTOS BLANCOS DE ANGLO AMERICAN NORTE

El objetivo principal de la presente memoria de título es realizar un análisis normativo y económico de las diferentes alternativas de negocio y estrategias para la utilización de la casa de fuerza Mantos Blancos. En primer lugar se consideró la operación directa de la central con participación en el mercado Spot y potenciales contratos. En segundo lugar, se analizó la posibilidad de utilizar la casa de fuerza como respaldo, considerando mantener las unidades actuales o comprar equipos de generación diesel nuevos, con el objetivo de contener eventos de falla del sistema. Como tercera opción, se analizó la posibilidad de cambiar la fuente de combustible por una renovable. Finalmente, se evaluaron las condiciones económicas necesarias para arrendar las instalaciones.

Para esto, se recopiló información técnica, normativa y económica de informes previos realizados para Anglo American Norte respecto a la casa de fuerza; además, se utilizó documentación perteneciente al Centro de Despacho Económico de Carga y a la Comisión Nacional de Energía. Toda esta documentación permitió establecer las principales características operacionales de la casa de fuerza. Asimismo, se analizaron los procedimientos establecidos por las autoridades, que influyen durante el proceso de toma control y operación de la casa de fuerza.

Para el primer escenario se calcularon los flujos económicos de los últimos 3 años, los cuales se usaron como base para realizar estimaciones hasta el año 2023, sensibilizando los parámetros que conforman el pago por potencia firme y la potencia instalada disponible. Para el escenario de respaldo, se destacaron las pérdidas en producción causadas por fallas y racionamientos, observando las ventajas y desventajas de utilizar las unidades de generación existentes o nuevas. En el tercer escenario, se observó la posibilidad de cambiar la fuente de generación por una renovable, analizando el caso de la instalación de un aerogenerador desde una perspectiva técnica económica. El último escenario, estimó los cobros que se deberían realizar en caso de arrendar las dependencias a un tercero en base al costo de oportunidad de las utilidades. Las opciones que destacan son la operación directa y el arriendo a un tercero, recomendando finalmente la primera opción por disponer de acceso al mercado Spot, lo que significa una oportunidad para gestionar contratos competitivos tanto para la faena Mantos Blancos como para todas aquellas conectadas al SING.

El presente estudio puede ser utilizado como guía por Anglo American Norte para el manejo futuro de la casa de fuerza Mantos Blancos, sacando provecho de un activo cuya operación realizada por un tercero está próxima a terminar.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a la música y al café por su constante apoyo y ánimo durante todo este tiempo, tanto durante la memoria como en los semestres que pasaron. No en serio, para comenzar quisiera comenzar a agradecer a mis padres por el esfuerzo que realizaron para que pudiera estudiar, a mi hermano le mando fuerza y convencimiento, y agradecer a mi Pau por mantener la confianza y por estar ahí en los momentos buenos y malos.

Un agradecimiento especial a don Guillermo por su constante buena onda y alegría colombiana y a don Alfredo por tener su eterna paciencia y disposición a ayudar a prueba de terremotos y tsunamis, maestros recuerden disfrutar la vida, que no todo es pega.

Un galardón especial a la Lucy por tener la paciencia de responderme las preguntas más tontas que existen, niña te mereces el cielo y la tierra te deseo lo mejor tanto profesional como personal, no tengo dudas que llegarás lejos.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	8
1.1	MOTIVACIÓN	8
1.2	OBJETIVOS	9
1.2.1	OBJETIVOS GENERALES	9
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
1.3	ALCANCE	10
1.4	METODOLOGÍA	10
1.5	ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	11
2	ANTECEDENTES GENERALES	12
2.1	INTRODUCCIÓN	12
2.2	DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	12
2.2.1	ANTECEDENTES GENERALES	12
2.2.2	COMPOSICIÓN DEL MERCADO CHILENO ACTUAL	13
2.2.3	MODELO ECONÓMICO DEL MERCADO	14
2.2.4	NORMATIVA Y REGULACIÓN NACIONAL.....	15
2.3	DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN	16
2.3.1	INTRODUCCIÓN	16
2.3.2	SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL	16
2.3.3	SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE	18
2.3.4	NEGOCIO DE LA GENERACIÓN.....	19
2.3.5	FUNCIONAMIENTO DE UN GENERADOR DIESEL.....	23
2.4	EXPERIENCIA NACIONAL	25
2.4.1	CASO CENTRAL CAMPANARIO	25
2.4.2	CASO COMPAÑÍA MINERA QUEBRADA BLANCA	26
2.5	COMENTARIOS FINALES	27
3	DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL DIESEL DE MANTOS BLANCOS	28
3.1	INTRODUCCIÓN	28
3.2	LOCALIZACIÓN	29
3.3	DESCRIPCIÓN DE LA CASA DE FUERZA	30
3.4	DESCRIPCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL	33
3.5	DESCRIPCIÓN DE LOS GENERADORES	35
3.6	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	38
3.7	COMENTARIOS FINALES	41
4	DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DE LA CENTRAL DIESEL	42
4.1	INTRODUCCIÓN	42
4.2	COSTOS REFERENTES A LA GENERACIÓN	43
4.2.1	COSTOS DE OPERACIÓN	43
4.2.2	COSTOS DE MANTENCIÓN CENTRAL	44
4.2.3	COSTO FINANCIAMIENTO CDEC	45
4.2.4	COSTOS TRANSMISIÓN.....	47
4.3	COSTO DE RENOVACIÓN DE LA CENTRAL	52
4.4	CONCLUSIONES	54
5	DESCRIPCIÓN DE LOS INGRESOS DE LA CENTRAL DIESEL	56

5.1	INTRODUCCIÓN	56
5.2	INGRESOS POR OPERACIÓN.....	56
5.3	INGRESOS POR POTENCIA FIRME	57
5.4	INGRESOS POR VENTA DE ACTIVOS	59
5.5	CONCLUSIONES.....	61
6	EVALUACIÓN ECONÓMICA	63
6.1	PRIMER ESCENARIO - OPERACIÓN PROPIA	63
6.1.1	PROYECCIÓN DE PARÁMETROS GENERALES	63
6.1.2	ESTIMACIÓN DE LOS SOBRECOSTOS EJERCIDOS POR LAS GENERADORAS	67
6.1.3	CASOS DE SENSIBILIDAD SOBRE LA POTENCIA INSTALADA Y LA POTENCIA FIRME	70
6.1.4	RESULTADOS DE LA OPERACIÓN BAJO DIFERENTES SENSIBILIDADES	76
6.1.5	ACCESO AL MERCADO SPOT.....	81
6.1.6	RECOMENDACIONES ANTE LA OPERACIÓN.....	82
6.2	SEGUNDO ESCENARIO – UTILIZACIÓN COMO RESPALDO.....	83
6.2.1	GESTIÓN DEL PROCESO DE RETIRO DEL SING	83
6.2.2	MANTENER LA CENTRAL COMO RESPALDO.....	85
6.2.3	INSTALAR UNA NUEVA CENTRAL DIESEL COMO RESPALDO	86
6.2.4	ESTIMACIÓN DEL COSTO DE FALLA Y RACIONAMIENTO DE LA FAENA MANTOS BLANCOS 87	
6.3	TERCER ESCENARIO – INSTALAR CENTRAL ERNC	90
6.4	CUARTO ESCENARIO – ARRIENDO A TERCERO	94
7	CONCLUSIONES	97
7.1	OPERACIÓN PROPIA	97
7.2	UTILIZACIÓN COMO RESPALDO	99
7.3	INSTALAR CENTRAL ERNC.....	101
7.4	ARRIENDO A UN TERCERO	102
7.5	COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS.....	103
7.6	COMENTARIOS FINALES	105
7.7	TRABAJOS FUTUROS	106
8	ACRÓNIMOS.....	107
9	REFERENCIAS.....	108
10	ANEXOS.....	111
10.1	NORMATIVA Y REGULACIÓN	111
10.1.1	ESTATUTOS GENERALES	111
A	Decreto con Fuerza de Ley N°4.....	111
B	Ley 19.940 (Ley Corta I).....	111
C	Ley 20.018 (Ley Corta II)	111
D	Ley 20.257 (Ley ERNC)	112
10.1.2	PROCEDIMIENTOS SOBRE LA OPERACIÓN	113
A	Compensaciones RM39.....	113
B	Mantenimiento Mayor.....	115
C	Interconexión, Modificación o Retiro de Instalaciones	118
D	Procedimiento de Obtención de Costos Variables	120
E	Cálculo y Determinación del Balance de Potencia Firme	123
10.1.3	NORMAS TÉCNICAS O REGLAMENTOS	127

	A	Decreto Supremo N° 132	127
	B	Decreto Supremo N° 160	128
	C	Decreto Supremo N° 594	129
	D	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	130
10.2		RESULTADOS CASO TOTAL DISPONIBILIDAD	134
10.3		COMPARACIONES CASO TOTAL DISPONIBILIDAD.....	136
10.4		RESULTADOS CASO SIN UNA UNIDAD.....	137
10.5		COMPARACIONES CASOS SIN UNA UNIDAD	139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO.....	13
ILUSTRACIÓN 2: MERCADO MAYORISTA CHILENO, FUENTE: CNE [4, p. 52].....	14
ILUSTRACIÓN 3: EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN BASE DEL MERCADO CHILENO. FUENTE: CNE [4, p. 103].....	15
ILUSTRACIÓN 4: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).....	17
ILUSTRACIÓN 5: SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING) ACTUAL [6].....	18
ILUSTRACIÓN 6: MODELO DE NEGOCIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO. FUENTE: CNE [4, p. 53].....	20
ILUSTRACIÓN 7: MODELO DE NEGOCIO DE LOS GENERADORES.....	21
ILUSTRACIÓN 8: MODELO DE FUNCIONAMIENTO GENERAL DE UNA CENTRAL GENERADORA DIESEL.....	23
ILUSTRACIÓN 9: LOCALIZACIÓN DE LA CENTRAL DIESEL MANTOS BLANCOS. [FUENTE: GOOGLE EARTH].....	29
ILUSTRACIÓN 10: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ADICIONALES QUE LLEGAN A LA CENTRAL DIESEL.....	29
ILUSTRACIÓN 11: COMPOSICIÓN DE LA CENTRAL DIESEL MANTOS BLANCOS. [FUENTE: GOOGLE EARTH].....	30
ILUSTRACIÓN 12: PLANO CASA DE FUERZA MANTOS BLANCOS.....	31
ILUSTRACIÓN 13: PLANO ELÉCTRICO SIMPLIFICADO DE LA CENTRAL DIESEL MANTOS BLANCOS.....	33
ILUSTRACIÓN 14: PARTE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE MANTOS BLANCOS.....	33
ILUSTRACIÓN 15: FECHA DE INSTALACIÓN DE LOS GENERADORES EN LA CENTRAL DIESEL MANTOS BLANCOS.....	35
ILUSTRACIÓN 16: CONSUMOS DE DIESEL Y FUEL OIL DEL GENERADOR.....	36
ILUSTRACIÓN 17: VISTA GENERAL CASA DE FUERZA MANTOS BLANCOS.....	37
ILUSTRACIÓN 18: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CERCANAS A LA CASA DE FUERZA.....	47
ILUSTRACIÓN 19: FLUJO DE POTENCIA DE LAS LÍNEAS CERCANAS A LA CENTRAL EN DIGSILENT.....	48
ILUSTRACIÓN 20: FLUJO DE POTENCIA FIRME DE ENERO 2012.....	58
ILUSTRACIÓN 21: CURVA POTENCIA VERSUS VELOCIDAD DEL VIENTO PARA EL VESTA 100 – 1.8 MW.....	91
ILUSTRACIÓN 22: DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE LA POTENCIA DEL AEROGENERADOR VESTAS V100 -1.8 MW A 95 METROS.....	92
ILUSTRACIÓN 23: FORMULARIO PARA LA SOLICITUD DE UN MANTENIMIENTO MAYOR.....	116
ILUSTRACIÓN 24: FORMULARIO DE RESPUESTA DE LA DIRECCIÓN DE OPERACIONES ANTE UN REQUERIMIENTO DE UN MANTENIMIENTO MAYOR.....	117
ILUSTRACIÓN 25: DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME [11, p. ARTÍCULO N° 42].....	124

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3-1: VALORES NOMINALES DEL MOTOR MIRRLEES BLACKSTONE MODELO K-8 MAJOR.....	35
TABLA 3-2: RENDIMIENTO DE CADA GENERADOR DE LA CENTRAL MANTOS BLANCOS.....	36
TABLA 4-1: TABLA DE COSTOS EN PERSONAL.....	44
TABLA 4-2: RESUMEN DEL PRESUPUESTO OTORGADO AL CDEC SING POR LA CNE.	45
TABLA 4-3: PAGOS POR FINANCIAMIENTO DEL CDEC SING POR PARTE DE E-CL Y CENTRAL DIESEL MANTOS BLANCOS.....	46
TABLA 4-4: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN DEL SING	47
TABLA 4-5: VALORES ANVR + COYM DEL TRAMO CAPRICORNIO 220 Y LABERINTO 220	49
TABLA 4-6: VALORES USO DE LAS LÍNEAS ADICIONALES ADYACENTES.....	49
TABLA 4-7: DEMANDAS MÁXIMAS ESTIMADAS	49
TABLA 4-8: VALORES ESTIMADOS DE PEAJE DE LA FAENA SEGÚN INYECCIÓN DE CASA DE FUERZA.	50
TABLA 4-9: DATOS LABERINTO 220 PARA LOS AÑOS ANTERIORES [11].....	50
TABLA 4-10: PEAJES POR USO DE LABERINTO 220 EN CASO DE INYECCIÓN.	51
TABLA 4-11: COSTOS DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA (FUENTE: CADE 2011).....	52
TABLA 4-12: COSTOS DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES POR TECNOLOGÍA (FUENTE: CADE 2011)	52
TABLA 4-13: COSTOS REFERENTES A LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL MANTOS BLANCOS.....	54
TABLA 5-1: INGRESO POR ENERGÍA, POTENCIA FIRME Y COMPENSACIONES PARA EL AÑO 2010 AL 2012.	61
TABLA 6-1: PROYECCIÓN DE COSTOS VARIABLES DE LA CENTRAL, BASADOS EN EL PRECIO DEL CRUDO WTI.	63
TABLA 6-2: PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL 2011 [13, PP. 9, ANEXO 2].....	64
TABLA 6-3: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE SUELDOS PARA LA CASA DE FUERZA.	64
TABLA 6-4: DATOS PRINCIPALES COSTOS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ADICIONAL SEGÚN CASO PARA MANTOS BLANCOS 220 -LABERINTO 220	65
TABLA 6-5: COSTOS SEGÚN CASO EN LÍNEA ADICIONAL LABERINTO 220.....	65
TABLA 6-6: COMPARACIÓN BAJO PRECIO BÁSICO POTENCIA PUNTA CASO BASE Y DESVIACIÓN MEDIA. CASO TOTAL DISPONIBILIDAD.	66
TABLA 6-7: PROYECCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y DE LOS SOBRE PRECIOS PARA DISTINTOS PORCENTAJES.....	67
TABLA 6-8: DIFERENCIAS ANUALES POR SOBRE COSTOS BAJO DIFERENTES PORCENTAJES CON UNA POTENCIA ESTIMADA EN 30 MW.....	67
TABLA 6-9: DIFERENCIAS ANUALES POR SOBRE COSTOS BAJO DIFERENTES PORCENTAJES CON UNA POTENCIA ESTIMADA EN 40 MW.....	68
TABLA 6-10: DIFERENCIAS ANUALES POR SOBRE COSTOS BAJO DIFERENTES PORCENTAJES CON UNA POTENCIA ESTIMADA EN 50 MW.....	68
TABLA 6-11: PARÁMETROS GENERALES PARA CADA CASO	70
TABLA 6-12: RESULTADOS DE LAS MUESTRAS DE DATOS DE LOS FACTORES ÚNICOS DESDE EL 2008 AL 2012.....	71
TABLA 6-13: VALORES A UTILIZAR EN LA SENSIBILIDAD DEL FACTOR ÚNICO.....	71
TABLA 6-14: PRECIOS BÁSICOS DE LA POTENCIA DE PUNTA ENTRE EL 2006 Y EL 2011.....	72
TABLA 6-15: RANGO DE VALORES UTILIZADOS PARA LOS 3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	74
TABLA 6-16: PROYECCIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA PUNTA	74
TABLA 6-17: TABLA COMPARATIVA DE RESULTADOS PARA TOTAL DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES GENERADORAS. CASO TOTAL DISPONIBILIDAD.	76
TABLA 6-18: COMPARACIONES DE LOS RESULTADOS USANDO EL CASO MÁS FACTIBLE. CASO TOTAL DISPONIBILIDAD.	76
TABLA 6-19: COMPARACIÓN BAJO PRECIO BÁSICO POTENCIA PUNTA CASO BASE Y DESVIACIÓN MEDIA. CASO SIN UNA UNIDAD.	77
TABLA 6-20: COMPARACIONES DE LOS RESULTADOS USANDO EL CASO MÁS FACTIBLE. CASO SIN UNA UNIDAD.	78
TABLA 6-21: DIFERENCIAS DE LAS UTILIDADES ENTRE LOS CASOS TOTAL DISPONIBILIDAD Y SIN UNA UNIDAD.	79
TABLA 6-22: COSTOS ESTIMADOS PARA LA INSTALACIÓN DE GRUPOS DE RESPALDO EN MANTOS BLANCOS.	86
TABLA 6-23: COSTO VARIABLES DE UNA UNIDAD DIESEL NUEVA [2]	86
TABLA 6-24: DATOS PARA ESTIMAR LAS PÉRDIDAS DE LA FAENA.	87
TABLA 6-25: PÉRDIDAS ASOCIADAS AL COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO DE LA FAENA MANTOS BLANCOS.....	87
TABLA 6-26: PÉRDIDAS ASOCIADAS AL COSTO DE FALLA POR RACIONAMIENTO DE ENERGÍA DE LA FAENA MANTOS BLANCOS CON 0% DE RESPALDO.....	87
TABLA 6-27: PÉRDIDAS ASOCIADAS AL COSTO DE FALLA POR RACIONAMIENTO DE ENERGÍA DE LA FAENA MANTOS BLANCOS CON 10% DE RESPALDO.....	88
TABLA 6-28: PÉRDIDAS ASOCIADAS AL COSTO DE FALLA POR RACIONAMIENTO DE ENERGÍA DE LA FAENA MANTOS BLANCOS CON 15% DE RESPALDO.....	88

TABLA 6-29: DATOS AEROGENERADOR PROPUESTO.	90
TABLA 6-30: TABLA DE GENERACIÓN ESTIMADA PARA EL AÑO 2010 POR EL VESTA 100 – 1.8 MW	91
TABLA 6-31: ANÁLISIS DE CANTIDAD DE AEROGENERADORES	92
TABLA 6-32: RESULTADOS DEL VALOR PRESENTE SOBRE LAS UTILIDADES PARA DIFERENTES ESCENARIOS, AÑOS Y TASAS DE RETORNO.	94
TABLA 6-33: DIFERENCIA DEL CMG PROYECTADO EN CASO DE ARRENDAR LA CASA DE FUERZA.	95
TABLA 7-1: COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS CON UN DIAGRAMA DE KIVIATT.	103
TABLA 10-1: ASPECTOS RELEVANTES DEL DECRETO SUPREMO N° 132	127
TABLA 10-2: ASPECTOS RELEVANTES DEL DECRETO SUPREMO N° 160	128
TABLA 10-3: ASPECTOS RELEVANTES DEL DECRETO SUPREMO N° 594	129
TABLA 10-4: ASPECTOS RELEVANTES DE LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO (NTSYCS).....	130
TABLA 10-5: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA LOS 3 ESCENARIOS EXTREMOS BAJO DISTINTAS SENSIBILIDADES PARA EL CASO DE TOTAL DISPONIBILIDAD.	134
TABLA 10-6: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS BAJO LAS DISTINTAS SENSIBILIDADES PARA EL CASO DE TOTAL DISPONIBILIDAD.	136
TABLA 10-7: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA LOS 3 ESCENARIOS EXTREMOS BAJO DISTINTAS SENSIBILIDADES PARA EL CASO SIN UNA UNIDAD.	137
TABLA 10-8: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS BAJO LAS DISTINTAS SENSIBILIDADES PARA EL CASO DE SIN UNA UNIDAD.....	139

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1: CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESAS EN EL SING [FUENTE: CDEC-SING]	19
GRÁFICO 2: CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE EN EL SING [FUENTE: CDEC-SING].....	19
GRÁFICO 3: CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE EN EL SING DEL 2012 [FUENTE: CDEC-SING]	20
GRÁFICO 4: GENERACIÓN DE ENERGÍA DE LA CASA DE FUERZA DESDE EL 2003 AL 2012.....	38
GRÁFICO 5: PRECIO DEL CARBÓN AUSTRALIANO [FUENTE: INDEX MUNDI]	39
GRÁFICO 6: GENERACIÓN MENSUAL DE ENERGÍA MANTOS BLANCOS DESDE EL 2010 AL 2012.....	39
GRÁFICO 7: COSTOS VARIABLES DECLARADOS AL CDEC SING POR LA CASA DE FUERZA	43
GRÁFICO 8: PRECIOS BÁSICOS DE LA POTENCIA DE PUNTA ENTRE EL 2006 Y EL 2011.....	73
GRÁFICO 9: PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA PUNTA PROYECTADO.....	74
GRÁFICO 10: VALORES HISTÓRICOS DEL COSTO MARGINAL DEL SING Y LOS PRECIOS MEDIOS DE MERCADO Y LIBRE [15].	81
GRÁFICO 11: COMPARACIÓN ENTRE LOS TRES ESCENARIOS CON MÚLTIPLES CRITERIOS	103

1 Introducción

1.1 Motivación

La industria minera es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico de Chile, donde el principal producto es el cobre. La mayoría de los procesos mineros hacen un uso intensivo de la energía en diferentes formas, desde la detonación de tronaduras a distancia, hasta la transformación del mineral bruto en cátodos ó concentrado de cobre.

La central diesel nació bajo la necesidad de alimentar la faena Mantos Blancos cuando no existía el Sistema Interconectado del Norte Grande, dependiendo la producción de cobre directamente del funcionamiento de la casa de fuerza. A medida que el mercado eléctrico y su sistema de transporte mejoraban, la necesidad de utilizar estos activos como auto generación disminuyó, al punto de que la confiabilidad de suministro y los precios mostraban una clara conveniencia de la faena a transformarse en cliente de las empresas generadoras, que en este caso fue con ex Edelnor.

Antes de que finalicen estas relaciones contractuales de suministro y el arriendo de la casa de fuerza, es necesario estudiar los negocios disponibles para la central diesel. Para esto es preciso analizar las características de las unidades de generación, el estado del mercado eléctrico y el marco normativo para poder así, modelar los escenarios de mayor interés para Anglo American enfocados en la búsqueda de las ventajas y desventajas desde un punto de vista económico y estratégico.

1.2 **Objetivos**

1.2.1 **Objetivos Generales**

La presente memoria de título tiene como objetivo general la realización de un análisis normativo y económico de las diferentes alternativas de negocios y estrategias para la utilización de la casa de fuerza Mantos Blancos. Para esto se recopilará información técnica, normativa y económica desde fuentes confiables y se recomendarán posibles escenarios que se desarrollarán de forma profunda estableciendo, en cada caso, las principales ventajas y desventajas.

Entre las primordiales opciones de negocio que se espera desarrollar están; la operación de la casa de fuerza por parte de Anglo American Norte dentro del Sistema Interconectado del Norte Grande, el arriendo de las instalaciones a un tercero, la venta de las unidades generadoras y finalmente, mantener las instalaciones para otorgar seguridad sobre la faena Mantos Blancos. Para cada uno de estos escenarios se evaluará tanto estratégicamente como económicamente, de forma de generar criterios de decisión durante la toma de control de la casa de fuerza.

1.2.2 **Objetivos Específicos**

- Análisis del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y las formas de participación en el mercado de generadores y auto productores, determinando las ventajas y desventajas.
- Estudiar experiencias similares y el estado del arte.
- Determinar las características de la central de generación existente.
- Estudiar sistemas eléctricos de Mantos Blancos tales como diagramas unilineales, niveles de demanda, consumos de energía, etc.
- Analizar el modelo de negocio de la central de generación de Mantos Blanco para las siguientes situaciones:
 - Uso como sistema de respaldo o emergencia.
 - Declararla al Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING) y disponer de los beneficios como generador.
 - Cerrar central o reducir su capacidad.
 - Arrendar las instalaciones a un tercero.
- Analizar criterios de seguridad energética.
- Análisis de la normativa y regulación.
- Generación simulaciones y análisis de resultados económicos.

1.3 Alcance

Esta memoria comprende un análisis económico, normativo y estratégico sobre la central diesel Mantos Blancos, la cual pertenece a la compañía Anglo American Norte. Para esto se consideraron diferentes escenarios que son de interés para el proceso de decisión sobre la casa de fuerza, donde destaca la operación de la casa de fuerza por parte de la minera, estableciendo una simulación económica y los posibles beneficios estratégicos que se pueden obtener. Además, se analizará la conveniencia de arrendar las dependencias a un operador externo y finalmente la posibilidad de mantener la casa de fuerza para otorgar seguridad a la operación de la faena.

1.4 Metodología

Para lograr los objetivos especificados en esta memoria, en primer lugar será necesario conocer el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, en especial el negocio de la generación dando énfasis a las ventajas y desventajas que implica ser integrante del sistema interconectado.

Como segunda parte de la metodología, se revisará la normativa eléctrica y los procedimientos que la central diesel debe tener en cuenta al momento de operar, para que en el futuro se pueda establecer de forma optima el manejo de las instalaciones.

En la tercera etapa se buscarán las características técnicas de la central diesel, para conocer los aspectos relevantes de su funcionamiento y las condiciones que han cambiando con los años de operación, obteniendo datos relevantes que serán utilizados para establecer los costos al operar la central. Para establecer las ganancias de este rubro, se analizarán los procedimientos entregados por las autoridades, especialmente del Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, los cuales definen las ecuaciones y los parámetros necesarios para establecer las utilidades del negocio. Además, estos procedimientos entregan los deberes y derechos de las centrales, los cuales serán especificados en cada situación para el conocimiento del personal calificado.

Como cuarta parte y final, se realizarán análisis económicos de los diferentes negocios, donde se puede considerar la continuidad del arriendo hacia E-CL ex EDELNOR u otra empresa generadora, operar la central diesel en el Sistema Interconectado del Norte Grande para ver las posibilidades de despacho y las posibles ganancias por generación o autogeneración, o considerar las ventajas y desventajas que significan mantener a la central entre los activos de la empresa.

1.5 Estructura de la Memoria

La estructura del trabajo se ha organizado de la siguiente manera:

- Capítulo 1. Introducción: Está compuesto principalmente por los objetivos que tiene este trabajo, comenzando con una introducción al tema y la forma en que se lograrán.
- Capítulo 2. Antecedentes Generales: Se muestran los aspectos que se deben conocer para comprender el desarrollo, comenzando con la composición del mercado y su nacimiento, desagregando los puntos relevantes sobre la generación, la normativa que la rige y terminando con ejemplos de situaciones que pueden complementar el análisis final.
- Capítulo 3. Descripción del Central Diesel Mantos Blancos: Se investigan los antecedentes más relevantes los que incluyen la ubicación, los aspectos técnicos, eléctricos y parámetros operacionales de la central.
- Capítulo 4. Descripción de los Costos de la Central Diesel: Consta de una recopilación y estimación de los costos relacionados con la operación, mantención de la central, además de los incurridos en la transmisión y el financiamiento del ente operador del sistema.
- Capítulo 5. Descripción de los Ingresos de la Central Diesel: Estima las diferentes posibilidades de ingresos que posee el negocio de la central y establece los principales parámetros en cada caso.
- Capítulo 6. Evaluación Económica: Establecidos los casos más relevantes se realizará una proyección a 10 años analizando las ventajas y desventajas desde un punto económico y técnico.
- Capítulo 7. Conclusiones: Dado los resultados de la sección anterior se analizarán las ventajas y desventajas de las tres situaciones de interés para la empresa y se propondrán los posibles estudios futuros a partir de este trabajo de título.

2 Antecedentes Generales

2.1 Introducción

El desarrollo del mercado chileno comenzó impulsado por la alimentación de las grandes ciudades como Santiago y Talcahuano, y por el desarrollo de la industria y la minería [1], donde la (Ley General de Servicios Eléctricos) LGSE establece el principal marco legal y regulatorio. Sus políticas energéticas están enfocadas en promover las 3 principales columnas de funcionamiento que son la operación a un mínimo costo, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables. Con una visión de desarrollo sustentable, promoviendo la generación distribuida, el desarrollo de la energía geotérmica, y reforzar la matriz energética nacional disminuyendo la dependencia de los combustibles importados y desfavorables al medio ambiente.

2.2 Descripción del Mercado Eléctrico

2.2.1 Antecedentes Generales

Antes del año 1935 el mercado eléctrico fue desarrollado mayormente de manera privada, siendo en 1925 y 1931, la aparición de la primera y segunda Ley LGSE, periodo donde la utilidad de las empresas reguladas¹ era de un 15% [1].

Posteriormente Endesa, estatal en ese entonces, toma la administración de la planificación eléctrica y genera un plan de expansión con 3 puntos principales, el refuerzo regional, las interconexiones y los grandes proyectos de generación, que fue la base de la matriz energética chilena [1].

La tercera LGSE (1959) establece algunos criterios sobre las rentabilidades de las empresas eléctricas reguladas que son vigentes hasta hoy en día, y que se han puesto en discusión debido a la madurez del mercado eléctrico chileno, a través del informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) desarrollado durante el 2011 [2].

Los siguientes cambios se ven alrededor de la década de los 80, donde se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la LGSE conocida como DFL 1/82 estableciendo la separación del negocio eléctrico en generación, transmisión y distribución, y la privatización de cada ente, comenzando el desarrollo del sistema eléctrico en Chile tal como se conoce a la fecha. La LGSE vigente es la DFL N°4 publicada en febrero del 2007 y que corresponde a una actualización de los DFL anteriores, en conjunto con otras modificaciones como la Ley Corta I y Ley Corta II.

¹ Empresas cuyas ganancias, en el giro eléctrico, son definidas por ley.

2.2.2 Composición del Mercado Chileno Actual

La cadena de producción eléctrica está compuesta principalmente por 3 segmentos generación, transmisión y distribución, pero existen varios componentes que son igual de relevantes, en esta sección definiremos algunos [3].

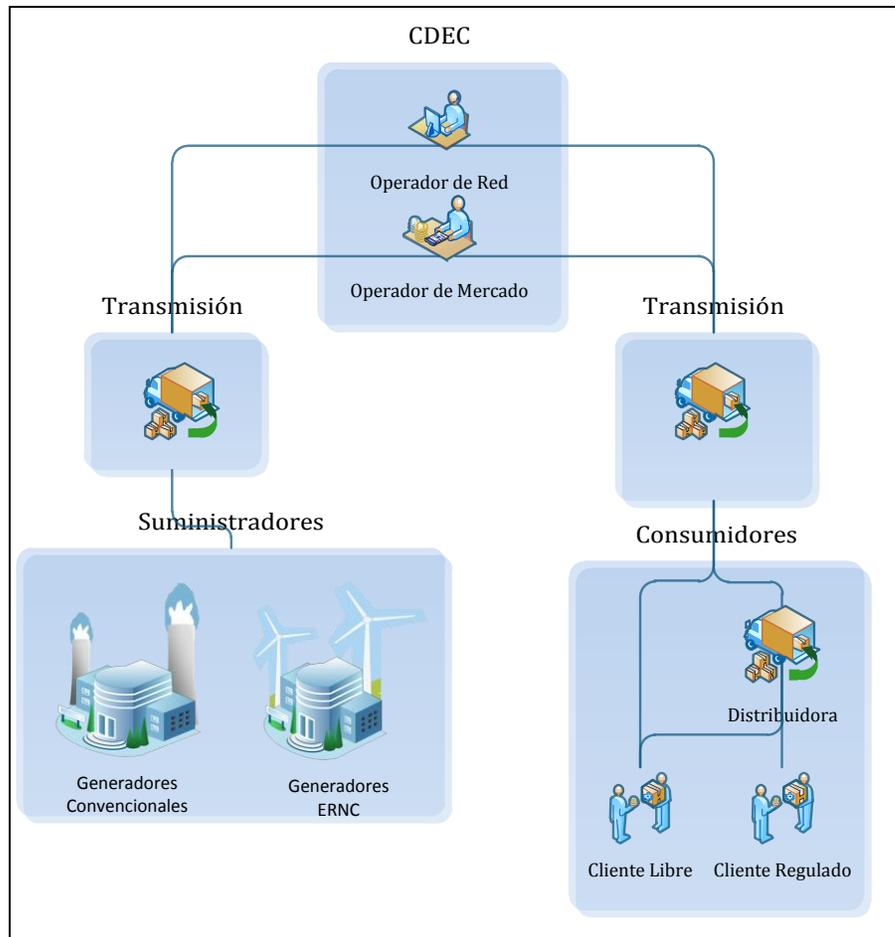


Ilustración 1: Operación del Sistema Eléctrico Chileno

- **Operador de Red:** Entidad encargada de la seguridad y la operación técnica estableciendo metodologías de control para mantener operativo el sistema eléctrico durante las 24 horas, denominado en Chile como el Centro de Despacho y Control del CDEC (CDC).
- **Operador de Mercado:** Administra, coordina el mercado de compra/venta de energía y potencia, interactuando con el operador de red y otros actores del sistema, denominado en Chile como la Dirección de Operaciones del CDEC (DO).
- **Generador Convencional:** Representa aquellas empresas propietarias de centrales generadoras de energía eléctrica del tipo térmicas e hidráulicas sobre 20 MW que inyectan al sistema eléctrico.
- **Generador No Convencional o ERNC:** Representa aquellas empresas propietarias de centrales generadoras de energía eléctrica del tipo solar, eólica, geotérmicas, de biomasa e hidráulicas no convencionales que inyectan al sistema eléctrico.

- **Transmisión:** Representa a las empresas que operan en diferentes niveles de tensión y se encargan de llevar energía y potencia eléctrica a los centros de generación hasta los puntos de consumo.
- **Cliente Regulado:** Consumidor que tiene sus pagos por energía y potencia definidos por ley (CNE) y que son renovados cada 4 años a través de un proceso que involucra a las diferentes empresas del sistema eléctrico.
- **Cliente Libre:** Consumidor que no tiene sus precios regulados por ley y cuales son obtenidos a través de una negociación entre él y la empresa generadora a través de contratos privados.

2.2.3 Modelo Económico del Mercado

El modelo que rige en Chile es del tipo Pool² con participación obligatoria y con la existencia de contratos bilaterales de tipo financiero [4]. Este mecanismo está encargado de establecer el precio de mercado de corto plazo de la electricidad o también llamado mercado SPOT, el cual se obtiene a través de una operación económica centralizada por parte del operador del sistema (CDEC).

El despacho es controlado por el Centro de Despachos Económico y de Carga (CDEC), el cual lo determina según una lista de méritos, o una lista creciente de costos variables de operación de las generadoras, dando preferencia a aquellas más baratas ya sea por su matriz energética o por su eficiencia, entregando un incentivo para una inyección de bajo precio hacia el sistema eléctrico.

El mercado de largo plazo esta definido por contratos entre las empresas generadoras y los grandes consumos del país, donde el precio y condiciones de compra y venta están establecidos en un contrato bilateral.

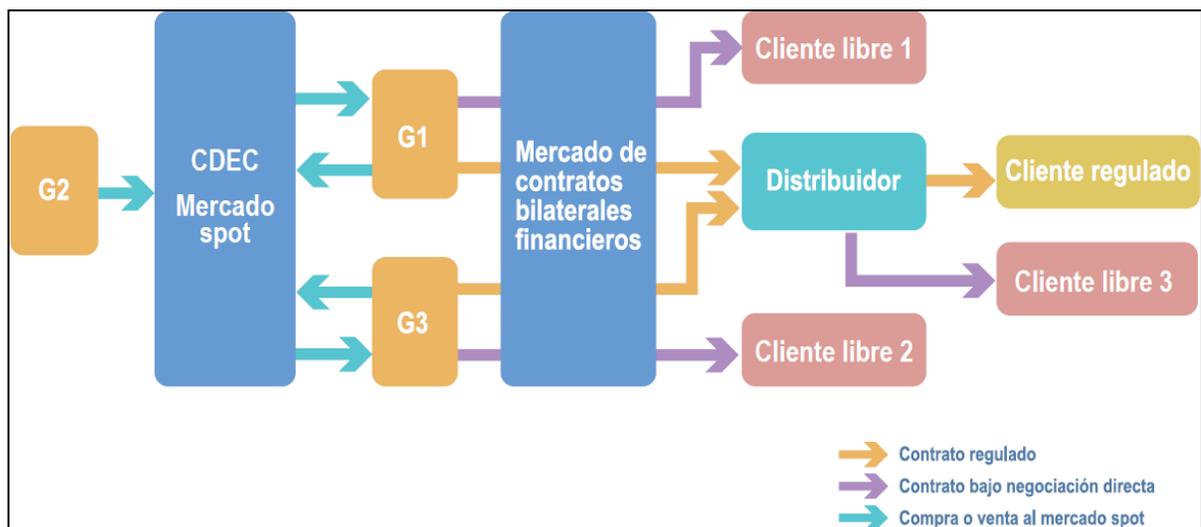


Ilustración 2: Mercado Mayorista Chileno, Fuente: CNE [4, p. 52]

² Pool: Mercado de Electricidad de corto plazo donde los vendedores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad, los generadores son despachados para suministrar la demanda. Un pool abarca las funciones de una bolsa y un operador de sistema.

Cabe mencionar que los contratos entre la distribuidora y los clientes libres no participan dentro del mercado mayorista, ya que está incluido dentro de las transferencias de energía y potencia.

2.2.4 Normativa y Regulación Nacional

La primera Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) se dictó en 1925, mediante el Decreto de Ley N° 252, pero este no fue el primer acercamiento por parte de los legisladores al ámbito eléctrico, sino que fue en el año 1904 donde a través de la Ley N° 1665 llamada “Prescripciones para la concesión de permisos para la instalación de empresas eléctricas en la Republica”, encargada de facultar al Presidente de la Republica el poder de entregar concesiones eléctricas y autorizar la ocupación de bienes nacionales o fiscales con líneas eléctricas.

Actualmente nuestra regulación eléctrica esta basada en el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería (LGSE), al cual se le han realizado variadas modificaciones a medida que el mercado eléctrico chileno evoluciona, incorporando las energías renovables no convencionales hasta las normas necesarias para entregar un servicio con calidad y suficiencia.

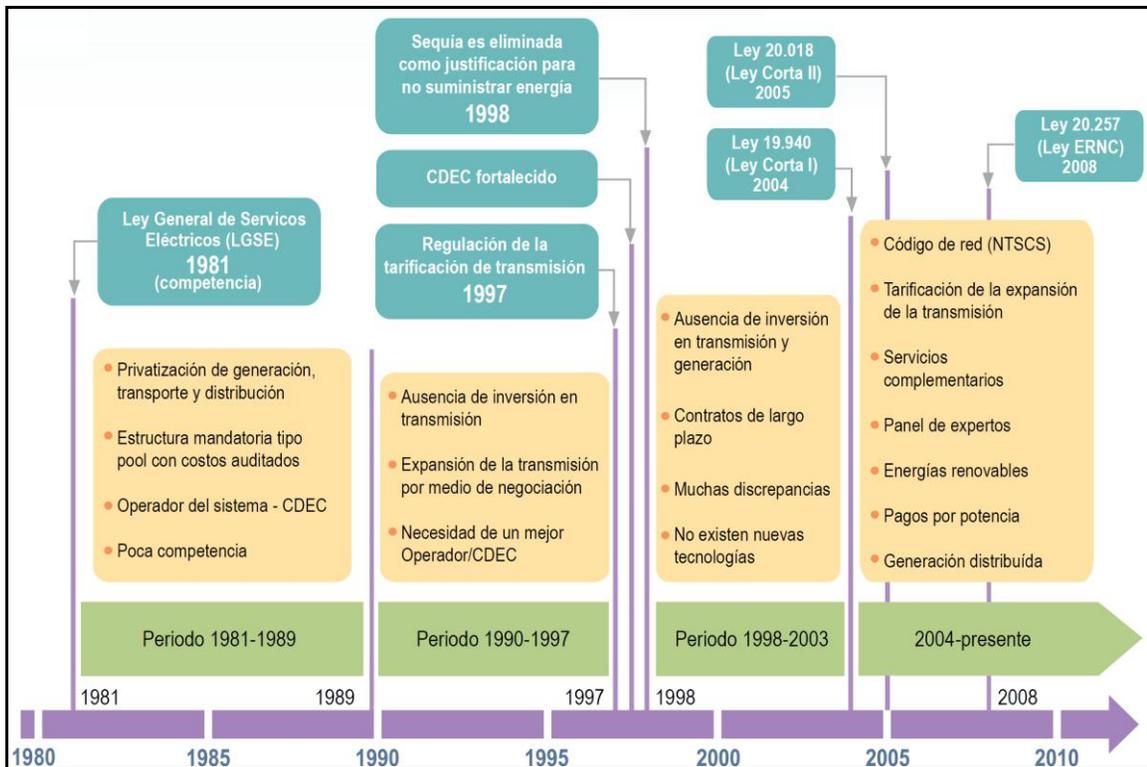


Ilustración 3: Evolución de la legislación base del mercado chileno. Fuente: CNE [4, p. 103]

En el Anexo 10.1 de este documento se pueden encontrar aquellas normas, decretos y procedimientos que son necesarios para la operación de la central diesel entre las cuales se puede nombrar la DFL 4, Ley Corta I y II, los procedimientos de Compensaciones RM 39 o de Interconexión, además de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

2.3 Descripción de la Generación

2.3.1 Introducción

El sistema eléctrico está compuesto por las centrales de generación, las líneas de transmisión y los clientes, estos se agrupan geográficamente y se organizan de forma independiente, donde en Chile se distinguen: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC) y dos sistemas de menor tamaño que son el Sistema Eléctrico de Aysén y el de Magallanes.

Cada una tiene características especiales definidas por el clima, que limitan y definen los recursos disponibles para la generación, donde para el SING el costo de la energía es dependiente de los combustibles importados, como el carbón, el gas natural licuado (GNL) o el diesel, además de la obtención del agua necesaria para el proceso de producción, que es cada vez más difícil de obtener. A pesar de estas dificultades, el norte tiene un gran potencial en la generación de energía solar, por concentradores solares o paneles fotovoltaicos, y en la explotación de la energía geotérmica, tecnologías que son sustentables y amigables con el medio ambiente, que podrían diversificar la matriz y reducir a largo plazo el valor de la energía.

2.3.2 Sistema Interconectado Central

Este sistema está distribuido entre la II y la X región, incluyendo la XIV y la región Metropolitana, nacido del interés de alimentar la ciudad de Santiago, Talcahuano y Valdivia, creció bajo el manto de Endesa, cuando era parte del estado. Entre el año 1969 y 1985, se estableció una planificación y ejecución de grandes proyectos que incluía grandes centrales como Rapel, El Toro y sus respectivas líneas de transmisión, con el objetivo de componer un sistema eléctrico confiable que potenciará el progreso y el futuro de Chile.

La matriz de generación del SIC esta compuesta principalmente por centrales hidráulicas de embalses, seguidas por centrales térmicas a gas, generando sobre 43.000 GWh anuales en el 2011 y alimentando el 92.3% de la población chilena. Actualmente posee una potencia instalada sobre los 12 GW, donde el 45% corresponde a energías renovables, siendo el más grande de los sistemas interconectados [5].

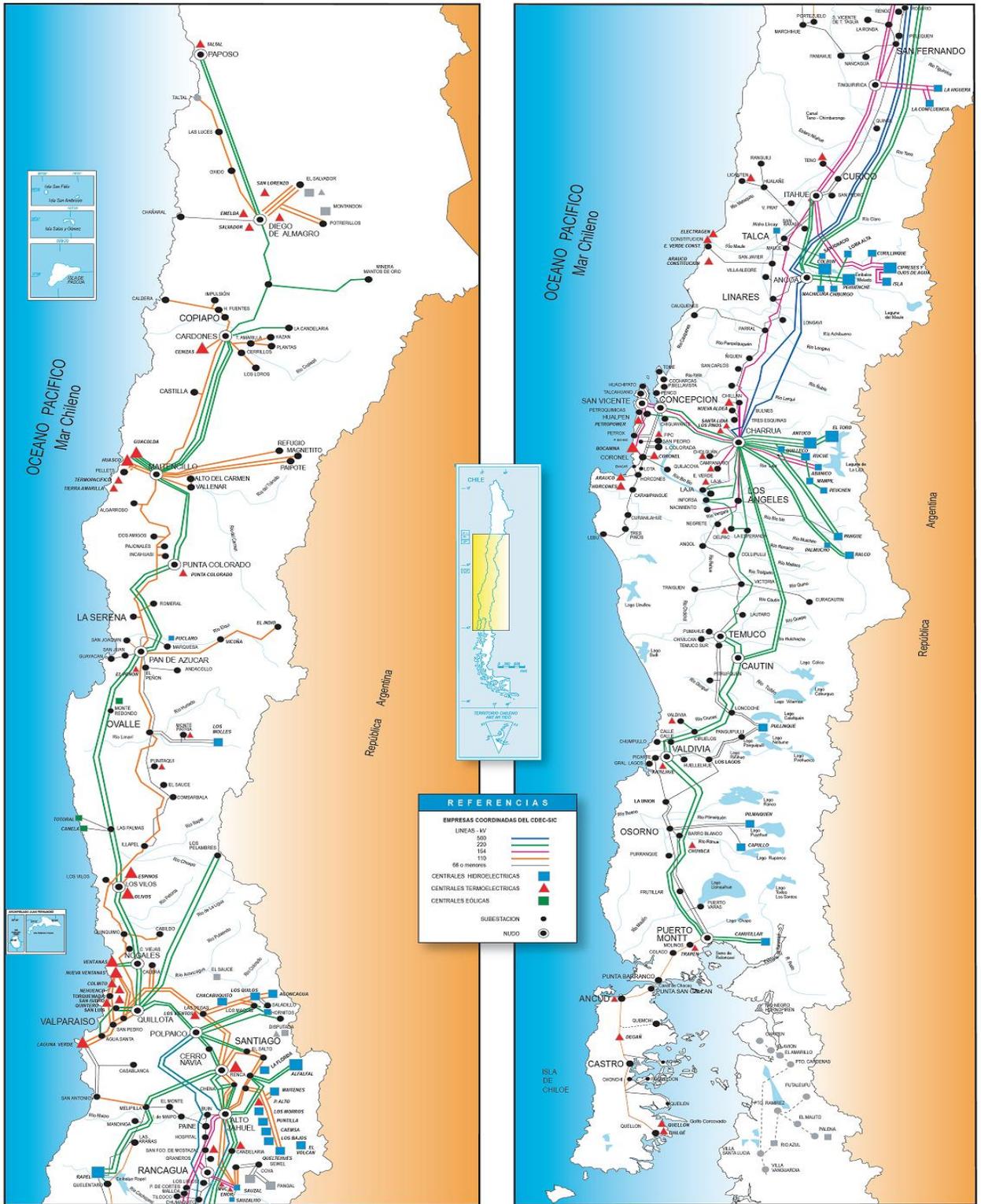


Ilustración 4: Sistema Interconectado Central (SIC)

2.3.3 Sistema Interconectado del Norte Grande

El sistema interconectado del norte de Chile fue iniciado gracias a los grandes consumos del área, que en este caso es representado por las mineras y pequeños pueblos en el litoral. Todo comenzó con las faenas en Chuquicamata por el año 1935, cuando tanto los generadores y las líneas eran usualmente desarrolladas de forma privada, siendo en 1975 cuando las conexiones entre los pueblos comenzó a ser relevante. Ya en el año 1985 el SING estaba conformado como un sistema interconectado, logrando para el año 2011 transar una generación mensual de 1.142 GWh.



Ilustración 5: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) Actual [6]

Actualmente el SING representa a las centrales y líneas de transmisión que abastecen los consumos de la primera y segunda región, donde un 90% de los retiros son adjudicados a la industria minera y el resto a las empresas de distribución [6].

2.3.4 Negocio de la Generación

Para el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), la matriz energética está marcada por las centrales térmicas, algo razonable pensando que el sistema se encuentra en una zona desértica, donde en el Gráfico 1 y en el Gráfico 2 se pueden observar los porcentajes más relevantes sobre la capacidad instalada por empresa y combustible.

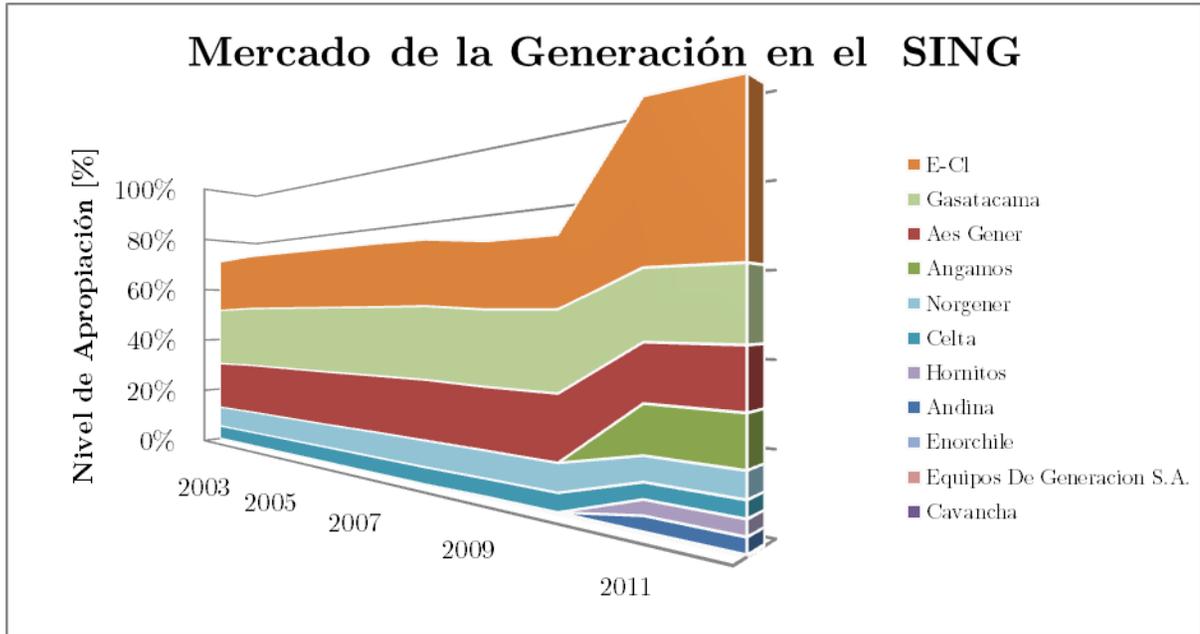


Gráfico 1: Capacidad instalada por empresas en el SING [fuente: CDEC-SING]

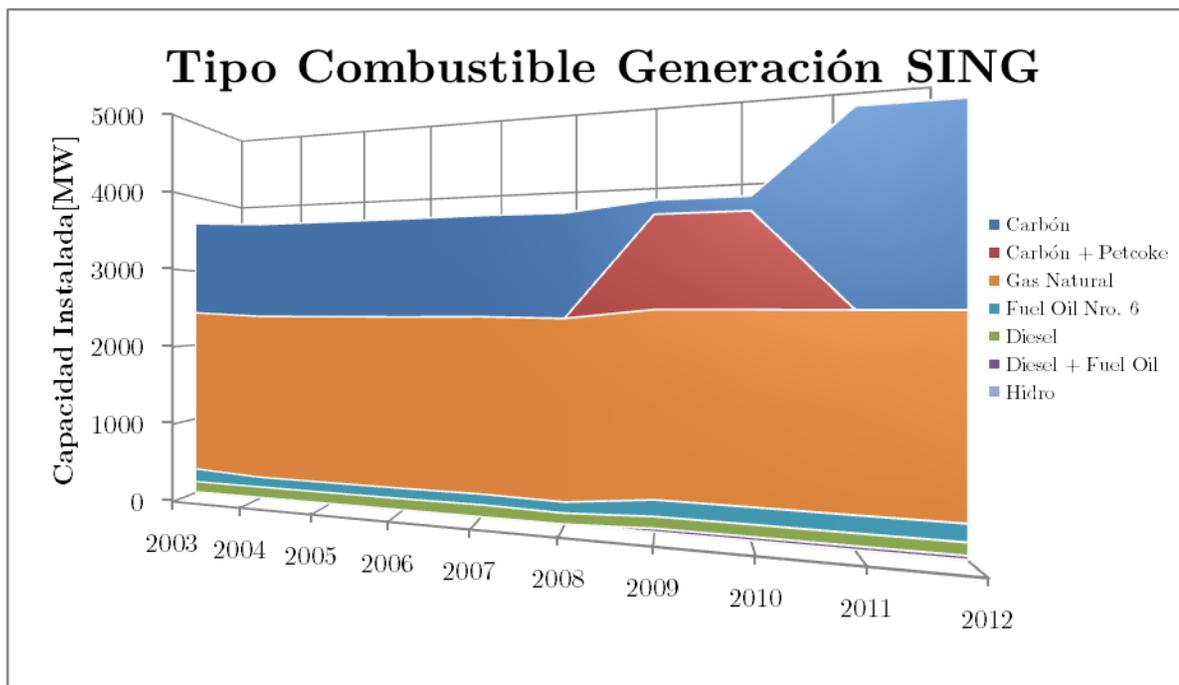


Gráfico 2: Capacidad Instalada por combustible en el SING [Fuente: CDEC-SING]

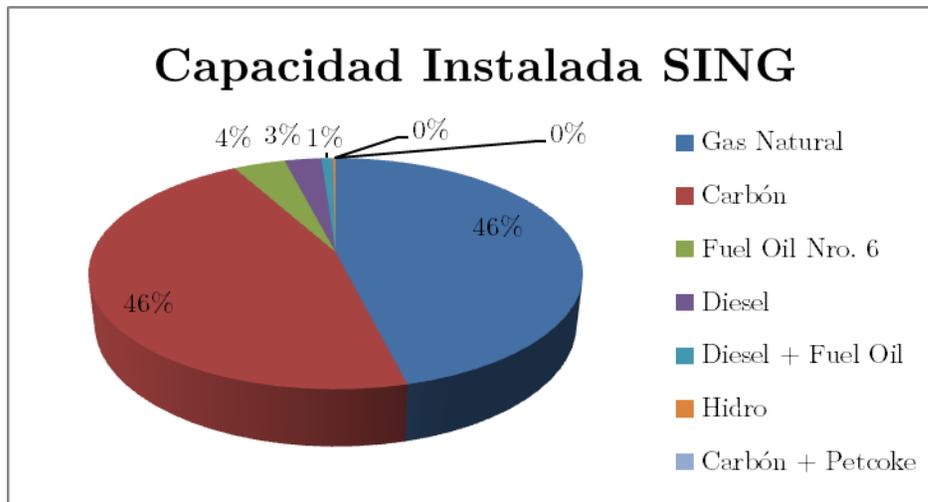


Gráfico 3: Capacidad instalada por combustible en el SING del 2012 [Fuente: CDEC-SING]

El negocio de la generación tiene 3 tipos de clientes:

- Clientes libres: establecen contratos bilaterales a precios convenidos entre ambos.
- Clientes regulados: posee precios definidos por ley o precios nudos.
- Generadoras: realizan traspasos o transacciones de energía y potencia a costo marginal y precio nudo de potencia, respectivamente.

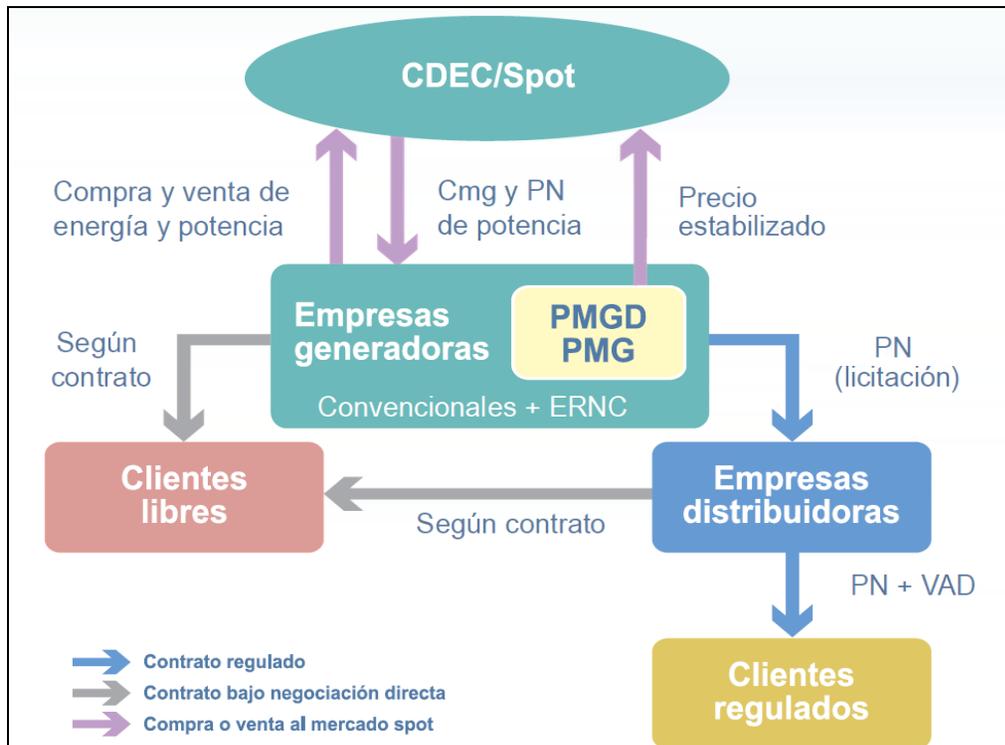


Ilustración 6: Modelo de Negocios del mercado eléctrico. Fuente: CNE [4, p. 53]

El precio nudo de potencia es el costo que se reconoce a los generadores por su aporte para suplir la demanda de punta del sistema y esta se estima considerando el costo de inversión necesario para dar suministro en condiciones de demanda máxima en el sistema a través de una turbina a gas. [4]

Otro aspecto que forma parte de la generación son los servicios complementarios (SSCC), que son aquellas prestaciones que permiten dar seguridad al sistema, entre ellas, se pueden nombrar el control de frecuencia, control de tensión y el plan de recuperación de servicio, ya sea bajo un estado normal de operación o contingencias. Las remuneraciones recibidas por estos servicios están en directa relación con los costos incurridos por la prestación, los cuales son valorados en forma independiente por el CDEC SING o SIC según cada sistema interconectado.

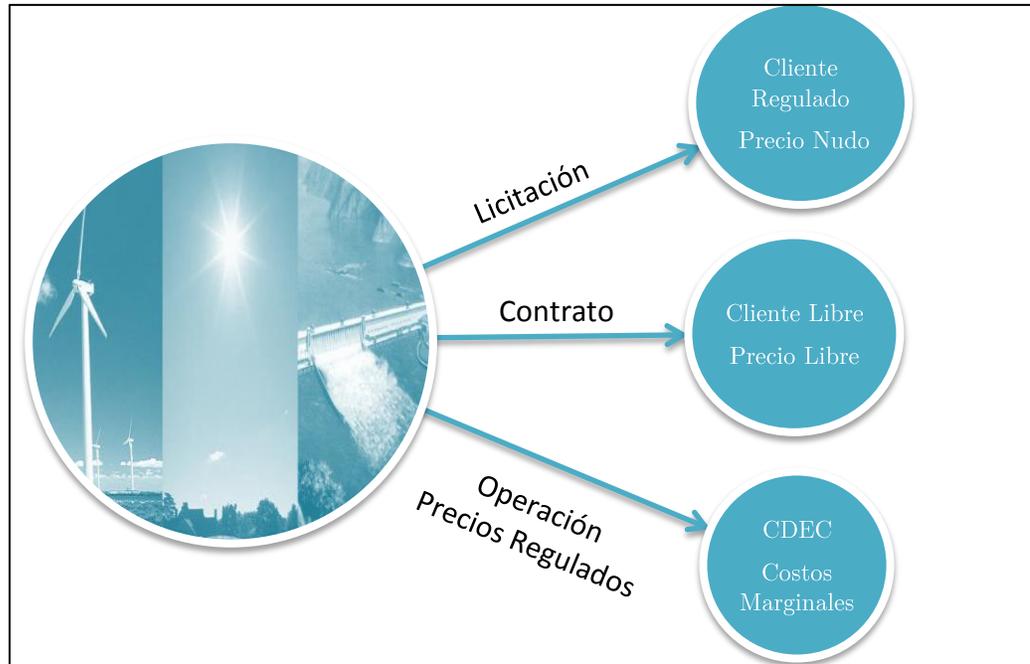


Ilustración 7: Modelo de Negocio de los Generadores

El negocio operacional tiene ingresos por la energía inyectada al sistema, por potencia firme y gastos debido a los costos operacionales y por peajes, debido al uso del sistema troncal, por lo tanto la siguiente ecuación representa las utilidades de las generadoras [7].

$$Neg. Operacional = \sum_{\substack{i=1 \\ j=1 \\ k=1}}^{\substack{l \\ m \\ n}} E_{ij} \cdot CMg_{ik} + \sum_{\substack{j=1 \\ k=1}}^{\substack{l \\ m}} P_{Firme_j} \cdot P_{Nudo_k} - \left(\sum_{i=1}^n G_i \cdot CV_i + Peajes_{STT} \right) \quad (1)$$

En la primera parte de la ecuación se puede encontrar el término E_{ij} , que representa la energía inyectada en la hora i por la unidad generadora j y el término CMg_{ik} , que representa el costo marginal del sistema en la hora i en el punto de inyección k .

En la segunda parte de la ecuación están los ingresos por potencia firme donde el término P_{Firme_j} es la potencia firme de la unidad generadora j y P_{Nudo_k} es el precio nudo de la potencia en el punto de inyección k .

En la tercera parte se especifican los costos relacionados con el negocio operacional, donde el termino G_i es la potencia generada por la central i -ésima, el término CV_i representa los costos incurridos en la generación, estos son representados por los costos combustibles y los no combustibles.

Los costos combustibles están relacionados a los insumos directos y más relevantes en la generación como por ejemplo, el diesel, el carbón o gas, entre otros, y los costos de no combustibles están relacionados a aquellos elementos necesarios para que las máquinas funcionen, como por ejemplo el aceite de sus engranajes, los líquidos refrigerantes, entre otros.

El cuarto término de la ecuación es el costo o peaje debido al uso de las líneas del sistema interconectado entre el punto de inyección y el retiro, está compuesto por el uso de las líneas troncales y de subtransmisión declaradas como tal por la Comisión Nacional de Energía.

Las centrales generadoras, no solo puede obtener ganancias a través del negocio de la operación, sino también por el negocio comercial. Este negocio está basado en la creación de contratos bilaterales, donde no necesariamente es la misma empresa la que se encargará de generar la energía y la potencia que requiere entregar, para comprender mejor el concepto, a continuación se muestra la ecuación representativa de este negocio [7].

$$\begin{aligned} \text{Negocio Comercial} = & \text{Venta a Clientes} - \text{Compra Energía y Potencia al Sistema} \\ & - \text{Peajes STT} - \text{Peajes STx} - \text{Peajes STa} \end{aligned} \quad (2)$$

En la ecuación anterior se describen los ingresos como las ventas de energía y potencia a los clientes del sistema interconectado ya sean libres o regulados, y los costos que están referidos con comprar energía y potencia al mercado Spot o a algún generador, con el cual se tiene un acuerdo precio a través de un contrato. El siguiente punto son los costos o peajes por el uso del sistema de transmisión troncal, el de subtransmisión y el adicional, en caso que corresponda.

El ingreso por ventas tiene variadas aristas, dependiendo principalmente del tipo de cliente con el cual se realizó el contrato. Para un cliente libre los precios están fijados entre ambas partes y el nivel de ganancias estará definido por la capacidad de negociación de la empresa, y si el cliente es uno regulado, los precios de ventas están definidos por el precio nudo de corto plazo establecido por la CNE, y el precio nudo de largo plazo, definido con las licitaciones públicas.

Finalmente, hay otros ingresos que reciben las generadoras, estos son parte de la Resolución Ministerial N°39 y que incorpora la operación de centrales en situaciones excepcionales tales como cuando el costo marginal de la barra se encuentra por debajo de sus costos variables, profundizaremos más sobre los detalles de este tema en la sección 10.1.2A del presente documento.

2.3.5 Funcionamiento de un Generador Diesel

Este tipo de centrales son de pequeña a mediana capacidad y pueden utilizar varios tipos de combustibles, si tienen los filtros necesarios, entre los cuales podemos encontrar el diesel que es un derivado del petróleo refinado y de mayor eficiencia que la segunda mayor opción, correspondiente al petróleo N°6 (fuel oil o petróleo pesado) que es el residuo del proceso de destilación fraccionada del petróleo, y que se comercializa a un precio menor. Cualquiera sea el combustible que utilicen el funcionamiento es similar al modelo que se observa en la Ilustración 8.

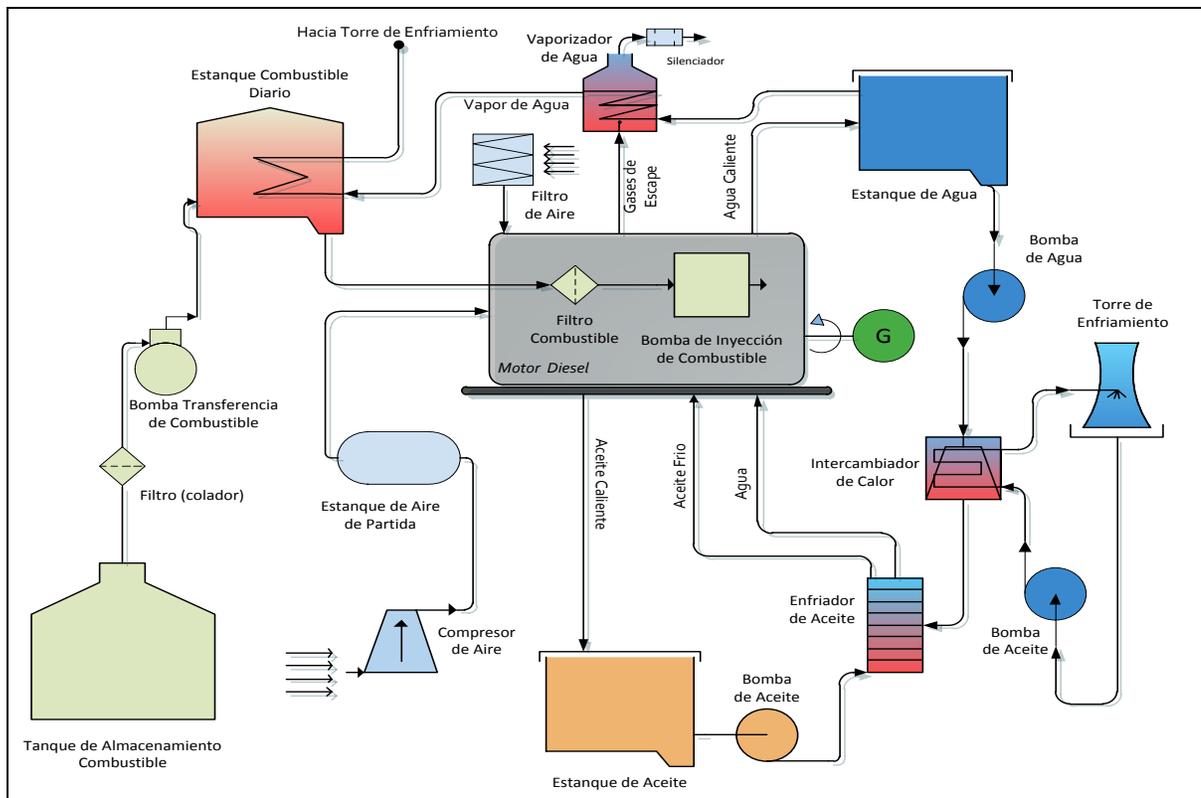


Ilustración 8: Modelo de funcionamiento general de una central generadora diesel

El componente principal de la central es el motor diesel que puede ser usualmente de 2 o 4 tiempos, el cual tiene claras ventajas de eficiencia sobre los motores a gasolina, además de menor ruido y menos mantenimiento.

Estas máquinas usan filtros de aire y turbo cargadores para limpiar el polvo del aire e inyectar con una mayor presión el aire que va a la cámara de combustión, ya que de esta forma aumentan la potencia generada por el motor.

El sistema de escape, en este caso, incluye un silenciador y un sistema de evaporación de agua, que sube la temperatura del petróleo que consume la central, y así aumentar la eficiencia del ciclo de combustión.

El sistema de combustible puede constituirse por 2 o más estanques, uno para almacenar grandes cantidades de petróleo necesario para periodos largos de tiempo y otro para el uso en corto plazo o diario. Antes de su utilización pasa por varios filtros que se encargan de eliminar las impurezas y en este caso por un serpentín con vapor que aumenta su temperatura. Hay casos, como el de la central Mantos Blancos, que las partidas de las máquinas requieren de un combustible diferente, como diesel o una mezcla con petróleo pesado.

El ciclo tiene varios intercambiadores de calor ya sea enfriando o calentando el agua o el aceite que se utiliza en el proceso. En el caso de la central de Mantos Blancos existen 2 sistemas de refrigeración, el primero utiliza agua desmineralizada para enfriar la caja de válvulas y los inyectores y el segundo sistema se encarga de enfriar el aceite y las camisas del motor pero usando agua no tratada. El agua desmineralizada es también usada para aumentar la temperatura del combustible de la central, a través de una caldera avivada con los gases de escape de los motores.

2.4 Experiencia Nacional

2.4.1 Caso Central Campanario

Esta central térmica posee una potencia nominal de 220 MW, antes de la quiebra perteneció en un 80% a Southern Cross y en un 20% a Gasco generando utilidades con la potencia firme, ya que sus altos costos variables impedían que el CDEC los despachara con la lista de mérito, en otras palabras era un central de respaldo del sistema. El hecho de pertenecer al grupo de los generadores, les permite ciertos beneficios como el acceso al mercado Spot, donde pueden comprar energía y potencia a costo marginal y así, sin la necesidad de inyectar, pueden comprar más barato a otras empresas y vender a un precio razonable actuando en el mercado como un comercializador.

En 2009 participó en las licitaciones de contratos, adjudicándose los retiros de Saesa y CGE por un total de 1.750 GWh/año, estos acuerdos tenían una duración de 12 y 14 años respectivamente, y que según sus análisis tuvieron un buen precio de venta para la proyección del costo marginal que ellos realizaron, pero el año 2010 fue un año seco, junto con el terremoto que atrasó las puestas en marcha de las centrales a carbón (más baratas que las centrales diesel) subió el costos de comprar energía (200 USD\$/MWh) por sobre el precio que ellos estaban cobrando (104 USD\$/MWh) generando pérdidas que después de 4 años de operación causó la quiebra de la empresa.

El modelo de un comercializador puro aún no es permitido por la ley, pero el negocio puede tener buenas rentabilidades si es que los contratos incluyen buenas indexaciones y cláusulas comprensivas ante los cambios en el sistema, siendo estos puntos los que definieran a Campanario como la primera empresa eléctrica que se declarase en quiebra.

2.4.2 Caso Compañía Minera Quebrada Blanca

Compañía Minera Quebrada Blanca S.A. es una empresa en pleno desarrollo y que al poseer 10 unidades de generación diesel de 4 MW cada una, trató de incorporarse al sistema interconectado como un autoprodutor con el objetivo de vender sus excedentes, aproximadamente 2 MW, al mercado Spot y así, obtener ganancias adicionales.

Este hecho fue detenido por las empresas generadoras del directorio del CDEC SING apelando a dos puntos especificados en la ley vigente; el primero señala que los retiros solo pueden realizarse a través de contratos y que sólo las empresas generadoras tienen tal derecho, sin especificar casos especiales como los autogeneradores, el segundo punto menciona la imposibilidad de inyectar sin antes conocer los resultados del informe de seguridad emitidos por el CDEC o un plazo los 6 meses de espera.

Ante estos hechos, la minera se defiende explicando en la reunión de Directorio Ordinaria, que cumple con las normativa especificadas para ser calificado como autoprodutor, por lo tanto tenía acceso al mercado Spot y a la energía a costo marginal, pero que aceptaba su retiro argumentando al hecho de no querer afectar la seguridad del sistema.

Estos hechos dejan en evidencia la falta de normativa ante la aparición dentro del sistema interconectado a empresas que deseen satisfacer sus propios consumos o como manejar sus excedentes dentro de los balances y valorizaciones de energía y potencia, donde las empresas generadoras ven como un peligro el acceso de sus clientes al mercado Spot o al costo marginal, debido a que los contratos usualmente tienen precios mayores, siendo este extra parte importante de los beneficios de su negocio.

Para evitar este tipo de inconvenientes, lo más usado es separar el sector de generación del cliente o del consumo, para tomar forma como una empresa de generación independiente, desechando la aplicación del modelo de autogenerador hasta que la ley se desarrolle lo suficiente.

Finalmente una vez terminada la discusión legal, la compañía minera realizó un contrato con una empresa generadora para manejar sus retiros de energía y potencia, pero a un precio competitivo que hubiera sido difícil de lograr sin tener este activo a disposición.

Uno de los puntos que la normativa debe definir para lograr que esta definición de autoprodutor sea factible, es establecer una normativa que entregue una guía de operación para el CDEC en caso de que las unidades generadoras entren en mantención o fallen. Para esto una posibilidad es el permitir el acceso directo al mercado Spot en caso de situaciones anormales, para así poder satisfacer su consumo de forma continua o los contratos asociados a sus excedentes, y no a través de una empresa generadora ya que esto no permitiría entregar precios competitivos a sus clientes.

2.5 Comentarios Finales

EL modelo económico del mercado eléctrico chileno fue el pionero en el desarrollo de un sistema competitivo que se encargue de entregar este servicio a quienes lo necesiten. Impulsado en un principio por las ciudades más grandes y los consumos industriales y mineros, ahora extendido a cualquier persona del país. Con una matriz energética compuesta principalmente por centrales térmicas basadas en carbón y gas natural licuado, centrales renovables hidráulicas y eólicas, y con claras proyecciones de incluir energía solar y geotérmica.

El mercado eléctrico ha tenido grandes cambios como consecuencia de la maduración de la legislación, últimamente enfocada hacia un horizonte sustentable que disminuya la necesidad de los combustibles importados y potenciando los pequeños medios de generación conectados tanto en los sistemas de transmisión como en los de distribución pero con claros objetivos de conservar la seguridad y mantener bajos los precios del sistema.

La normativa esta siempre en la búsqueda de entregar los incentivos necesarios para un desarrollo correcto de la generación, la transmisión y la distribución tomando en cuenta el bienestar tanto de un mercado creciente sin dejar de lado la calidad del servicio, que es finalmente lo más relevante para los clientes o las personas. Dentro de este negocio siempre existen casos que por malas decisiones o imprecisiones legislativas llevan a las empresas a no poder ejercer sus derechos, como los de autoproducción o vender a precios más bajos de los que compran, hechos que son parte de la experiencia y que absorberán sus pares y las autoridades, para lograr finalmente un mercado eléctrico más confiable y seguro.

3 Descripción de la Central Diesel de Mantos Blancos

3.1 Introducción

La casa de fuerza fue comenzó a ser construida en 1979, cuando el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) no existía para alimentar la faena minera Mantos Blancos. La central comprende 10 máquinas diesel que dan un total de 28,64 MW de potencia bruta total y este valor representa el 70,2% de la generación con Diesel + Fuel Oil del SING actual [6].

El contrato realizado entre la Empresa Minera Mantos Blancos y ex EDELNOR (E-CL) por la operación de la casa de fuerza es efectivo desde 1995, el cual tiene una duración de 8 años siendo válido hasta el año 2013. Por lo tanto durante el periodo restante es necesario analizar las posibles alternativas de negocios que se puedan generar al liberar a la casa de fuerza. Para esto, en el siguiente capítulo se expondrán las características más relevantes de la central diesel Mantos Blancos, entre las que se puede nombrar; la localización, los parámetros de las unidades generadoras, el sistema eléctrico que rodea a la central y la operación de los años anteriores.

3.2 Localización

La central diesel Mantos Blancos se encuentra en la segunda región a 70 Km. de Antofagasta, en las dependencias del yacimiento minero Mantos Blancos que pertenece a Anglo American Norte.



Ilustración 9: Localización de la central diesel Mantos Blancos. [Fuente: Google Earth]



Ilustración 10: Líneas de transmisión adicionales que llegan a la central diesel.

3.3 Descripción de la Casa de Fuerza

Las dependencias de la casa de fuerza están compuestas por 9 sectores los cuales son:

1. Planta, donde se encuentran los generadores de la central.
2. Taller de mantenimiento.
3. Vestidores y baños.
4. Estanques de combustible.
5. Sector de enfriamiento del agua y el aceite, proveniente de los radiadores de los motores.
6. Sector de calentamiento de combustible para las calderas y los estanques diarios.
7. Bodega de residuos y sustancias peligrosas
8. Sector de oficinas Mantos Blancos.
9. Sector de oficinas del administrador de la central (E-CL).

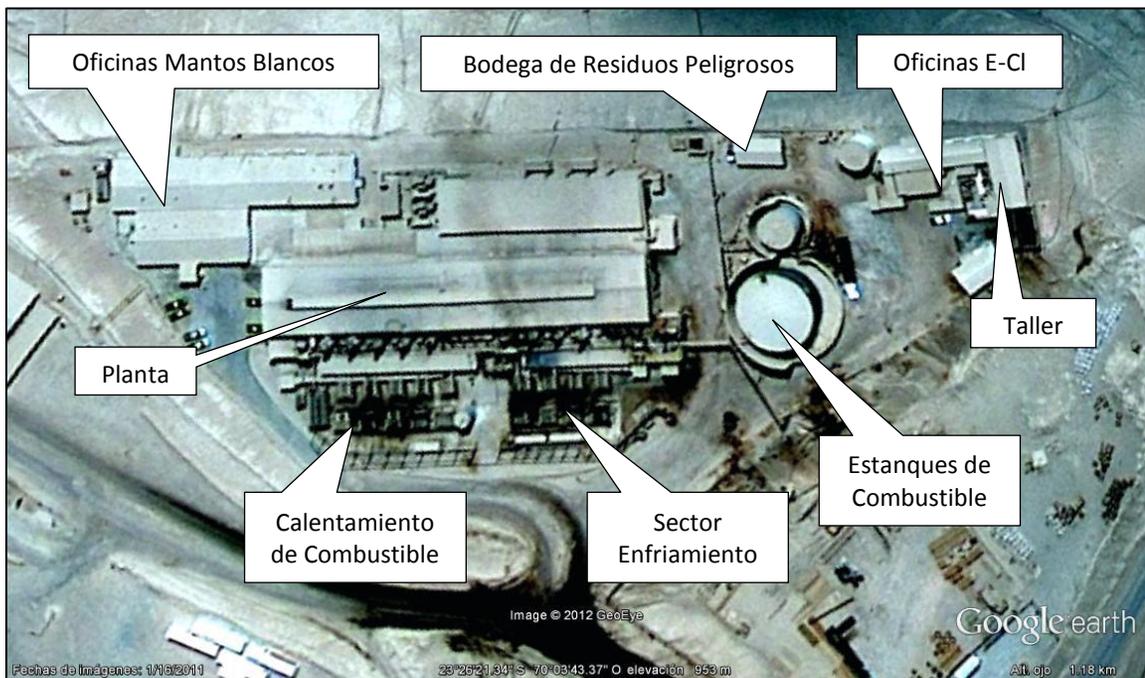


Ilustración 11: Composición de la central diesel Mantos Blancos. [Fuente: Google Earth]

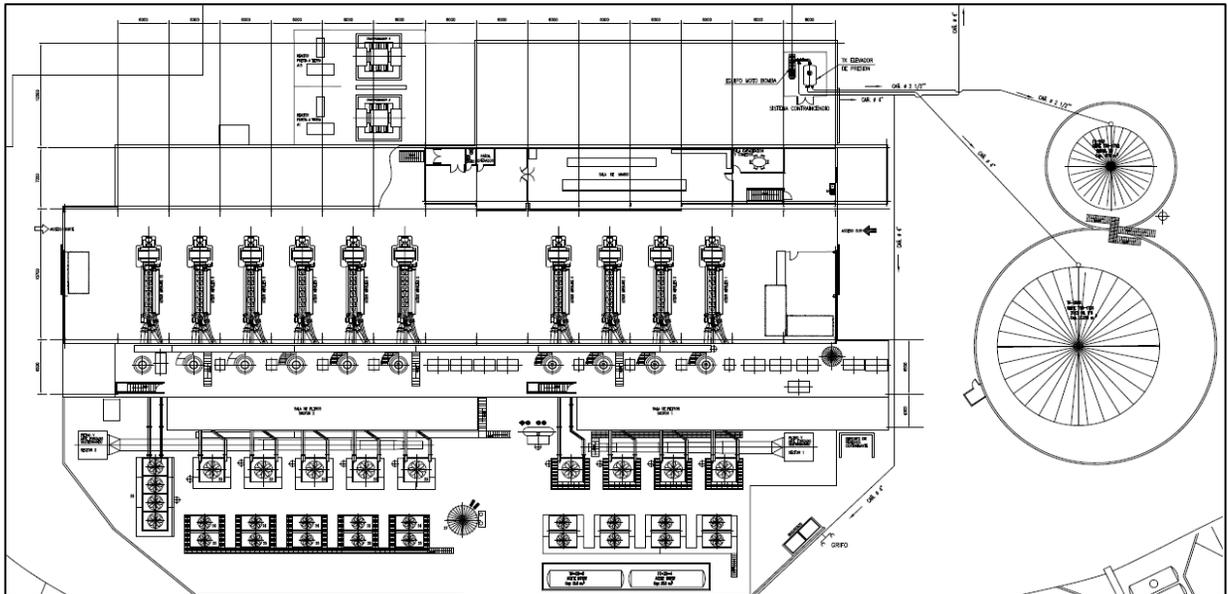


Ilustración 12: Plano Casa de fuerza Mantos Blancos

La planta consta con un espacio interior de 3.000 m², donde se pueden encontrar las siguientes áreas:

1. Subterráneo.
 - a. Sistema de partida con aire comprimido (compresor y estanques acumuladores).
 - b. Válvulas termostáticas.
 - c. Sistema de ventilación (ductos de ingreso de aire exterior)
 - d. Canalizaciones de tendido eléctrico alta tensión.
2. Primer Piso.
 - a. Diez generadores.
 - b. Tableros eléctricos de cada motor.
 - c. Bodega de repuestos y materiales
 - d. Grupo electrógeno para emergencias.
 - e. Sala eléctrica de alta tensión.
 - f. Bodega de herramientas.
 - g. Sistema de protección contra incendios en base a espuma para estanques de combustible.
 - h. Bodega banco de baterías.
 - i. Baños y vestidores.
3. Segundo Piso.
 - a. Sala de control.
 - b. Comedor
 - c. Vestidores
 - d. Oficinas

El área exterior de la casa de fuerza es un terreno de 1.400 m² que incluye el sector de enfriamiento y el de calentamiento de combustible. El sistema de refrigeración consta con 2 circuitos, el primero utiliza agua desmineralizada para reducir la temperatura de las válvulas y los inyectores, el segundo es con agua no tratada para enfriar el aceite y el agua de las camisas del motor.

El sistema de calentamiento de combustible utiliza los gases de escape de los motores a través de una caldera recuperadora que calienta el agua hasta transformarla en vapor, es transportada a través de serpentines hacia el fuel oil (petróleo pesado) que logra una temperatura entre 100 y 110°C.

La central cuenta con 28 estanques para diversos usos, donde los principales son los siguientes:

1. 11 estanques de diesel, con una capacidad de 8.773 m³, uno es utilizado para las paradas y partidas de los motores, nueve para el uso diario y el último para recuperación.
2. 9 estanques de fuel oil o petróleo pesado n°6, con una capacidad de 7.989 m³, son utilizados para el funcionamiento diario de los motores.
3. Estanque de agua, con una capacidad de 200 m³, para protección contra incendios y uso diario del sistema de refrigeración.
4. Estanque de Agua desmineralizada, con una capacidad de 54 m³, que es utilizada para la generación de vapor en la etapa de calentamiento del motor y para la de enfriamiento de las válvulas e inyectores.
5. 2 estanques de aceite, con una capacidad de 25 m³, para la lubricación de los motores.
6. 2 estanques de diesel con fuel oil, con una capacidad de 5.739 m³, para el centrifugado.
7. 2 estanques de residuos, con capacidad de 25 m³, para la recepción de las borras.

3.4 Descripción Sistema Eléctrico de la Central

Como se puede observar en la Ilustración 13, las líneas de alta tensión de Laberinto y Chacaya 220 KV llegan hasta la subestación principal de Mantos Blancos, la que contiene los elementos para el manejo del consumo y generación de la central.

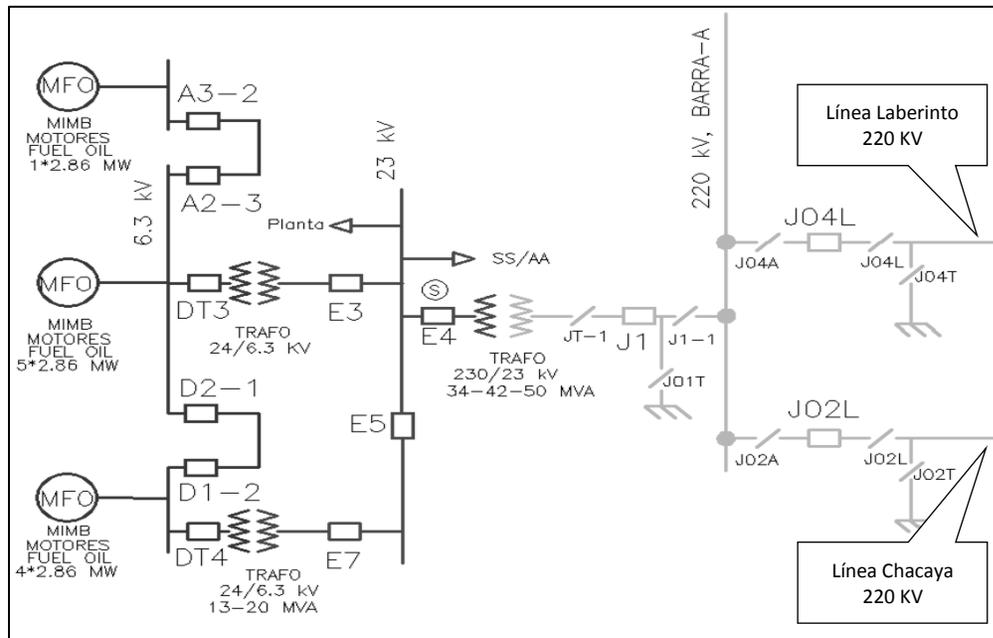


Ilustración 13: Plano eléctrico simplificado de la central diesel Mantos Blancos.

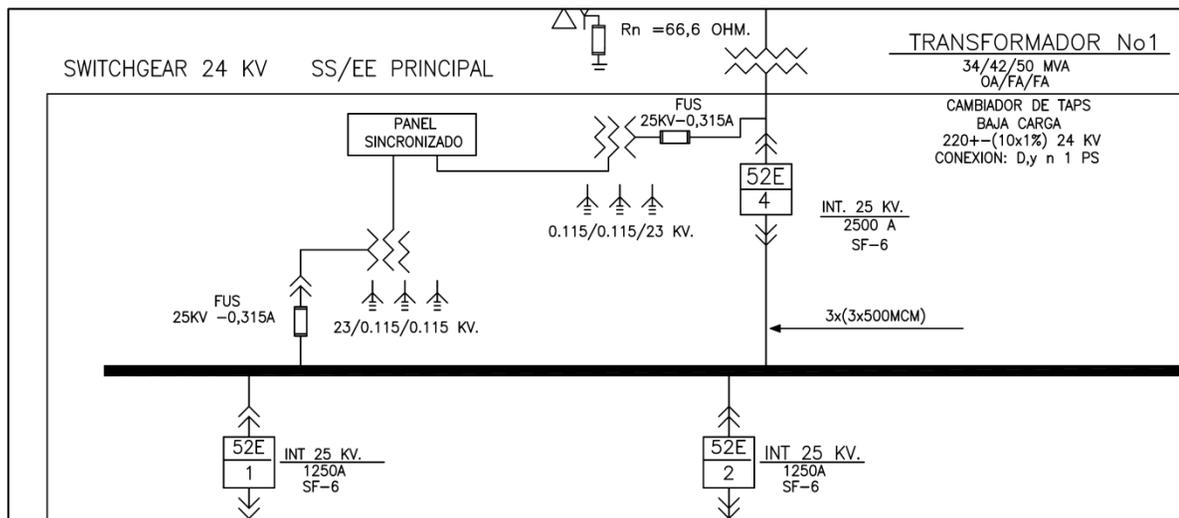


Ilustración 14: Parte de la subestación principal de Mantos Blancos.

Posteriormente se ubica el transformador que modifica la tensión desde los 220 KV hasta los 23 KV con una capacidad de 50 MVA con máxima disipación, con cambiador de *tap* bajo carga y conexión Dy1.

En la Ilustración 14 se observa que la barra de 23 KV tiene 7 derivaciones manejadas por el *switchgear* desde la subestación principal, donde además se encuentra el sistema de seguridad a través de los fusibles, el de control a través de los interruptores en SF-6 y la distribución a través de líneas de 23 KV hacia los sectores más lejanos de la faena.

En la Ilustración 13, se observa que la conexión de la casa de fuerza llega a través de 2 transformadores de 20 MVA cada uno, derivados desde la subestación principal, donde la barra de 6,3 KV se encarga de alimentar los consumos principales de la faena, como los molinos, y conectar los bornes de las máquinas generadoras.

3.5 Descripción de los Generadores

La instalación de los 10 generadores comenzó en 1979, estos fueron manufacturados por Mirrless Blackstone y corresponden al modelo K8 Major, mayores características a continuación.

Tabla 3-1: Valores nominales del Motor Mirrlees Blackstone modelo K-8 Major.

Descripción	Valor		
Tipo Motor	K8 Major Mk2, 500 rpm, 17.24 bar BMEP		
Turbo cargador	Brown Boveri VTR354		
Flujo de masa de aire	6.05 kg/sec (típico)		
Temperatura de salida del compresor	152°C (18°C en la toma de aire) 165°C (30°C en la toman de aire)		
Velocidad del turbo cargador	20.500 rpm (18°C en la toma de aire) 20.000 rpm (30°C en la toman de aire)		
Depreciación de la aspiración	Max. Permitido en la entrada turbo 15.0 m bar		
Carga de referencia	2.984 brake KW, 100% carga		
Temperatura del colector de aire (100% carga)	-50°C (30°C ambiente)		
Presión de impulso (100% carga)	-1.9 bar (30°C toma de aire) -.2.0 bar (18°C toma de aire)		
Especificaciones del consumo de combustible			
Carga [%]	100	75	50
Salida [bkW o brake kilowatts ³]	2.984	2.238	1.492
Consumo [g/bkWh] (NCV -42.7 MJ/Kg ⁴)	190.0	190.0	193.0

Las unidades generadoras trabajan a 500 rpm con un alternador Brush de 3.580 KVA, con una tensión en bornes de 6,3 KV y un factor de potencia de 0,8 en atraso o inductivo manejados bajo un centro de control.

UNIDADES	AÑO	POTENCIA
MIRRLEES N°1	1983	2.864 KW
MIRRLEES N°2	1979	2.864 KW
MIRRLEES N°3	1979	2.864 KW
MIRRLEES N°4	1979	2.864 KW
MIRRLEES N°5	1985	2.864 KW
MIRRLEES N°6	1983	2.864 KW
MIRRLEES N°7	1983	2.864 KW
MIRRLEES N°8	1983	2.864 KW
MIRRLEES N°9	1984	2.864 KW
MIRRLEES N°10	1990	2.864 KW
TOTAL DE POTENCIA INSTALADA		28.640 KW

Ilustración 15: Fecha de instalación de los generadores en la central diesel Mantos Blancos

³ Unidad de potencia de un motor, que se mide a través de aplicar un freno y medir el torque.

⁴ Unidad de contenido energético, mega julios de energía necesaria para hacer un kilogramo de producto.

A continuación se muestran las eficiencias y las transformaciones necesarias para la generación de la energía en las máquinas K-8 Major.

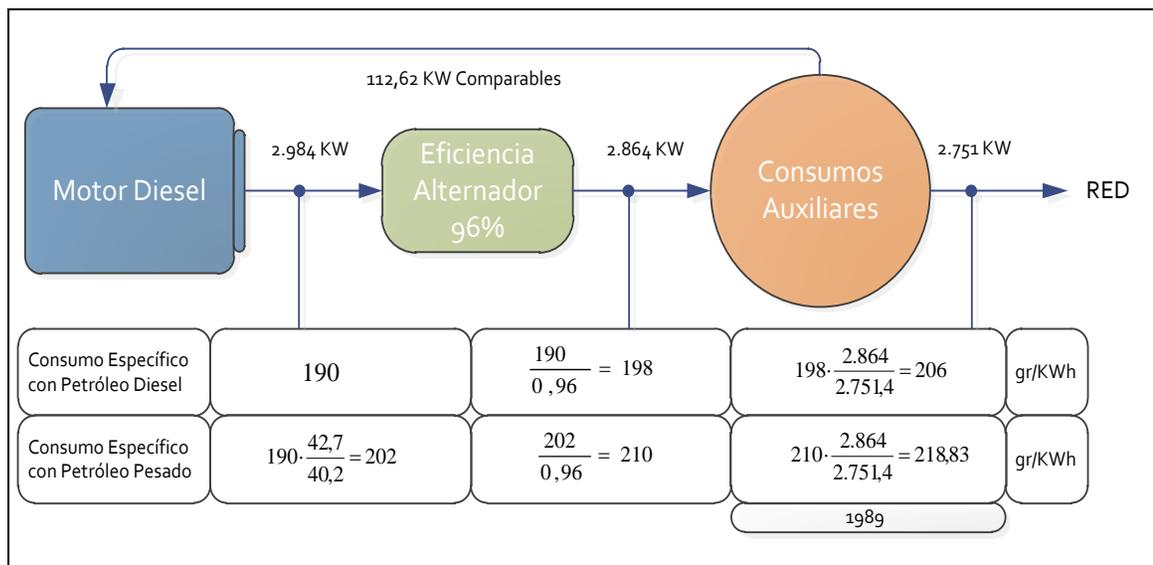


Ilustración 16: Consumos de diesel y fuel oil del generador⁵.

Las mediciones de rendimiento para finales de 1995 se establecen según el criterio de Don José Basic, quien operó la central durante esos años, especificando un valor de 192 [gr/KWh] de consumo específico, lo que según el diagrama de la Ilustración 16, se obtiene un rendimiento de fuel oil de 221,13 [gr/KWh] lo que representa un 1,1% sobre los valores nominales del fabricante.

Las mediciones realizadas en el 2011, bajo un estudio de evaluación de la casa de fuerza [8], estipuló que el consumo de los generadores se encontraba en 235,8 [gr/KWh], mostrando un incremento de un 7,8% para el fuel oil con respecto a los valores de manufactura. Este porcentaje fue utilizado para estimar el consumo de diesel, ya que los precios de este combustible hacen menos rentable su utilización en la generación al ser más refinado.

De la misma forma, conociendo los valores de consumo de aceite recomendado de las máquinas, y los valores de densidad de cada elemento podemos obtener los rendimientos correspondientes.

Tabla 3-2: Rendimiento de cada generador de la central Mantos Blancos.

Densidad Diesel [Kg/Lt]	0,85
Densidad Fuel Oil [Kg/Lt]	0,9994
Aceite Argina T30 [Kg/Lt]	0,913

⁵ El Poder Calorífico del Diesel es 42.7 [MJ/Kg].
El Poder Calorífico del Fuel Oil es 40.2 [MJ/Kg].

Rendimiento	1989		1995		2011		
	[gr/KWh]	[Lt/Kwh]	[gr/KWh]	[Lt/KWh]	[gr/KWh]	[Lt/KWh]	[KWh/Lt]
Diesel	206,00	0,24235	208,18	0,24492	221,98	0,26115	3,829
Fuel Oil	218,83	0,21896	221,13	0,22126	235,80	0,23594	4,238
Aceite	1,31	0,00144	2,23	0,00244	3,00	0,00329	304,333

El mantenimiento de las máquinas de la casa de fuerza se debe realizar cada 6.000 a 8.000 horas de operación [9, p. 6], donde el informe de JHG Ingeniería [8, p. 15] muestra los horómetros de cada unidad generadora informando que la mayoría de ellas se esta acercando al periodo de revisión.



Ilustración 17: Vista general casa de fuerza Mantos Blancos

3.6 Descripción de la Operación

El encargado de controlar el despacho de las centrales es el CDEC, quien utiliza una lista de merito ordenada de menor a mayor según el costo variable de cada unidad. Estos cálculos son actualizados todos los días y están normalizados a las barras de referencia (Crucero o Alto Jahuel) de cada sistema interconectado a través de los factores de penalización, los cuales reflejan las pérdidas marginales en las líneas de transmisión. Este ponderador interioriza la eficiencia del sistema aumentando mientras mayor sea la distancia entre el punto de inyección y el de retiro.

Para abril de 2012 la lista de mérito del SING está compuesta por 273 unidades generadoras, donde la central Mantos Blancos se encuentra entre las posiciones 170 a la 180, dependiendo del día del mes. Se entiende esta variación en la posición debido al cambio en el precio del combustible de Mantos Blancos y el resto de las generadoras.

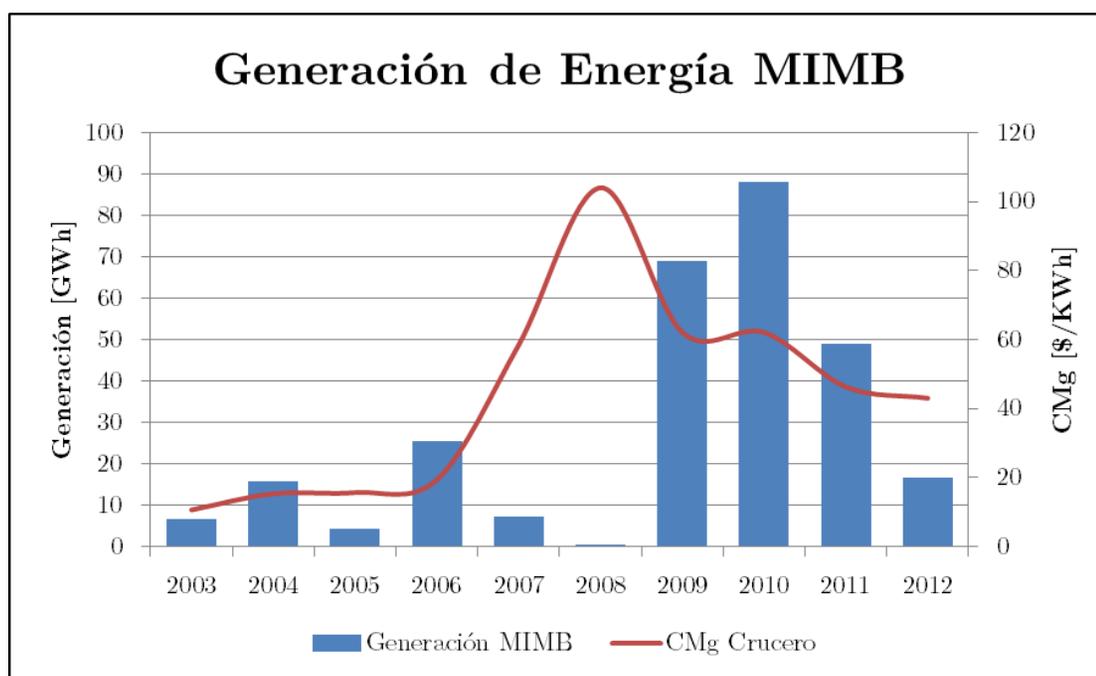


Gráfico 4: Generación de Energía de la casa de fuerza desde el 2003 al 2012

La generación baja en los años 2007 y 2008, se explica debido a que el CDEC estableció que la casa de fuerza estaba operando en rangos peligrosos para la seguridad del sistema, obligándola a realizar mantenimientos sobre las unidades quedando fuera de la lista de mérito casi todo el año.

En el Gráfico 2, que representa la potencia instalada del SING desde el 2003, se observa un cambio en el año 2008, donde las carboneras al ver un aumento en el precio de su principal insumo mezclan su combustible con *petcoke*⁶ en un intento de controlar sus costos variables, pero que de todas formas causó un aumento en el costo marginal del SING a partir del año 2007.

⁶ *Petcoke* o *Petroleum Coke*: es un sólido derivado del proceso de refinación del petróleo.

A partir del 2010 comenzó a disminuir paulatinamente al incorporar casi 1.000 MW de potencia instalada principalmente con nuevas centrales carboneras, ya con un precio normal, teniendo como consecuencia que la generación de Mantos Blancos se redujera, al igual que el costo marginal del SING comparado con valores desde el 2008.

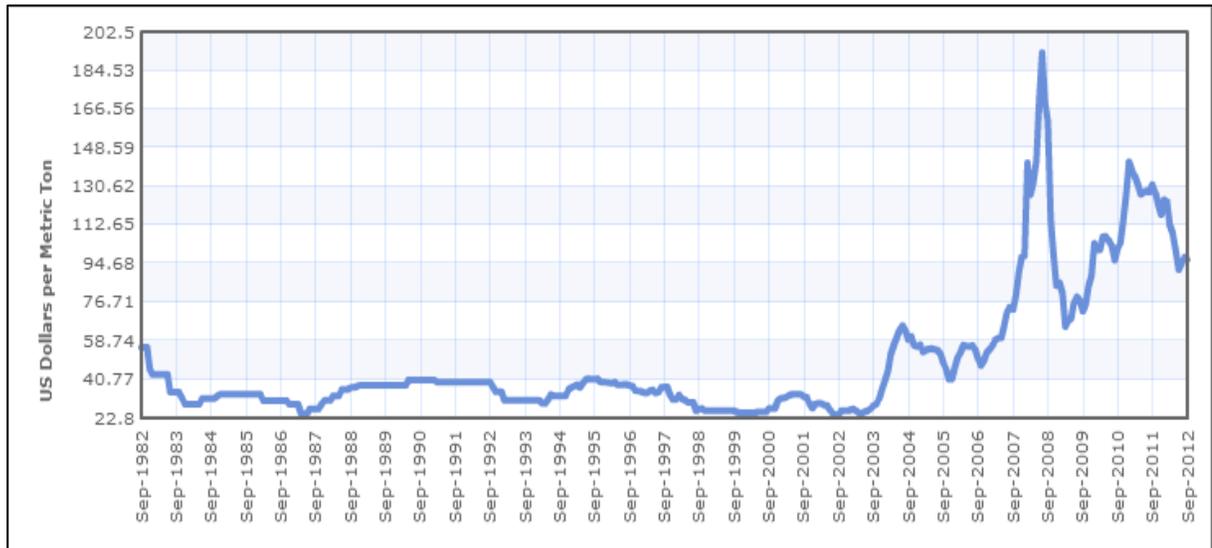


Gráfico 5: Precio del Carbón australiano [Fuente: Index Mundi⁷]

La generación teórica anual de la casa de fuerza bordea los 170 GWh, considerando en el cálculo la resta de los consumos auxiliares, un factor de carga o factor de utilización de un 90% y un factor de potencia de 0,8, entregando para el año 2010 un 47% de la su total disponible bajo las condiciones mencionadas.

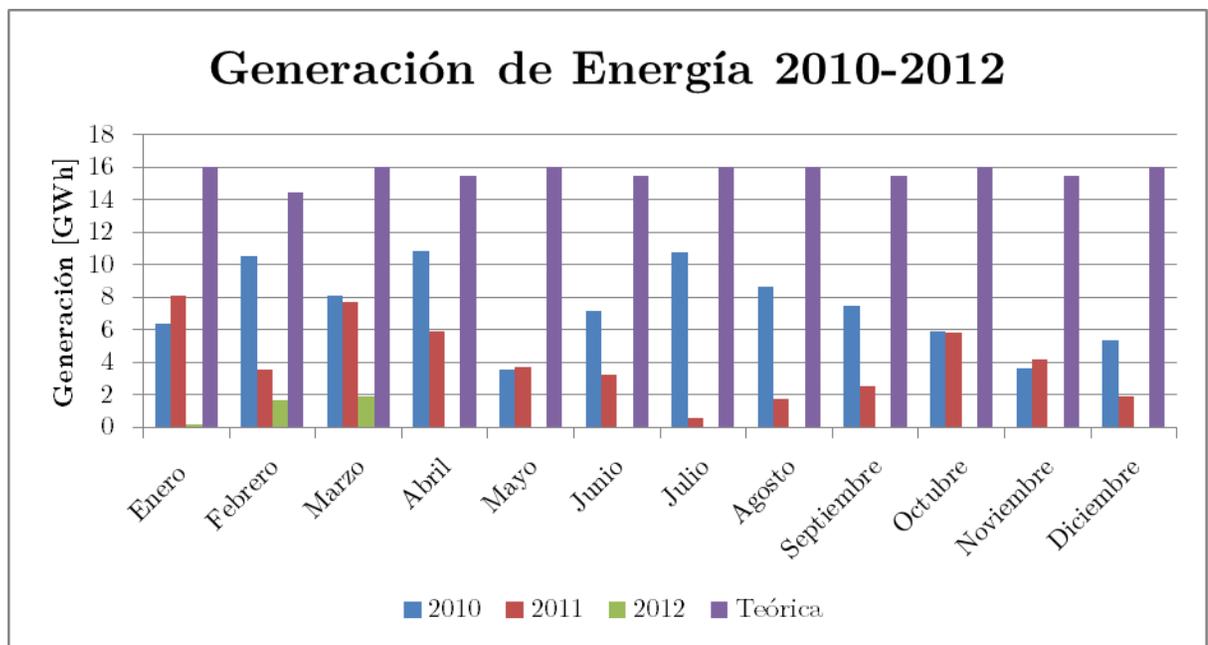


Gráfico 6: Generación mensual de energía Mantos Blancos desde el 2010 al 2012.

⁷ <http://www.indexmundi.com/>

Desde el Gráfico 4 y el Gráfico 6 se puede observar que el despacho de la casa de fuerza se realizó en valores lejanos a su valor teórico y usualmente no como consecuencia de la lista de merito generada por el CDEC SING, operando por razones de seguridad sobre el sistema, como respaldo de otras generadoras o a mínimo técnico, lo que la califica como una central.

En cualquiera de las situaciones anteriores, al ser despachada la central diesel no modifica o incrementa el costo marginal de la barra por lo que la central normalmente inyecta en momentos que los valores no cubren sus costos variables generando números negativos como utilidad por energía, los cuales son reembolsados a través de las compensaciones señaladas en el RM 39 en la sección Procedimientos sobre la Operación.

Finalmente, la utilidad de la casa de fuerza está concentrada en los ingresos por potencia firme, los cuales son calculados anualmente por el CDEC SING y que son divididos en 12 mensualidades. Recordemos que sólo podemos analizar el negocio operacional, ya que no se tiene acceso al negocio comercial de E-CL para conocer como maneja sus contratos y los precios convenidos bilateralmente, de todas formas E-CL tiene otras centrales inscritas en el SING, por lo tanto el que tenga contratos con otras empresas no está relacionado con poseer la operación de la casa de fuerza Mantos Blancos.

La disminución de inyección en cada año, por parte de la casa de fuerza, obedece a un incremento de la instalación de centrales con fuentes energéticas más baratas, que para el SING es el carbón, pero a su vez se debe tener en cuenta la problemática con las terminales gasificadoras de GNL que limitan la inyección de este tipo de centrales térmicas. Además de una mala disposición por parte de la ciudadanía a la construcción de proyectos a carbón, que mantienen los precios bajos del sistema, lo que a lo sumo trae incertidumbre sobre los costos marginales y por ende sobre la inyección por parte de la casa de fuerza [10].

3.7 Comentarios Finales

La antigüedad de la instalación es un factor importante para la proyección de la central, siendo complicado el acceso a los repuestos ya que la empresa fabricante Mirrlees Blackstone fue vendida a Man Diesel SE, aumentando el precio y disminuyendo la cantidad de personal calificado. Si bien, la baja operación de la central en la inyección de energía reduce el nivel de costos asociados a la mantención, se recomienda la aplicación de planes preventivos, donde la última a gran escala, se remonta al año 2009.

En el informe de JHG Ingeniería del año 2011 [8], se recomienda la revisión de las unidades y las instalaciones, debido a la falta de información de los mantenimientos por parte de la empresa arrendataria y a la aplicación de las últimas normas de seguridad, que Anglo American Norte aplica a su infraestructura eléctrica y civil. Pero se debe tener en cuenta que las principales ganancias son referidas a la disponibilidad de la potencia de las unidades, por lo tanto es recomendable optimizar el tiempo de mantenimiento para no reducirlas.

El modelo actual de mantención y la antigüedad de las máquinas revelan que los costos variables han aumentado en un 7,8% comparando los valores del año 2011 con los nominales. El aumento de este valor no es importante, desde el punto de las utilidades, ya que no están basadas en la generación de energía, pero puede dar una visión del estado y la antigüedad de las unidades.

Como comentario final, dentro del informe de JHG Ingeniería recomiendan incluir dentro de los protocolos de operación de la casa de fuerza, la documentación sobre mantención de la instrumentación ya que no está considerado dentro de los registros.

4 Descripción de los Costos de la Central Diesel

4.1 Introducción

Las unidades diesel de Mantos Blancos requieren una preocupación natural sobre los costos de operación, debido a que si no son bien definidos al CDEC SING, este no será capaz de realizar los pagos reales, lo que significaría menores utilidades para la compañía.

Por lo tanto en esta sección se obtendrán los parámetros más relevantes para la operación y mantención mensual o anual de la casa de fuerza, que incluyen los costos variables y no variables, los costos del personal, el financiamiento del CDEC y los costos por peajes por utilizar las líneas de transmisión adicional.

Todos estos costos serán utilizados para realizar simulaciones de diferentes escenarios y analizar la relevancia de cada uno de ellos, para conocer con profundidad el negocio de la generación.

Además, se incluyen los valores referenciales de costos de instalación de las tecnologías de generación más comunes, los cuales pueden ser utilizados para el desarrollo de comparaciones relevantes en las distintas posibilidades de negocios que se analizarán en este documento.

Dentro del Anexo 3 se incluyen las descripciones más importantes sobre la casa de fuerza

4.2 Costos Referentes a la Generación

4.2.1 Costos de Operación

Los montos incurridos en la operación de la casa de fuerza están representados en los costos variables, se puede leer más en la sección 10.1.2D, presentados al CDEC SING por la ecuación (11) como la suma de los gastos en combustibles y los costos no combustibles.

El consumo de combustible está actualmente definido como una mezcla entre diesel y fuel oil, donde la proporción se puede encontrar en los informes del CDEC con proporciones de 28% y 72%, respectivamente. Esto es determinante para obtener el rendimiento de la casa de fuerza, ya que se prorratea en las mismas proporciones, definiendo 0.2368 [ton/MWh] como el valor entregado al CDEC como costo variable de combustible, el cual es actualizado de forma diaria según el precio de ambos parámetros. Para obtener los CVNC reales se deben tener una serie de datos que no están disponibles, por lo que se utilizarán los entregados al CDEC SING por la misma empresa.

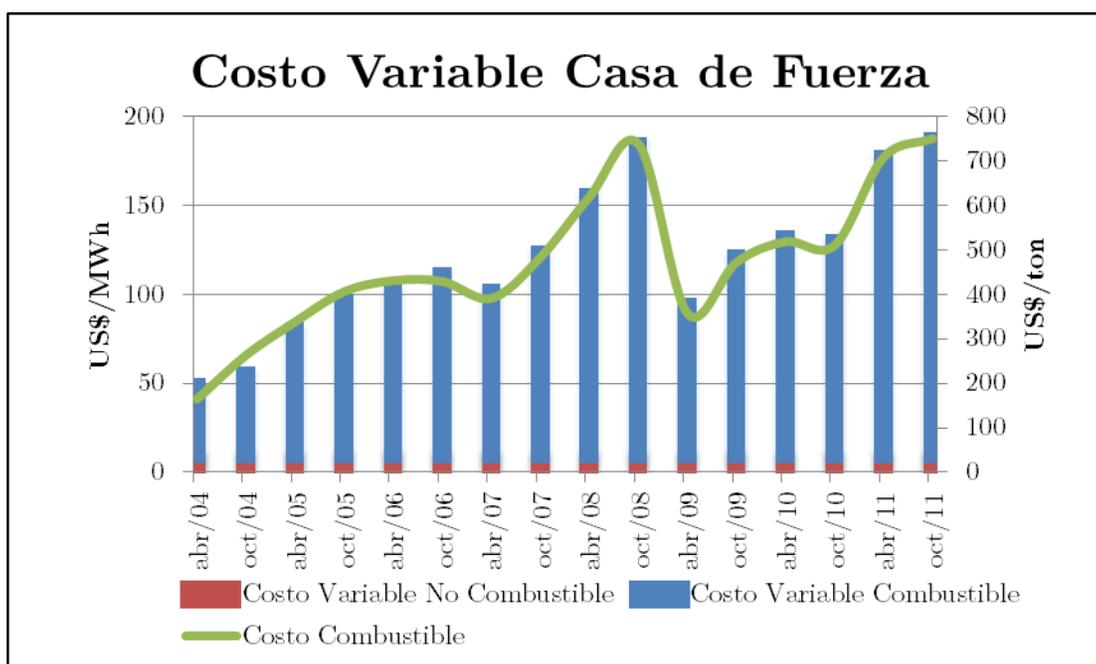


Gráfico 7: Costos Variables declarados al CDEC SING por la casa de fuerza

Los costos de operación de la central cambian cada día, según las variaciones del diesel y el fuel oil, por lo tanto para obtener los costos por la generación es necesario cruzar los datos de la energía inyectada por la casa de fuerza y el costo variable determinado por el CDEC SING para cada tramo del día desde el año 2010 al 2012, utilizando la conversión a dólares que la misma entidad reguladora utiliza para sus cálculos.

4.2.2 Costos de Mantención Central

Entre los costos que se deben tener en cuenta, son los referentes al personal capacitado para operar y mantener el funcionamiento de la casa de fuerza, donde el personal mínimo estimado son 9 personas, donde la representación en costos está en la siguiente tabla [9, p. 17].

Tabla 4-1: Tabla de costos en personal

Cargo	Cantidad	Costo Unitario [USD]	Costo Unitario [CLP]	Costo Total [USD]	Costo Total [CLP]
Director CDEC ⁸	1	4.629	2.300.000	4.629	2.300.000
Ingeniero fijo	2	3.220	1.600.000	6.441	3.200.000
Operación	2	1.812	900.000	3.623	1.800.000
Mantenimiento	4	1.510	750.000	6.038	3.000.000
Total	9	11.170,93	5.550.000	20.731,64	10.300.000

El costo de mantención referente a insumos y partes de las unidades, no son relevantes en esta sección, ya que ellos son incorporados dentro de los costos variables no combustibles, como señala el procedimiento entregado por el CDEC y que se explica en la sección 10.1.2D del presente documento.

⁸ Encargado de la interacción con el CDEC.

4.2.3 Costo Financiamiento CDEC

En la página del CDEC-SING se encuentra el procedimiento “Financiamiento del CDEC-SING”, bajo el manejo de la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP) quien se encarga de publicar todos los detalles del prorrateo y los agentes involucrados en la mantención de esta entidad pública, donde para el año 2012 se puede definir el siguiente presupuesto.

Tabla 4-2: Resumen del presupuesto otorgado al CDEC SING por la CNE.

Partida	Presupuesto 2009 [miles CLP]	Presupuesto 2010 [miles CLP]	Presupuesto 2011 [miles CLP]	Presupuesto 2012 [miles CLP]
Gastos Administrativos	290.540	313.824	395.553	446.024
Gastos Honorarios, Remuneraciones Directorio y personal de las Direcciones	1.169.626	1.246.875	1.553.797	1.921.560
Gastos para Contratación Estudios y Consultorías	47.447	56.952	62.920	83.622
Inversiones de Tecnología, SW, Programas Computacionales, Adquisición o Arriendo de Equipos Computacionales	237.108	440.034	453.776	541.591
Otras Inversiones	5.641	374.955	382.900	394.671
Gastos Extraordinarios de administración y Operación	456.048	80.199	169.265	1.138.767
Total Presupuesto	2.206.411	2.512.860	3.018.234	4.526.235
Excedentes año anterior		-	-	124.114
Total Presupuesto descontados Excedentes año anterior				4.402.121

Según el procedimiento la división del pago se establece como un 10% para los clientes libres, un 40% para los sistemas de transmisión, el 50% restante se financia entre las centrales generadoras, donde el 30% es para aquellas con una potencia instalada mayor o igual a 300 MW y el 20% restante es sobre las centrales más pequeñas, todo esto según el nivel de ventas anuales de energía y potencia.

Para el año 2012, desde la página del CDEC SING, se puede encontrar la prorrata del presupuesto que muestra un costo total de \$640.438 MM para empresas generadoras con una potencia instalada mayor a 300 MW, donde E-CL tiene ventas de \$341.744 MM representado un 53,36% del total. Este porcentaje es el que utilizará para prorratear el pago del 2012 que le corresponde a estas grandes centrales, lo que equivale a \$724 MM de un total \$4.526 MM. A modo de referencia, para observar el orden de magnitud del valor, se puede obtener desde el anuario 2011 del E-CL que Mantos Blancos representó un 0,6 % del total anual de generación de la empresa, con lo que se obtiene un pago de \$4.347.440 anuales por pago de este ítem, el cual se divide en 12 cuotas.

Tabla 4-3: Pagos por financiamiento del CDEC SING por parte de E-CL y central diesel Mantos Blancos

Pago Financiamiento	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales 2011 [CLP]	768.265.100.106	851.659.033.234	713.210.216.602	640.438.228.226
Ventas E-CL (Edelnor) [CLP]	222.225.457.297	213.662.673.921	178.703.635.193	341.744.240.492
Ventas E-CL (Edelnor) [%]	28,93	25,09	25,06	53,36
Pago de E-CL(Edelnor) [CLP]	191.465.461	189.126.528	226.876.723	724.573.272
Porcentaje de Generación [%]	0,004	1,1	2,2	0,6
Pago Anual Mantos Blancos [CLP]	7.519	2.080.392	4.991.288	4.347.440
Cuota Mensual Mantos Blancos [CLP]	627	173.366	415.941	362.287

Los pagos son calculados por la Dirección de Peajes antes del 31 de enero del año de interés, y este puede ser recalculado en caso de que nuevos integrantes del CDEC SING sean incorporados al sistema.

4.2.4 Costos Transmisión

En primera instancia se definen las siguientes líneas como transmisión troncal y área de influencia común dentro del SING, datos que se pueden obtener desde el Decreto Supremo N° 61 actualizado al año 2011, que define estas características para el SIC y SING y que puede ser descargado desde la página de la CNE.

Tabla 4-4: Líneas de transmisión troncal y Área de Influencia Común del SING

Número	Tramo		Área de Influencia Común (AIC)	Código Asignado
	De Barra	A Barra		
1	Tarapacá 220	Lagunas 220	-	TSING - 01
2	Tarapacá 220	Lagunas 220	-	TSING - 02
3	Lagunas 220	Crucero 220	-	TSING - 03
4	Lagunas 220	Crucero 220	-	TSING - 04
5	Crucero 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING - 05
6	Crucero 220	Encuentro 220	AIC SING	TSING - 06
7	Encuentro 220	Atacama 220	AIC SING	TSING - 07
8	Encuentro 220	Atacama 220	AIC SING	TSING - 08



Ilustración 18: Líneas de transmisión cercanas a la casa de fuerza.

Desde el informe de pagos por transmisión troncal 2012 del CDEC SING, se puede obtener que la central deba realizar pagos por usar las líneas Crucero 220 y Encuentro 220, recordando que Laberinto 220 y Chacaya 220 son adicionales, los cuales llegan en total de 541 [USD/mes]. Como la central se encuentra fuera del Área de Influencia Común (AIC) y el flujo se aleja de esta zona, se puede estimar que los pagos son absorbidos íntegramente por los clientes, exceptuando cuando este cobro sea modificado por las partes involucradas como parte de un contrato.

La modelación de flujos de potencia del SING se realizó con el programa DigSilent utilizando los datos publicados por el CDEC en su página web, si bien estos resultados representan una aproximación, ya que son versiones para estudiantes, entregan una visión del comportamiento del sistema interconectado.

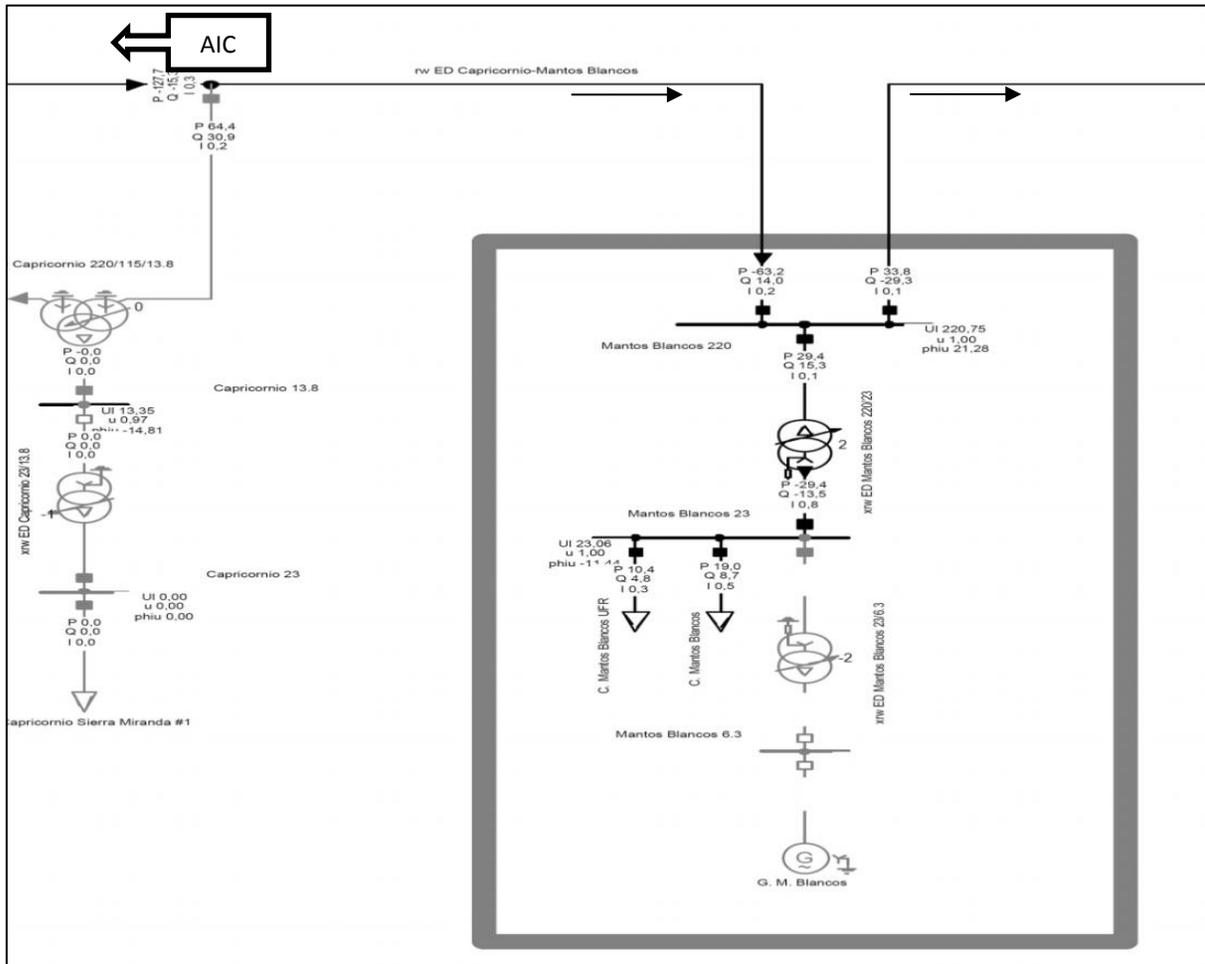


Ilustración 19: Flujo de potencia de las líneas cercanas a la central en DigSilent.

Un método para obtener los pagos referentes al peaje de líneas troncales son los modelos de tarificación GGDF⁹ y GLDF¹⁰, y además, estos dependen de la localización de los puntos de retiro e inyección. Cuando estos se encuentran dentro del AIC el generador debe cancelar el 80% del pago y el consumo el 20% restante, y cuando se encuentran fuera de esta área el total el pago recae sobre el generador o el cliente, dependiendo de la dirección del flujo de potencia.

Desde la página del CDEC SING, se puede confirmar que la central no ha realizado pagos por el uso de líneas de subtransmisión en los años anteriores, lo que no se descarta para futuros periodos ya que dependerá de los contratos relacionados con la casa de fuerza.

⁹ GGDF: *Generalized Generation Distribution Factors.*

¹⁰ GLDF: *Generalized Load Distribution Factors.*

Ambas líneas que conectan a la central diesel con el sistema interconectado son del tipo adicional, Laberinto 220 y Chacaya 220, donde en ciertos informes, esta última, sufre un cambio de nombre por Capricornio 220, que es una subestación cercana que opera como control de tensión para Mantos Blancos y Sierra Miranda. Por lo tanto hay un alto porcentaje de que la central deberá desembolsar un pago de peaje por la utilización de estas líneas, ya que son la única salida hacia el SING y el resto de los posibles clientes.

Los pagos referentes a líneas de transmisión adicionales recaen en un área no regulada y por lo tanto debe ser resuelta por ambas partes, pero de forma general, se establece un valor basado en el AVI+COMA o AVNR¹¹+COyM¹² de las líneas utilizadas y prorrateadas anualmente según la potencia máxima utilizada. Desde la página del CDEC SING, en la sección pago por transmisión, se puede bajar el documento Excel “Ingresos Tarifarios – Peajes Básicos y Adicionales”, de donde se obtienen datos relevantes para dar una estimación del nivel de costos, ya que los datos que a continuación se exponen son una actualización del 2009.

Tabla 4-5: Valores ANVR + COyM del tramo Capricornio 220 y Laberinto 220

TRAMO	PROPIETARIO TITULAR	VNR [kUS\$]	AVNR [kUS\$]	COyM [kUS\$]	COMENTARIO
CAPRI220 - MBLANC220	EDELNOR / MANTOS BLANCOS	2.113,9	224,2	40,9	Propietario no informa VNR y COyM Paño de línea en S/E Mantos Blancos
LABER220 - MBLANC220	AES GENER	12.689,1	1.346,1	331,2	-

Tabla 4-6: Valores uso de las líneas adicionales adyacentes

Nombre	Barra1	Barra2	Propietario	Capacidad Máxima Anual [Mw]	Uso Máximo Anual [Mw]	Uso Adicional [Mw]
Capri220 - Mblanc220	Capri220	Mblanc220	Edelnor / Mantos Blancos	295,5	127,0	168,48
Laber220 - Mblanc220	Laber220	Mblanc220	Aes Gener	258,1	93,4	164,70

Tabla 4-7: Demandas máximas estimadas

Barras	Tipo De Peaje	Suministrador / Propietario	Barra De Retiro	Dmax O Gmax [MW]
Mblanc220-Edelnor	Adicional	Edelnor	Mblanc220	35,3
Mblanc220-Gasatacama	Adicional	Gasatacama	Mblanc220	0,7

El peor caso es que la casa de fuerza no inyecte, y suponiendo que el flujo de potencia proviene desde Capricornio 220, el porcentaje corresponde alrededor de un 28% del AVNR+COyM del tramo Capri220–MBlanc220, por lo tanto el pago a realizar por la faena Mantos Blancos se podría estimar en 75.000 USD anuales.

Este valor puede ser reducido si se aumenta la inyección de la casa de fuerza, ya que la potencia máxima se reducirá de forma directa a medida que aumenta en nivel de generación.

¹¹ AVNR o AVI: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, el costo que se debería realizar para reemplazar un bien.

¹² COyM: Costo de Operación y Mantención.

Tabla 4-8: Valores estimados de peaje de la faena según inyección de casa de fuerza.

Potencia Faena (Mantos Blancos) [MW]	Porcentaje Generación	Potencia Central [MW]	Potencia Máx Tramo [MW]	Peaje Anual [USD]
36	0%	-	127,0	75.146
36	20%	5,58	121,4	66.410
36	30%	8,38	118,6	61.734
36	50%	13,96	113,0	51.688
36	70%	19,54	107,5	40.598
36	90%	25,13	101,9	28.292
36	100%	27,92	99,1	21.619

En los comentarios de los informes de peaje de la CNE, se observa que la infraestructura perteneciente a la subestación Mantos Blancos no está incorporada dentro de los costos, aunque no especifica a que tensión se refiere, esto debe ser corregido para que los ingresos referentes a este AVNR sean prorrateados según el uso respectivo.

En el caso para la sección de la subestación que opera a 220 kV, esta tiene flujos desde posiciones diferentes a la faena Mantos Blancos por lo que los costos deberían ser prorrateados entre las empresas que los usan y pagados al dueño que en este caso es Anglo American Norte. En el caso de las tensiones menores, también es necesaria la actualización de la información, ya que en caso de vender o arrendar la central al inyectar estarían utilizando estas instalaciones y por lo tanto les correspondería un porcentaje del prorrateo según el uso respectivo.

En caso de existir algún tipo de inyección al SING por parte de la casa de fuerza, esta podría pasar por Laberinto 220, por lo tanto a continuación se realiza el ejercicio para estimar el costo por transmisión de esta línea, el cual es notoriamente más alto debido principalmente a que la distancia es mayor y por lo tanto el AVNR+COyM es 5 veces más grande que Capricornio 220.

Tabla 4-9: Datos Laberinto 220 para los años anteriores [11].

	AVNR+COyM [kUSD]	Potencia Máxima Inyección [MW]	Potencia Máxima Tramo [MW]	Peaje Anual [USD]
2010	1.677,3	28	151,8	308.272
2011	1.677,3	23	105,3	369.540
2012	1.677,3	20	93,4	353.770

Tabla 4-10: Peajes por uso de Laberinto 220 en caso de inyección.

Porcentaje Generación	Potencia Inyección Central [MW]	Potencia Máx. Tramo [MW]	Peaje Anual [USD]
100%	27,92	121,3	386.006
90%	25,13	118,5	355.589
70%	19,54	112,9	290.243
50%	13,96	107,4	218.099
30%	8,38	101,8	138.039
20%	5,58	99,0	94.622
10%	2,79	96,2	48.684
0%	-	93,4	-

Todos estos pagos debido a la transmisión son valores estimados de los costos en la situación actual o en años anteriores, ya que estos variarán anualmente y que serán dependientes del acuerdo que se realice en el próximo contrato, además de la evolución del sistema y al despacho que imponga el CDEC SING durante el año.

4.3 Costo de Renovación de la Central

Desde el Anexo 3 del informe CADE [2, p. 18], se puede obtener el costo de inversión para diferentes tecnologías efectuando una proyección sobre los precios de los combustibles y la evolución de los costos de instalación.

Tabla 4-11: Costos de Inversión por Tecnología (Fuente: CADE 2011)

Tecnología	Costo Inversión Bruto [USD\$/KW] con IDC ¹³			Vida Útil [años]
	2011	Tasa reducción anual	2030	
Carbón Pulverizado	2350	-0.60%	2096	30
Ciclo Combinado Gas Natural	1400	-0.43%	1289	25
Ciclo Abierto Diesel	640	0.00%	640	25
Motor Fuel Oil	1200	0.00%	1200	25
Biomasa sin Co-generación	2700	-0.58%	2417	25
Biomasa con Co-generación	1350	0.00%	1350	25
Geotermia	3550	-0.73%	3089	25
Nuclear LR	5000	-0.27%	4751	40
Hidroeléctrica de Pasada	2500	0.00%	2500	50
Mini Central Hidroeléctrica	3000	0.00%	3000	50
Eólica On-Shore	2200	-0.62%	1966	20
Solar Fotovoltaica	4000	-2.19%	2629	30

En aquellas tecnologías que se califiquen como maduras la tasa de reducción es nula, ya que su costo de desarrollo no disminuye con el tiempo. Para el caso de las renovables, la tasa de reducción corresponde a los promedios de las proyecciones internacionales de la AIE¹⁴ 2010.

Tabla 4-12: Costos de Operación y Características principales por Tecnología (Fuente: CADE 2011)

Tecnología	Tamaño [MW]	Consumos Propios	CF Operación [USD/kW-año]	CVNC [USD/MWh]	Consumo Específico	Unidad	Indisponibilidad forzada	Factor de Planta
Carbón Pulverizado	350	8,5%	20	2	0,38	Ton/M Wh	5%	85%
Ciclo Combinado Gas Natural	360	2,0%	15	2	6,30	MBtu/MWh	3%	90%
Ciclo Abierto Diesel	120	1,0%	10	1	0,25	m3/M Wh	3%	92%
Motor Fuel Oil	20	2,0%	15	10	0,19	Ton/M Wh	3%	92%
Biomasa sin Co-generación	10	5,0%	30	0	40 ⁽¹⁵⁾	USD/M Wh	5%	83%
Biomasa con Co-generación	50	8,5%	20	0	20 ⁽¹⁵⁾	USD/M Wh	5%	80%
Geotermia	40	10,0%	20	2	1		5%	83%
Nuclear LR	1100	5,0%	50	2	10	USD/M Wh	1%	90%
Hidroeléctrica de Pasada	150	0,5%	12,5	0	1		0%	55%
Mini Central Hidroeléctrica	20	0,5%	12,5	0	1		0%	65%
Eólica On-Shore	50	0,5%	0	10	1		0%	⁽¹⁶⁾
Solar Fotovoltaica	Continuo	0,5%	10	0	1		0%	31%

¹³ Interés Durante la Construcción, costos de financiamiento durante la construcción.

¹⁴ Agencia Internacional de Energía.

¹⁵ Depende del precio del combustible.

¹⁶ 30% para ubicaciones malas, 35% para ubicaciones medias y 40% para ubicaciones buenas.

Estos costos son obtenidos, según el informe, desde diversas fuentes como por ejemplo datos de la AIE, valores intermedios concordados con profesionales expertos, en especial para rangos amplios de tarifas expuestas durante el estudio.

4.4 Conclusiones

Dado los costos expresados en las secciones anteriores, se puede obtener la siguiente tabla representativa entre Enero del 2010 y marzo de 2012, para obtener una estimación de los valores que implica el funcionamiento de la central diesel Mantos Blancos.

Tabla 4-13: Costos referentes a la operación de la Central Mantos Blancos

	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Costo Línea Adicional [USD]
ene-10	6,3759	835.264,98	19.141,10	25.689,33
feb-10	10,4958	1.375.932,33	19.141,10	25.689,33
mar-10	8,0753	1.043.199,15	19.236,80	25.689,33
abr-10	10,8677	1.421.008,32	19.294,51	25.689,33
may-10	3,5224	565.501,03	19.313,81	25.689,33
jun-10	7,1868	882.419,31	19.410,38	25.689,33
jul-10	10,7362	1.330.335,11	19.488,02	25.689,33
ago-10	8,6304	1.088.477,21	19.488,02	25.689,33
sep-10	7,43443	915.368,70	19.604,95	25.689,33
oct-10	5,9191	754.075,87	19.604,95	25.689,33
nov-10	3,6063	478.451,17	19.683,37	25.689,33
dic-10	5,3571	724.241,97	19.703,05	25.689,33
Total	88,21	11.414.275,15	233.110,03	308.271,97
ene-11	8,0609	1.165.959,82	19.722,75	30.794,98
feb-11	3,5387	535.201,70	19.742,47	30.794,98
mar-11	7,736	1.298.708,62	19.801,70	30.794,98
abr-11	5,9237	1.057.942,52	19.841,31	30.794,98
may-11	3,731	659.263,73	20.000,04	30.794,98
jun-11	3,2704	573.086,65	20.060,04	30.794,98
jul-11	0,6105	105.842,91	20.140,28	30.794,98
ago-11	1,7348	307.896,07	20.180,56	30.794,98
sep-11	2,5031	433.309,28	20.200,74	30.794,98
oct-11	5,8539	1.013.334,15	20.241,14	30.794,98
nov-11	4,1751	745.183,44	20.342,34	30.794,98
dic-11	1,8793	327.929,81	20.444,06	30.794,98
Total	49,02	8.223.658,69	240.717,41	369.539,80
ene-12	0,16	30.550,94	20.505,39	29.480,83
feb-12	1,66	320.659,24	20.628,42	29.480,83
mar-12	1,92	721.180,03	20.649,05	29.480,83
Total	3,74	1.072.390,22	61.782,86	88.442,49

Para la obtención de los valores anteriores, se utilizaron datos oficiales obtenidos principalmente desde la página del CDEC SING, donde el valor más importante es el costo debido a la utilización de combustible, asociado a la inyección de energía al sistema interconectado y representado por el costo variable de la central.

Para ajustar estos valores se puede realizar un análisis más detallado sobre la cantidad de personal requerido para la operación de la casa de fuerza, donde no está incluido el personal de limpieza, el personal de seguridad, los técnicos encargados de la mantención de los estanques, entre otros. Además, se podría se estimar el nivel de costos asociados al agua desmineralizada y agua no tratada, para realizar proyecciones que puedan ser útiles a la planificación y la modificación del costo variable de la central, el cual debe ser informado al CDEC SING para que sea compensado al momento de inyectar.

Si bien ambas recomendaciones, representan una pequeña parte de los costos, al ser una central base del SING, las ganancias tienden a ser más bien constantes por lo tanto es imprescindible mantener la central optimizada en su nivel de costos.

5 Descripción de los Ingresos de la Central Diesel

5.1 Introducción

La comprensión de las oportunidades define la calidad del negocio, entre ellas están los beneficios monetarios y estratégicos, y para esto es necesario conocer los diferentes parámetros que controlan cada alternativa y ser capaz de compararlas con una visión completa del negocio.

Entre las diferentes opciones están el negocio de venta de energía y potencia, la capacidad de suministrar potencia firme al SING y la venta de los equipos, casos que se analizarán a continuación.

5.2 Ingresos por Operación

Debido al ejercicio como central de reserva, se reportan pérdidas por energía, ya que usualmente la central es despachada en momentos que el costo marginal de la barra es menor que el costo variable, dando como resultado utilidades anuales negativas en los últimos años.

La regulación en el negocio de la generación toma en cuenta estas situaciones, generando una compensación (RM 39) que cubre la diferencia, siendo en el peor de los casos, lo necesario para cubrir los gastos realizados por la generación.

El comportamiento de la inyección de la central, indica que no existe un contrato por la energía de la central a favor de E-CL, ya que el horario y los días en que genera no tienen una característica constante, siendo fuera o en hora punta. Esto indica que el funcionamiento de la casa de fuerza se establece bajo seguridad del sistema y no de forma planificada que sería lo normal si tuviera compromisos de inyección que cumplir.

Es necesario mencionar que la barra de inyección a la cual está ligada la central es la barra de 23 kV Mantos Blancos, pero tiene el mismo costo marginal para el CDEC que la barra 220 kV Mantos Blancos, que se encuentran a una pequeña distancia, este hecho se usará para calcular los ingresos referente a la energía, los cuales son expuestos en la Tabla 5-1 para el año 2010 al 2012.

Para obtener los ingresos fue necesario obtener los datos desde el CDEC SING, donde se cruzaron los costos marginales y la generación horaria para cada día del año desde el 2010 hasta el 2012, utilizando el dólar del día dado por la Dirección de Operaciones.

5.3 Ingresos por Potencia Firme

Los ingresos de potencia firme son entregados por el CDEC como prorrateo de los servicios complementarios correspondientes calculados de forma anual y dividida en pagos mensuales.

Debido a la expansión del sistema, el pago ha disminuido correlativamente cada año, pero sigue siendo la base del ingreso de la central, los cuales son expuestos en la Tabla 5-1.

Se debe mencionar que esta ganancia esta pensada para incentivar el ingreso de nuevas centrales al sistema interconectado, entregando una visión hacia los clientes de seguridad y suficiencia de la inyección, dando como consecuencia un gran porcentaje de sobre potencia instalada en el SING. Esto disminuye las probabilidades que exista un racionamiento de energía, pero se debe tener en cuenta que existen islas en el SING, debido a que las líneas no pueden transmitir más allá de su límite de capacidad y que el gran tamaño de las centrales es tal, que al fallar alguna puede causar gran estrago con los clientes o consumos.

El ingreso es determinado en 2 etapas, fase preliminar y final, donde se establecen los parámetros de la ecuaciones basados en dos principios que son la suficiencia y la seguridad, ajustados a la posibilidad de entregar tales servicios, dado el sistema de transmisión y las capacidades técnicas de la central.

En caso, de querer profundizar los cálculos referentes a la obtención de la potencia firme, se puede leer la sección 10.1.3, donde se especifican paso a paso como obtener los valores. Éstos son expuestos en la Tabla 5-1, y se obtuvieron desde la página del CDEC SING, donde están publicados y calculados por barra y por empresa, donde el valor es fácil de discriminar, ya que no existe otra generación en la barra 220 kV Mantos Blancos que obligue a obtener los datos a través de las fórmulas.

Finalmente se debe tener en cuenta que la potencia firme es valorada a través del precio de potencia establecida en el Informe de Precio Nudo y que este ingreso puede cambiar drásticamente ya que para el año 2013 se estima la salida de una nueva regulación para los servicios complementarios que hasta ahora, tienden a compensar los gastos incurridos y no a generar utilidades, pero esto debe ser definido una vez que sea publicada ya que está en proceso de revisión por las partes involucradas.

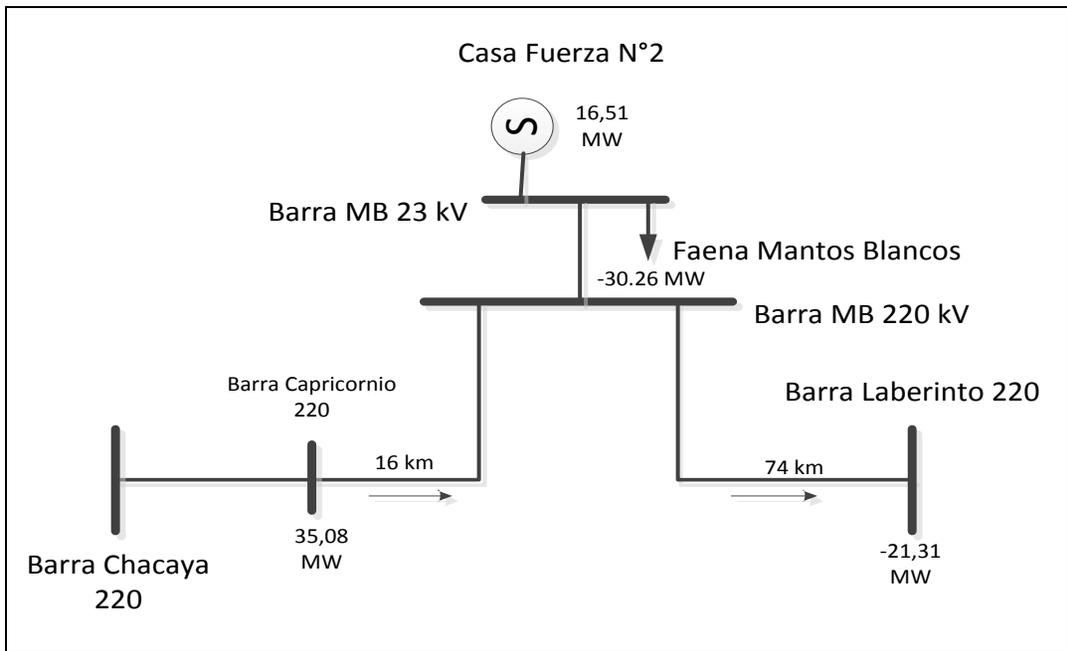


Ilustración 20: Flujo de Potencia Firme de Enero 2012.

5.4 Ingresos por Venta de Activos

Las posibilidades de obtener un retorno por parte de las instalaciones y la maquinaria de la central de generación es mínima, debido a que la vida útil establecida en el CADE es de 25 años, quedando solo la unidad n°10 con un valor residual hasta el 2015.

En el año 2009 la casa de fuerza requirió una inversión por motivos de mantenimiento y actualización, tanto de la maquinaria como la obra civil, pero como ya sucedió es un costo hundido para cualquier análisis financiero, con excepción de que aún se esté pagando con un crédito.

Por lo tanto la valoración civil y eléctrica no representa un número significativo dentro de un flujo de caja que tenga como fin la determinación o la toma de una decisión para la casa de fuerza. Pero la valoración comercial de la central generadora sí se puede representar a través de su costo de oportunidad, la cual se puede analizar desde dos puntos de vista, el primero está relacionado con los costos de la casa de fuerza y el segundo hacia las utilidades que pueda generar.

En el primero caso, el costo de oportunidad está visto por los valores que se deben pagar ante la utilización de la casa de fuerza como respaldo, donde se deben considerar todos los costos para mantener en funcionamiento la casa de fuerza como los sueldos de los guardias, los mecánicos, los operadores y los repuestos. En caso de considerar el retiro de la central, se deberían considerar los costos del desarme de las obras civiles y eléctricas, la limpieza del terreno, el guardia del lugar.

En el segundo caso, dentro del costo de oportunidad se deberían incluir las ganancias de los años de análisis del negocio. En este caso, el costo de oportunidad esta dado por el valor presente de las utilidades proyectadas, las cuales también podrían utilizarse para establecer un valor de arriendo a través de un porcentaje.

$$Valor\ Presente = \sum_{t=0}^n \frac{ValorFuturo_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Para ambos casos se debe utilizar el valor presente, el cual depende de dos parámetros que se establecen a partir de los criterios internos de la empresa. Donde el primero, es la tasa de retorno (i) que usualmente bordea el 10% y el periodo a analizar (n) que usualmente es entre 5 a 10 años, donde para este último se recomienda que sea por la cantidad de años que dure el contrato eléctrico o el de arriendo.

Entre las opciones que quedan está la venta por partes, pero debido a la antigüedad de los equipos y a que la empresa manufacturera ya no existe, bajan las posibilidades de lograr un precio que iguale a los costos de oportunidad.

Una situación beneficiosa es que una empresa desee ingresar al negocio de la generación tomando las estrategias de un comercializador, arrendando toda la infraestructura donde conviene ejercer el costo de oportunidad bajo las utilidades, estableciendo un criterio que convenga a ambos, bajo cláusulas de entrega y recepción de las unidades de generación claras.

Como una alternativa de valorización se puede establecer el *terminal value* de un proyecto, donde se necesita un flujo de caja y parámetros económicos con los cuales se puede estimar el valor final de una empresa [12].

5.5 Conclusiones

Dado los análisis anteriores, a continuación se muestran las ganancias y utilidades desde Enero del 2010 hasta Marzo del 2012.

Tabla 5-1: Ingreso por Energía, Potencia Firme y Compensaciones para el año 2010 al 2012.

	Ingreso por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Compensaciones [USD]	Total Estimado [USD]
ene-10	913.153,88	147.035,26	130.679,99	310.773,72
feb-10	1.570.860,73	147.035,26	123.978,61	421.111,84
mar-10	1.128.359,73	147.035,26	221.152,80	408.422,50
abr-10	1.630.483,47	147.035,26	326.024,38	637.550,94
may-10	528.918,30	147.035,26	103.883,89	169.333,29
jun-10	900.947,55	147.035,26	100.058,98	220.522,77
jul-10	1.308.398,91	147.035,26	339.401,98	419.323,70
ago-10	986.938,37	147.035,26	346.480,55	346.799,63
sep-10	951.979,73	147.035,26	237.612,56	375.964,57
oct-10	704.455,56	147.035,26	212.469,36	264.590,03
nov-10	491.351,96	147.035,26	110.410,53	224.973,88
dic-10	747.186,31	147.035,26	288.295,82	412.883,04
Total	11.863.034,51	1.764.423,10	2.540.449,45	4.212.249,91
ene-11	900.327,82	142.711,75	712.420,51	538.982,52
feb-11	424.661,88	142.711,75	369.282,80	352.231,42
mar-11	1.101.058,65	142.711,75	632.913,68	527.378,77
abr-11	982.316,11	142.711,75	208.061,17	224.510,22
may-11	535.909,60	142.711,75	145.841,69	114.404,29
jun-11	580.822,90	142.711,75	112.612,59	212.205,56
jul-11	70.267,06	142.711,75	29.681,91	85.882,55
ago-11	209.927,73	142.711,75	126.493,13	120.261,00
sep-11	169.290,05	142.711,75	217.772,52	45.469,32
oct-11	694.621,83	142.711,75	337.799,22	110.762,53
nov-11	476.883,05	142.711,75	289.268,83	112.542,86
dic-11	137.358,31	142.711,75	195.530,70	96.431,90
Total	6.283.445,00	1.712.540,96	3.377.678,74	2.539.748,79
ene-12	30.275,07	142.668,59	10.855,35	103.261,85
feb-12	246.790,68	142.668,59	84.039,20	102.729,97
mar-12	341.545,91	142.668,59	349.018,62	61.923,21
Total	618.611,66	1.712.023,14	443.913,16	267.915,04

Los ingresos están basadas en los datos obtenidos principalmente desde el CDEC SING, donde se observan utilidades concentradas en el negocio de la potencia firme. Como se menciona anteriormente, la central actúa como base del SING, por lo tanto obtiene un nivel importante de compensaciones gracias a la RM 39 lo que resulta en pequeñas utilidades con el negocio de la energía.

Si comparamos el nivel de utilidades con respecto a los ingresos, se puede promediar entre los años anteriores sobre un 20%, que es mayor que otras empresas del sistema eléctrico. Si bien el riesgo asociado a este negocio es considerable, la mayor parte de los costos están cubiertos a través del costo variable, por lo tanto el ejercicio debería traer números positivos si los datos entregados al CDEC SING están actualizados y los contratos futuros consideran las variaciones de los costos marginales.

6 Evaluación Económica

6.1 Primer Escenario - Operación Propia

En este escenario se realizarán las estimaciones referentes al negocio operacional con el fin de conservar las dependencias y utilizarlas como generación, siendo la misma empresa quien operará la casa de fuerza.

6.1.1 Proyección de Parámetros Generales

El primer supuesto es que la central no generará utilidades por ítem energía, esto es consecuencia del alto costo variable y bajo costo marginal del SING, por consecuencia en los años anteriores fue despachada muy pocas veces debido al balance físico. Por lo tanto, las veces que operó fue por condiciones de seguridad del sistema, pruebas o a mínimo técnico, costos que resultaron cubiertos bajo compensaciones calculadas por el CDEC a través de la RM 39. Este supuesto es respaldado por la proyección de los costos marginales realizados por el último estudio de transmisión troncal, publicado por la CNE, que muestra que los valores del costo marginal no superan el costo variable de la central por lo menos hasta el año 2025, los cuales fueron actualizados según la proyección de la empresa Purvin&Gertz 17 de Agosto del 2011, basados en los valores del crudo WTI (*West Texas Intermediate*), obtenidos desde la fijación de precio de Nudo de Octubre del 2011.

Tabla 6-1: Proyección de Costos Variables de la Central, basados en el precio del crudo WTI.

Año	Costo Combustible [US\$/ton]	Consumo Específico [ton/MWh]	CVC [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	CV [USD/MWh]
2011	750,90	0,2368	177,81	9,00	186,81
2012	743,39	0,2368	176,03	9,00	185,03
2013	773,43	0,2368	183,15	9,00	192,15
2014	795,95	0,2368	188,48	9,00	197,48
2015	825,99	0,2368	195,59	9,00	204,59
2016	848,52	0,2368	200,93	9,00	209,93
2017	886,06	0,2368	209,82	9,00	218,82
2018	931,12	0,2368	220,49	9,00	229,49
2019	953,64	0,2368	225,82	9,00	234,82
2020	976,17	0,2368	231,16	9,00	240,16
2021	1.006,21	0,2368	238,27	9,00	247,27

Un factor relevante es el estado de la casa de fuerza, ya que puede requerir de un mantenimiento para cumplir con la normativa autoimpuesta por Anglo American, pero que puede ser postergada hasta el momento indicado debido a que las máquinas son pocas veces usadas para la generación de energía, hecho que es confirmado con la total disponibilidad que tiene E-CL en caso de despacho. De todas formas, es necesario actualizar y valorizar la central para establecer criterios estratégicos de renovación y mantenimiento o posibilidades de otros negocios para las instalaciones de Mantos Blancos.

¹⁷ <http://www.purvingertz.com/>

Tabla 6-2: Proyección de Costos Marginales del estudio de transmisión troncal 2011 [13, pp. 9, Anexo 2].

Año	Crucero [USD/MWh]	CV [USD/MWh]
2011	88	187
2012	71	185
2013	70	192
2014	76	197
2015	82	205
2016	84	210
2017	85	219
2018	85	229
2019	88	235
2020	90	240
2021	93	247
2022	104	247
2023	119	247
2024	118	247
2025	121	247

En la tabla anterior, la estimación para el combustible es hasta el 2021, donde los años siguientes a modo de referencia se utiliza el último valor aprobado por la CNE para el costo del combustible que define el costo variable.

El siguiente valor es referente al costo de personal, definido de forma extensa en la sección 4.2.2 , el cual es proyectado considerando un crecimiento del 4% anual y que es un valor basado en la variación del IPC, y que puede variar según criterios internos de cada empresa.

Tabla 6-3: Estimación de costos de sueldos para la casa de fuerza.

	Costo Anual Personal [USD]
2012	248.780
2013	258.731
2014	269.080
2015	279.843
2016	291.037
2017	302.679
2018	314.786
2019	327.377
2020	340.472
2021	354.091
2022	368.255
2023	382.985

El siguiente costo a definir es el referente a las líneas de transmisión adicionales, donde los componentes más importantes se detallan en la sección 4.2.4 específicamente en la Tabla 4-10, donde se muestran los valores a pagar dependiendo del nivel de generación el cual proyectaremos en un 20% como dato histórico, además de suponer un uso máximo del tramo igual al 2011.

Recordemos que el valor a pagar está compuesto por dos partes que corresponden al AVNR y al COyM, donde la anualidad es un valor fijo por lo menos durante la cantidad de años en que se estimó su vida útil, en cambio los gastos operacionales, sí pueden recaer en variaciones que serán representados a través del IPC con un valor del 4%. Con estos supuestos se generarán las proyecciones del costo a pagar con respecto a la línea de transmisión adicional Mantos Blancos-Laberinto 220 kV, los cuales se mostrarán a continuación.

Tabla 6-4: Datos principales costos líneas de transmisión adicional según caso para Mantos Blancos 220 -Laberinto 220

	Porcentaje Generación Máxima	Potencia Disponible [MW]	Potencia Máxima Inyección Central [MW]	Potencia Máxima Tramo [MW]	Peaje Anual [USD]
Caso Total Disponibilidad	80%	27,92	22,34	115,7	323.704
Caso Sin una Unidad	80%	25,13	20,10	113,5	297.066

Tabla 6-5: Costos según caso en línea adicional Laberinto 220

Año	Caso Total Disponibilidad			Caso sin Unidad		
	AVNR [kUSD]	COyM [kUSD]	Peaje Anual [USD]	AVNR [kUSD]	COyM [kUSD]	Peaje Anual [USD]
2013	1.346	344	326.260	1.346	344	299.413
2014	1.346	358	328.919	1.346	358	301.853
2015	1.346	373	331.685	1.346	373	304.391
2016	1.346	387	334.561	1.346	387	307.030
2017	1.346	403	337.552	1.346	403	309.775
2018	1.346	419	340.663	1.346	419	312.630
2019	1.346	436	343.898	1.346	436	315.599
2020	1.346	453	347.262	1.346	453	318.686
2021	1.346	471	350.761	1.346	471	321.897
2022	1.346	490	354.400	1.346	490	325.237
2023	1.346	510	358.185	1.346	510	328.710
2024	1.346	530	362.121	1.346	530	332.322

La diferencia entre estas sensibilidades va desde los 25 KUSD\$ a los 30 KUSD\$, valor que significan menos de un 8% del pago por peaje, y que no marca una diferencia sobre las utilidades anuales.

Con todos los datos anteriores, se pueden obtener distintos escenarios donde se variará la potencia máxima despachada, con el fin de observar las utilidades en caso de que el CDEC estime un aumento en la participación de la casa de fuerza en la generación de electricidad.

Tabla 6-6: Comparación bajo precio básico potencia punta caso base y desviación media. Caso total disponibilidad.

Utilidades [USD]	Potencia Máxima Despachada				
	50%	60%	70%	80%	90%
2013	1.440.944	1.403.666	1.368.231	1.334.505	1.302.369
2014	1.480.827	1.443.245	1.407.521	1.373.521	1.341.122
2015	1.520.224	1.482.326	1.446.302	1.412.016	1.379.345
2016	1.559.259	1.521.033	1.484.696	1.450.113	1.417.158
2017	1.597.626	1.559.058	1.522.397	1.487.504	1.454.255
2018	1.635.447	1.596.523	1.559.524	1.524.310	1.490.755
2019	1.672.700	1.633.406	1.596.056	1.560.507	1.526.633
2020	1.709.504	1.669.826	1.632.110	1.596.214	1.562.009
2021	1.745.552	1.705.474	1.667.378	1.631.120	1.596.570
2022	1.780.960	1.740.467	1.701.975	1.665.341	1.630.432
2023	1.815.704	1.774.778	1.735.875	1.698.850	1.663.569

Con el supuesto de no generar utilidades bajo el negocio de la energía, aunque siempre es una buena alternativa cuando el costo marginal sea el adecuado, se observa una disminución en el total anual de la utilidad al aumentar la potencia máxima despachada, causado principalmente por el aumento del peaje adicional a pagar respecto a las líneas, recordando que el pago por potencia firme refiere la disponibilidad y no a la aportada por el despacho.

Las estimaciones entregadas por la CNE, a través del Estudio de Transmisión Troncal, muestran que este supuesto es válido por lo menos hasta el 2025, donde el costo marginal se mantiene por debajo del costo variable de la central (Tabla 6-2), hecho que puede cambiar bajo sucesos externos como falta de combustible, ingreso de nuevos consumos o fallas en las líneas de transmisión.

6.1.2 Estimación de los Sobrecostos Ejercidos por las Generadoras

Entre los aspectos interesantes a abordar están los sobre cobros que se ejercen en los contratos por parte de las empresas generadoras, justificándolos como costos base por la construcción de nuevas centrales o que la potencia y energía provenga de fuentes renovables, además de las multas por el no cumplimiento del porcentaje de potencia instalada provenga a través de centrales ERNC o por razones de utilidades. Conociendo de antemano que muchos contratos se establecen con el costo marginal como una de varias variables de indexación, se puede generar una aproximación de los valores referentes a este sobre pago a través de diferentes porcentajes.

Tabla 6-7: Proyección del costo marginal y de los sobre precios para distintos porcentajes.

USD/MWh	Precio Base	1%	2%	4%	6%	8%	10%
2013	88,1	88,981	89,862	91,624	93,386	95,148	96,91
2014	70,9	71,609	72,318	73,736	75,154	76,572	77,99
2015	70,3	71,003	71,706	73,112	74,518	75,924	77,33
2016	76,2	76,962	77,724	79,248	80,772	82,296	83,82
2017	81,9	82,719	83,538	85,176	86,814	88,452	90,09
2018	84,2	85,042	85,884	87,568	89,252	90,936	92,62
2019	84,8	85,648	86,496	88,192	89,888	91,584	93,28
2020	84,6	85,446	86,292	87,984	89,676	91,368	93,06
2021	88,4	89,284	90,168	91,936	93,704	95,472	97,24
2022	89,6	90,496	91,392	93,184	94,976	96,768	98,56
2023	92,8	93,728	94,656	96,512	98,368	100,224	102,08

Desde el punto de vista de la faena, esta diferencia por sobre el costo marginal, por un contrato con otra empresa generadora, significa un ahorro importante en los costos y que puede ser retornado como inversión en la misma casa de fuerza o sobre los procesos productivos de cobre.

Tabla 6-8: Diferencias anuales por sobre costos bajo diferentes porcentajes con una potencia estimada en 30 MW.

Diferencia USD/MWh	Potencia Contrato [MW]	30	Horas al año	8760	Factor Planta	80%	
	Precio Base	Diferencias anuales según porcentaje de sobrecosto					
	USD	1%	2%	4%	6%	8%	10%
2013	18.522.144	185.221	370.443	740.886	1.111.329	1.481.772	1.852.214
2014	14.906.016	149.060	298.120	596.241	894.361	1.192.481	1.490.602
2015	14.779.872	147.799	295.597	591.195	886.792	1.182.390	1.477.987
2016	16.020.288	160.203	320.406	640.812	961.217	1.281.623	1.602.029
2017	17.218.656	172.187	344.373	688.746	1.033.119	1.377.492	1.721.866
2018	17.702.208	177.022	354.044	708.088	1.062.132	1.416.177	1.770.221
2019	17.828.352	178.284	356.567	713.134	1.069.701	1.426.268	1.782.835
2020	17.786.304	177.863	355.726	711.452	1.067.178	1.422.904	1.778.630
2021	18.585.216	185.852	371.704	743.409	1.115.113	1.486.817	1.858.522
2022	18.837.504	188.375	376.750	753.500	1.130.250	1.507.000	1.883.750
2023	19.510.272	195.103	390.205	780.411	1.170.616	1.560.822	1.951.027

2024	21.801.888	218.019	436.038	872.076	1.308.113	1.744.151	2.180.189
2025	24.934.464	249.345	498.689	997.379	1.496.068	1.994.757	2.493.446

Tabla 6-9: Diferencias anuales por sobre costos bajo diferentes porcentajes con una potencia estimada en 40 MW.

Diferencia USD/MWh	Potencia Contrato [MW]	40	Horas al año	8760	Factor Planta	80%	
	Precio Base	Diferencias anuales según porcentaje de sobrecosto					
	USD	1%	2%	4%	6%	8%	10%
2013	24.696.192	246.962	493.924	987.848	1.481.772	1.975.695	2.469.619
2014	19.874.688	198.747	397.494	794.988	1.192.481	1.589.975	1.987.469
2015	19.706.496	197.065	394.130	788.260	1.182.390	1.576.520	1.970.650
2016	21.360.384	213.604	427.208	854.415	1.281.623	1.708.831	2.136.038
2017	22.958.208	229.582	459.164	918.328	1.377.492	1.836.657	2.295.821
2018	23.602.944	236.029	472.059	944.118	1.416.177	1.888.236	2.360.294
2019	23.771.136	237.711	475.423	950.845	1.426.268	1.901.691	2.377.114
2020	23.715.072	237.151	474.301	948.603	1.422.904	1.897.206	2.371.507
2021	24.780.288	247.803	495.606	991.212	1.486.817	1.982.423	2.478.029
2022	25.116.672	251.167	502.333	1.004.667	1.507.000	2.009.334	2.511.667
2023	26.013.696	260.137	520.274	1.040.548	1.560.822	2.081.096	2.601.370
2024	29.069.184	290.692	581.384	1.162.767	1.744.151	2.325.535	2.906.918
2025	33.245.952	332.460	664.919	1.329.838	1.994.757	2.659.676	3.324.595

Tabla 6-10: Diferencias anuales por sobre costos bajo diferentes porcentajes con una potencia estimada en 50 MW.

Diferencia USD/MWh	Potencia Contrato [MW]	50	Horas al año	8760	Factor Planta	80%	
	Precio Base	Diferencias anuales según porcentaje de sobrecosto					
	USD	1%	2%	4%	6%	8%	10%
2013	30.870.240	308.702	617.405	1.234.810	1.852.214	2.469.619	3.087.024
2014	24.843.360	248.434	496.867	993.734	1.490.602	1.987.469	2.484.336
2015	24.633.120	246.331	492.662	985.325	1.477.987	1.970.650	2.463.312
2016	26.700.480	267.005	534.010	1.068.019	1.602.029	2.136.038	2.670.048
2017	28.697.760	286.978	573.955	1.147.910	1.721.866	2.295.821	2.869.776
2018	29.503.680	295.037	590.074	1.180.147	1.770.221	2.360.294	2.950.368
2019	29.713.920	297.139	594.278	1.188.557	1.782.835	2.377.114	2.971.392
2020	29.643.840	296.438	592.877	1.185.754	1.778.630	2.371.507	2.964.384
2021	30.975.360	309.754	619.507	1.239.014	1.858.522	2.478.029	3.097.536
2022	31.395.840	313.958	627.917	1.255.834	1.883.750	2.511.667	3.139.584
2023	32.517.120	325.171	650.342	1.300.685	1.951.027	2.601.370	3.251.712
2024	36.336.480	363.365	726.730	1.453.459	2.180.189	2.906.918	3.633.648
2025	41.557.440	415.574	831.149	1.662.298	2.493.446	3.324.595	4.155.744

Desde las tablas anteriores, se pueden definir las columnas Precio Base como la representación de los costos anuales totales bajo los supuestos de costo marginal proyectado en el estudio de transmisión troncal 2010 [13], un 80% de factor de planta y una total de 8760 horas en el año. Valores con los cuales se puede entregar una estimación de los sobre costos a diferentes potencias, que representan el consumo de la faena y sus posibles expansiones para los próximos años.

6.1.3 Casos de Sensibilidad sobre la Potencia Instalada y la Potencia Firme

Los aspectos más relevantes para analizar el negocio de la generación de la central diesel, son potencia instalada disponible para la generación y los parámetros que afectan la potencia firme. Con ambos factores se establecen dos casos que están basados en los protocolos de operación de la empresa, del cual se desglosan varias sensibilidades que interpretarán la variabilidad del negocio.

El primer caso o “Total Disponible”, se refiere a la disponibilidad de todas las unidades de la central para su operación e inyección al sistema, esto radica en una disminución de la seguridad o de la real capacidad de despacho, lo que de no cumplir podría traer multas a la central.

Este riesgo es controlado por el hecho de la baja generación que el CDEC estima para la central y potenciado por el alto mínimo técnico de las unidades, 2 MW de una potencia instalada de 2,8 MW por cada una y de forma independiente.

El segundo caso o “Sin una Unidad”, trata de implementar un criterio de seguridad y mantención, al reservar una unidad de forma continua para su reparación o utilización interna, como parte de los protocolos aplicados por Anglo American Norte. Esto implica que la máxima potencia instalada para ser despachada por el CDEC o considerada para el pago de potencia firme sería de 25,8 MW menos los 0,65 MW, que están especificados como consumos auxiliares (Ver Ilustración 16), reduciendo el principal ingreso de la central.

Tabla 6-11: Parámetros generales para cada caso

	Caso Total Disponible	Caso Sin una Unidad
Potencia Bruta Máxima	28,6 MW	25,8 MW
Consumos Auxiliares	0,72 MW	0,65 MW
Factor de Potencia	0,8	0,8
Factor de Carga	20%	20%
Potencia Máxima Despachada	80%	80%
IPC	4%	4%

El valor usado para el factor de carga es basado en la operación de los años anteriores de la central, lo que confirma el bajo despacho y que el negocio de la casa de fuerza está en la potencia firme. Además, se incluye la potencia máxima que pueda ser inyectada que es representada con un 80% fundamentado sobre la potencia mínima técnica de la central que es de 2 MW por unidad.

Dentro de estos casos principales, se realizaron 2 análisis de sensibilidad sobre parámetros que definen el pago por potencia firme, estos son el factor único y el precio básico de la potencia firme. El primero, es un valor cercano a 1 que resulta de la razón entre la demanda máxima del SING y la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras disponibles y que se genera cuando ocurren eventos anormales en el sistema que varíen su potencia instalada, como por ejemplo centrales que se definan en mantenimiento, fallas en el sistema de transmisión, salida o entrada de generadoras al SING, entre otros, por lo tanto existirán tantos subperiodos o factores únicos dependiendo de cuantos eventos ocurran durante el año.

Para establecer un criterio de control sobre este parámetro se recopilaron los factores únicos para cada subperiodo desde el año 2008 al 2012, a través de los balances definitivos de potencia firme, excepto para el 2012 que tiene los datos preliminares. De cada muestra se obtuvieron las medianas (valores centrales de la muestra) y las correspondientes desviaciones estándar (distancia entre el dato y la media), con las cuales se pueden crear 9 escenarios disponibles para los casos con una total potencia disponible o bajo el criterio de resguardo de una unidad.

Tabla 6-12: Resultados de las muestras de datos de los factores únicos desde el 2008 al 2012.

Factor Único	Cantidad Subperiodos	Mediana	Desviación	% Desviación
2012	57	0,78	0,04	6%
2011	110	0,88	0,12	13%
2010	94	0,88	0,10	12%
2009	126	0,81	0,05	6%
2008	96	0,79	0,06	8%

Tabla 6-13: Valores a utilizar en la sensibilidad del factor único.

Casos	Mediana	Desviación
Pesimista	0,780	0,12
Base	0,828	0,07
Optimista	0,880	0,04

Estos se utilizarán como una constante a través de los años de proyección, con los cuales se obtendrán las ganancias por el ítem de potencia firme dentro del negocio de la central diesel Mantos Blancos.

El segundo término es el precio al cual se valoriza la potencia firme y que representa el costo que el sistema debe suplir para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima. Este valor tiene una serie de parámetros entre los cuales se puede mencionar, el costo la subestación, el costo de la línea de transmisión, el costo de una central bajo una potencia determinada y una tecnología igual a la central que margina sin contabilizar el efecto de ajuste por la banda de precios libres y finalmente ponderado por el factor de penalización de potencia de cada barra. La complejidad y la poca información sobre la obtención de este parámetro, llevó a la CNE a tratar de establecer un método sistemático, que pueda ser utilizado a largo plazo para estimar el valor de este costo, a través de un estudio que normalizara esta situación [14].

La metodología se basa en la utilización de varios parámetros entre los cuales podemos nombrar [14, pp. 9, Tomo 1]: *Producer Price Index* (PPI) que abarca la indexación de todos los *commodities*, *Product*, *Turbine Producer Price Index* (PPI Turbina), Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el dólar de Estados Unidos, entre otros. Con los cuales se puede obtener un valor actualizado de los costos que intervienen en la obtención de este precio, a través de un archivo Excel contenido en el Anexo 1 del Tomo 4 del estudio, pero que deja al usuario la definición del nivel de potencia de la central a utilizar.

Si bien esta metodología se puede utilizar para estimar el precio actual, el error que se comete al proyectar cada uno de los indexadores y obtener una estimación para el futuro, es complejo y poco confiable sin un estudio detallado que lo respalde.

Como solución para estimar la proyección del precio básico de la potencia punta, se buscaron los valores históricos desde los informes técnicos definitivos de abril y octubre desde el año 2006, que fijan los precios nudos, y considerando la barra que tiene el factor de penalización de potencia unitario como referencia.

Tabla 6-14: Precios básicos de la potencia de punta entre el 2006 y el 2011.

	Nudo	Factor de Penalización de la Potencia	Precio Básico Mensual de la Potencia de Punta	
			(US\$/kW-mes)	(\$/kW-mes)
abr-06	Parinacota	1,0000	7,73	4087,34
	Mantos Blancos	0,8559	6,62	3498,35
oct-06	Parinacota	1,0000	7,87	4.239,98
	Mantos Blancos	0,8640	6,80	3663,34
abr-07	Parinacota	1,0000	7,96	4283,85
	Mantos Blancos	0,8798	7,00	3768,93
oct-07	Parinacota	1,0000	8,23	4251,89
	Mantos Blancos	0,8876	7,30	3773,98
abr-08	Parinacota	1,0000	8,57	3794,18
	Mantos Blancos	0,9069	7,77	3440,94
oct-08	Parinacota	1,0000	8,73	4630,19
	Mantos Blancos	0,8964	7,83	4150,50
abr-09	Encuentro	1,0000	8,52	5053,19
	Mantos Blancos 220	0,9637	8,21	4869,76
oct-09	Encuentro	1,0000	8,57	4708,00
	Mantos Blancos 220	0,9569	8,20	4505,09
abr-10	Encuentro	1,0000	8,71	4558,92
	Mantos Blancos 220	0,9694	8,45	4419,45
oct-10	Encuentro	1,0000	8,89	4390,84
	Mantos Blancos 220	0,9693	8,62	4256,20
abr-11	Encuentro	1,0000	9,01	4323,71
	Mantos Blancos 220	0,9495	8,56	4105,35
oct-11	Encuentro	1,0000	9,18	4442,21
	Mantos Blancos 220	0,9541	8,76	4238,53

Para el año 2009 la barra referencia donde se establece el precio de la potencia cambia desde Parinacota 220 a Encuentro 220.

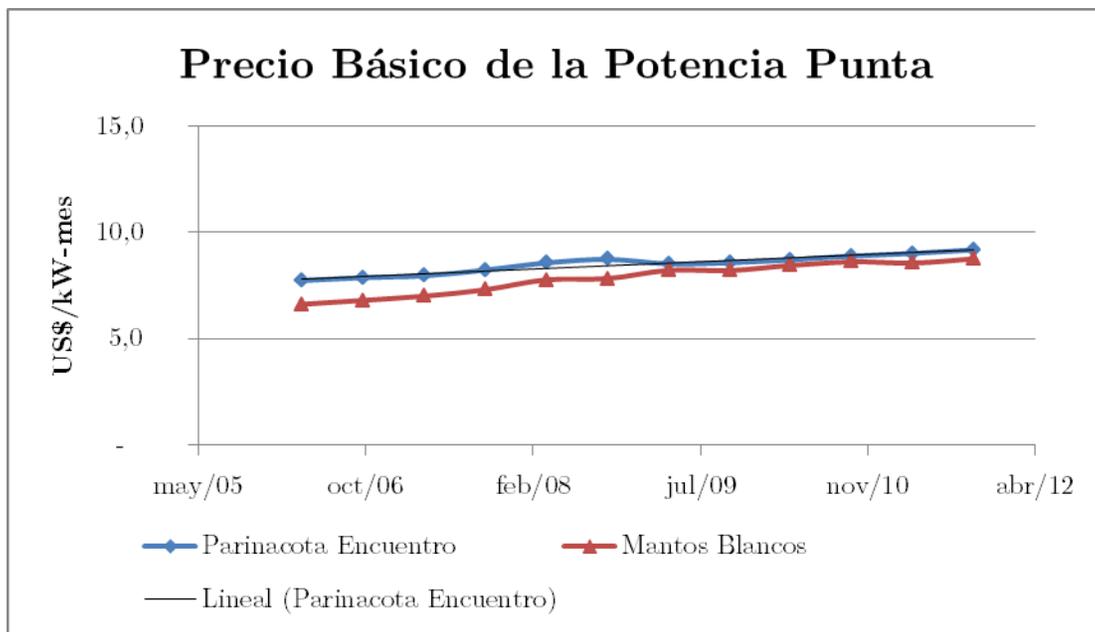


Gráfico 8: Precios básicos de la potencia de punta entre el 2006 y el 2011.

Se puede observar desde el gráfico anterior que el comportamiento del precio para la barra de Mantos Blancos tiene variaciones referentes a los cambios en la generación o los consumos sufridos por el SING en el punto de conexión, pero que ambos precios se comportan de forma paralela donde la barra de referencia tiene una clara linealidad, la que se puede modelar a través de una ecuación de primer orden con una confiabilidad del 91%.

$$Precio \left[\frac{US\$}{kW - mes} \right] = 0,00066845 \cdot Valorización\ fecha - 18,11543155 \quad (4)$$

Donde la valorización de la fecha es la interpretación numérica automática de los meses de abril y octubre de cada año según la planilla de Microsoft Excel (por ejemplo, abr-12 = 41.000).

Por lo tanto, la metodología para generar la proyección de los precios es modelar con la ecuación anterior la barra con el factor de penalización unitario, y trasladarla a la posición de la barra Mantos Blancos con el promedio de la diferencia entre ambas. La sensibilidad será aplicada como los valores máximos y mínimos de estas diferencias, las cuales se aplicarán al valor representativo de Mantos Blancos.

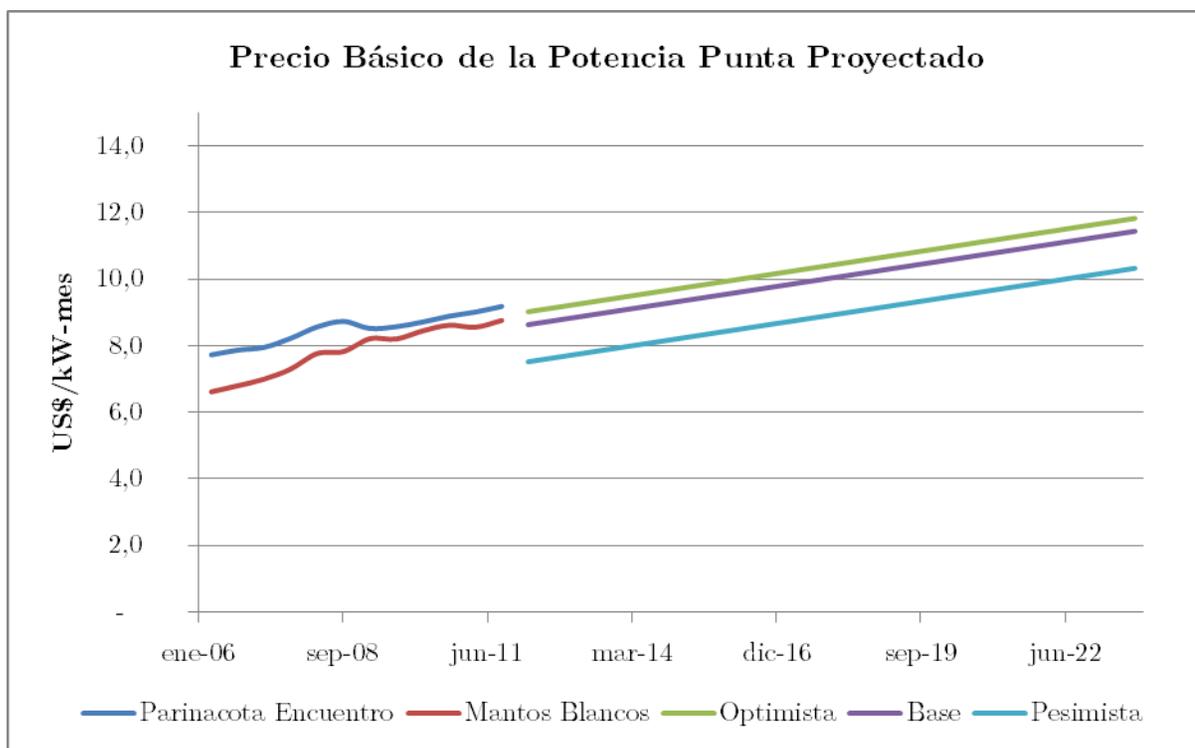


Gráfico 9: Precio básico de la potencia punta proyectado.

Tabla 6-15: Rango de valores utilizados para los 3 análisis de sensibilidad

	US\$/kW-mes	Caso
Diferencia promedio	0,66	Base
Diferencia Mínima	0,27	Optimista
Diferencia Máxima	1,11	Pesimista

Por lo tanto la proyección del precio básico de la potencia punta, es una banda de valores basadas en el comportamiento de la barra referencial trasladada al rango de la barra Mantos Blancos, generando 3 sensibilidades que se pueden observar a continuación.

Tabla 6-16: Proyección del precio básico de la potencia punta

US\$/kW-mes	Parinacota-Encuentro	Mantos Blancos		
	Base	Optimista	Base	Pesimista
abr-12	9,29	9,02	8,64	7,52
oct-12	9,41	9,15	8,76	7,64
abr-13	9,54	9,27	8,88	7,77
oct-13	9,66	9,39	9,00	7,89
abr-14	9,78	9,51	9,12	8,01
oct-14	9,90	9,63	9,25	8,13
abr-15	10,02	9,76	9,37	8,25
oct-15	10,15	9,88	9,49	8,38
abr-16	10,27	10,00	9,61	8,50
oct-16	10,39	10,12	9,73	8,62
abr-17	10,51	10,25	9,86	8,74

oct-17	10,63	10,37	9,98	8,86
abr-18	10,76	10,49	10,10	8,99
oct-18	10,88	10,61	10,22	9,11
abr-19	11,00	10,73	10,34	9,23
oct-19	11,12	10,86	10,47	9,35
abr-20	11,24	10,98	10,59	9,48
oct-20	11,37	11,10	10,71	9,60
abr-21	11,49	11,22	10,83	9,72
oct-21	11,61	11,34	10,96	9,84
abr-22	11,73	11,47	11,08	9,96
oct-22	11,85	11,59	11,20	10,09
abr-23	11,98	11,71	11,32	10,21
oct-23	12,10	11,83	11,44	10,33

Los parámetros utilizados en cada valorización de la potencia firme, corresponden a los proyectados en octubre de cada año, ya que la fecha aproximada cuando el CDEC realiza el cálculo preliminar, y asociados a la potencia firme y factor único respectivo se puede obtener la ganancia anual y mensual.

6.1.4 Resultados de la Operación Bajo Diferentes Sensibilidades

Los resultados de estos escenarios se encuentran en las secciones del Anexo 10.2 al 10.5 de este documento, de donde se pueden extraer las siguientes comparaciones.

Tabla 6-17: Tabla comparativa de resultados para total disponibilidad de las unidades generadoras. Caso total disponibilidad.

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Pesimista				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	896.919	1.108.683	1.303.809
	Medio	1.171.165	1.283.760	1.405.738
	Máximo	1.445.412	1.458.838	1.507.667

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Base				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	1.087.126	1.324.785	1.543.773
	Medio	1.394.909	1.521.273	1.658.167
	Máximo	1.702.692	1.717.760	1.772.560

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Optimista				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	1.153.478	1.400.171	1.627.482
	Medio	1.472.960	1.604.126	1.746.223
	Máximo	1.792.442	1.808.082	1.864.965

De estos datos se puede observar una gran variación dependiendo de las condiciones, que en casos extremos bordean el millón de dólares entre la mejor condición del negocio y la peor. Además, se puede estimar que en el caso más factible del negocio, las utilidades rondarán los 1,5 MM USD\$ anual promedio, y como el parámetro con un mayor efecto sobre el resultado es el factor único por sobre el precio básico de la potencia punta, donde las posibles desviaciones que puede sufrir el factor único por fallas intempestivas es el parámetro con más repercusiones sobre las utilidades.

Para comparar de forma más clara los resultados anteriores, la siguiente tabla indicará el porcentaje de variación entre el caso más posible y cada uno de los escenarios restantes.

Tabla 6-18: Comparaciones de los resultados usando el caso más factible. Caso total disponibilidad.

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Pesimista
--

Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-30%	-14%	2%
	Medio	-9%	0%	10%
	Máximo	13%	14%	17%

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Base				
Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-29%	-13%	1%
	Medio	-8%	0%	9%
	Máximo	12%	13%	17%

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Optimista				
Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-28%	-13%	1%
	Medio	-8%	0%	9%
	Máximo	12%	13%	16%

Estos porcentajes se pueden aplicar como casillas de decisiones predictivas, de forma de conocer la variación de las utilidades desde el estado del sistema más factible, observando los riesgos y la manera de controlarlo o tomar las decisiones para disminuir los posibles efectos.

Los valores son similares para el caso con disponibilidad parcial o sin una unidad generadora, donde los resultados más importantes los mostraremos a continuación.

Tabla 6-19: Comparación bajo precio básico potencia punta caso base y desviación media. Caso sin una unidad.

Utilidades [USD]	Potencia Máxima Despachada				
	50%	60%	70%	80%	90%
2013	1.268.370	1.233.853	1.200.898	1.169.403	1.139.272

2014	1.303.209	1.268.410	1.235.187	1.203.435	1.173.059
2015	1.337.568	1.302.477	1.268.974	1.236.956	1.206.324
2016	1.371.557	1.336.161	1.302.369	1.270.072	1.239.175
2017	1.404.899	1.369.187	1.335.092	1.302.507	1.271.334
2018	1.437.702	1.401.661	1.367.252	1.334.367	1.302.906
2019	1.469.945	1.433.562	1.398.826	1.365.628	1.333.868
2020	1.501.732	1.464.993	1.429.918	1.396.395	1.364.324
2021	1.532.785	1.495.676	1.460.247	1.426.386	1.393.993
2022	1.563.207	1.525.713	1.489.916	1.455.704	1.422.975
2023	1.592.973	1.555.079	1.518.900	1.484.323	1.451.243

Tabla 6-20: Comparaciones de los resultados usando el caso más factible. Caso sin una unidad.

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Pesimista				
Utilidades Acumuladas [%]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-31%	-14%	2%
	Medio	-9%	0%	10%
	Máximo	13%	14%	18%

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Base				
Utilidades Acumuladas [%]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-29%	-13%	2%
	Medio	-9%	0%	9%
	Máximo	12%	13%	17%

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Optimista				
Utilidades Acumuladas [%]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	-29%	-13%	1%
	Medio	-8%	0%	9%
	Máximo	12%	13%	17%

Para ambos casos las variaciones son parecidas, donde la diferencia bordea el 12% entre ambas sensibilidades principales, efecto que se puede observar en la siguiente tabla, que

representa porcentualmente esta diferencia entre las utilidades al funcionar con total disponibilidad o sin una unidad.

Tabla 6-21: Diferencias de las utilidades entre los casos Total Disponibilidad y Sin una Unidad.

Utilidades [%]	Potencia Máxima Despachada				
	50%	60%	70%	80%	90%
2013	11,98%	12,10%	12,23%	12,37%	12,52%
2014	11,99%	12,11%	12,24%	12,38%	12,53%
2015	12,02%	12,13%	12,26%	12,40%	12,54%
2016	12,04%	12,15%	12,28%	12,42%	12,56%
2017	12,06%	12,18%	12,30%	12,44%	12,58%
2018	12,09%	12,21%	12,33%	12,46%	12,60%
2019	12,12%	12,23%	12,36%	12,49%	12,63%
2020	12,15%	12,27%	12,39%	12,52%	12,66%
2021	12,19%	12,30%	12,42%	12,55%	12,69%
2022	12,23%	12,34%	12,46%	12,59%	12,72%
2023	12,27%	12,38%	12,50%	12,63%	12,76%

Además de estas utilidades por parte del negocio operacional, se pueden obtener otros beneficios a través del negocio comercial, como el acceso al mercado spot y la compra de energía a costo marginal, que desde hace tres años se mantiene a precios menores que el precio medio de mercado, por lo tanto puede ser conveniente tanto para futuros servicios de las faenas u otros clientes dependiendo del precio ofrecido por las generadoras. Se debe tener en cuenta que es importante tener buenos indexadores sobre los precios de los contratos y tratar de acordar cláusulas que soporten los efectos no planificados del sistema, para que lo sucedido con la central Campanario (sección 2.4.1) no se repita.

Finalmente es necesario regularizar la identidad del operador de la casa de fuerza, que en este caso sería Anglo American Norte, donde el procedimiento de interconexión mencionado en la sección 10.1.2C, establece que sólo es necesario generar un aviso de forma escrita por parte de la empresa ante los entes controladores y reguladores del sistema de forma escrita. A su vez, estos exigirán la implementación mínima para realizar el despacho, los que actualmente deberían existir como el control de facturas, pruebas de operación, personal capacitado y cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ([Link](#)¹⁸).

Además, es necesario investigar si Anglo American Norte tiene el giro de generador ante impuestos internos, en caso que no sea así, este se puede cambiar a través de su pagina web

¹⁸ http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_normativa.sp_doc_exig_min?p_id=5040#

([Link](#)¹⁹) en la sección “Registro de Contribuyentes – Modificaciones y Avisos – Cambio/ Ampliación de Giro o Actividad Económica” o a través del formulario 3239.

¹⁹ www.sii.cl

6.1.5 Acceso al Mercado Spot

Entre las posibilidades estratégicas de la operación de la central, por parte de Anglo American Norte, es la capacidad de acceder al mercado Spot. Esto permite la compra y venta de energía y potencia a costo marginal, que según los valores históricos del Gráfico 10 tiene episodios favorables y no favorables ante el precio medio de mercado, valor que representa los precios nivel de contratos con clientes libres.

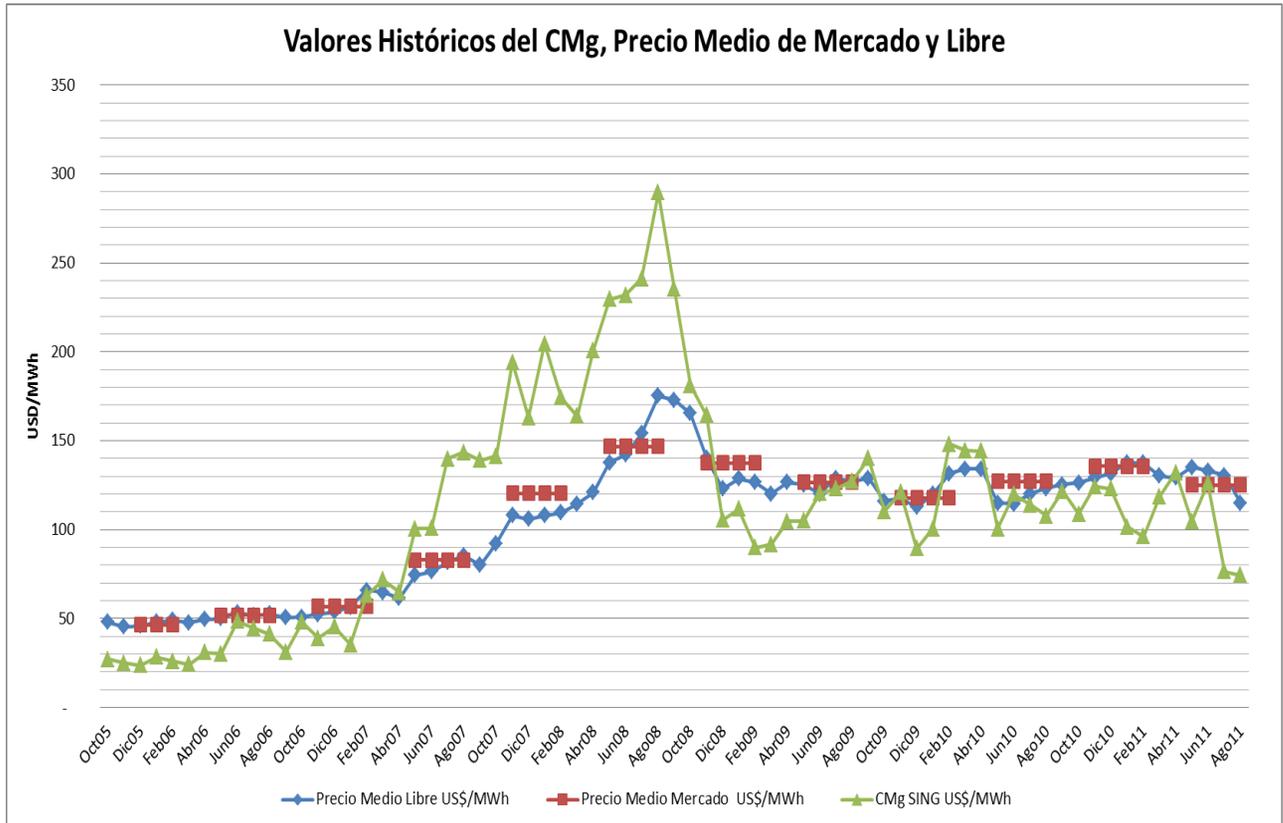


Gráfico 10: Valores históricos del costo marginal del SING y los precios medios de mercado y libre [15].

Para poder ejercer esta opción sólo es necesario ser reconocido como generador en el SING y con esto se puede realizar transferencia de energía y potencia, necesaria para que el CDEC realice el balance y la valorización correspondiente. Esto no significa que la central deba inyectar, ya que esto es consecuencia del despacho estimado por el CDEC, por lo tanto se estaría actuando como un comercializador, más que como un generador pero con un contrato conveniente ya que es acordado por la misma empresa.

A partir de lo observado en el Gráfico 10, se puede analizar el supuesto sobre la obtención de un contrato a un precio medio de mercado o comprar energía y potencia en el mercado Spot a costo marginal, el resultado muestra que esta última opción hubiera sido un 5% más cara a la realización de un contrato como cliente libre. De todas formas se debe tener en cuenta que desde hace 3 años los valores son favorables hacia la compra a costo marginal, pero es necesario un estudio más profundo sobre la conveniencia a largo plazo de esta estrategia.

6.1.6 Recomendaciones ante la Operación

Para operar como dueño la central, donde se requerirá un equipo de trabajo para tal propósito, una recomendación sería la de mantener el personal actual de forma que el traspaso sea con el menor impacto posible. Además, se debe considerar que la visión de la empresa está en el desarrollo minero, donde son líderes del mercado e introducirse dentro del negocio de la generación sin el personal adecuado y sin el respaldo de inversiones significativas, es una desventaja estratégica con respecto al resto de las empresas.

Uno de los puntos observados y que pueden ser mejorados para el funcionamiento de la casa de fuerza, es incorporar dentro de los CVNC el costo de mantención necesario para dejar en regla las máquinas los cuales incluyen de mano de obra contratada, elementos mecánicos y eléctricos ligados a la generación dentro de una mantención mayor, donde es recomendable que el periodo fuera de operación sea lo menor posible debido a los pagos por potencia firme (sección 10.1.2E).

Otro aspecto que requiere atención es la actualización de los valores entregados al CDEC para el cálculo de los costos variables, en especial lo relacionado a los no combustibles, ya que estos no han aumentado desde la incorporación de la central al SING, recordando que sólo por la antigüedad de la central el costo por repuestos debería aumentar, y por lo tanto puede que se esté operando con costos mayores a los conocidos por las autoridades, generando menores utilidades.

Antes de operar como una central diesel despachada por el CDEC, es conveniente que la casa de fuerza se separe de los activos de Anglo American Norte. Por el hecho de formar parte de las empresas generadoras, se pueden realizar contratos con las otras faenas conectadas al SING, o para la obtención de mejores condiciones con las empresas generadoras existentes.

Es recomendable regularizar los trámites de traspaso de operador antes de diciembre para que Anglo American, se encuentre desde un principio participando en el balance preliminar para el pago por la potencia firme, de forma que no existe duda sobre a quien adjudicar tales ingresos.

Las posibilidades de renovar la central existente son buenas, ya que si bien el informe CADE [2] referencia valores de costo de inversión de 1.200 USD\$/kW, tanto la CNE en sus informes de precio nudo de Abril de 2012 [15] como cotizaciones internas, muestran que los valores están alrededor de los 500-600 USD\$/kW, siendo capaces de incorporar una nueva unidad de 3 MW cada 2 años según las utilidades proyectadas.

Finalmente, si la central diesel es arrendada u operada por Anglo American, el terreno quedaría ligado a la generación, lo que no permite que sea destinado para otros fines.

6.2 Segundo Escenario – Utilización como Respaldo

En este escenario se realizará un análisis enfocado en entregar seguridad a la operación a través de la utilización de la central diesel actual o con una nueva central. Donde se mostrarán los procedimientos a seguir, se estimarán los costos de reparación y de instalación, además de los ahorros ante racionamientos de energía o fallas intempestivas.

6.2.1 Gestión del Proceso de Retiro del SING

Bajo la premisa del término de contrato con E-CL para la central diesel Mantos Blancos, Anglo American debe establecer diferentes estrategias para contener las repercusiones normativas y económicas de esta situación. Como aún no existen contratos definidos que aseguren la continuidad de la operación de la central generadora, es necesario establecer los criterios que la normativa vigente proporciona para manejar o planificar el destino de estos activos.

En el caso de que no se logre definir algún acuerdo comercial, la central requerirá ser retirada como instalación del SING, donde debe seguir los siguientes requisitos definidos en los procedimientos de la Dirección de Operaciones (DO) con fecha de Diciembre del 2011 (10.1.2C).

El artículo N° 5 de dicho documento define un plazo mínimo de anticipación de 24 meses para comunicar el retiro desde las instalaciones del SING, por lo tanto si se ejerce tal opción en Noviembre del 2012, esta será efectiva a partir de Noviembre del 2014, dejando más de un año sin un operador de la central a partir del término del contrato con E-CL (EDELNOR) a fines del 2013.

Hay que tener en cuenta que el artículo N° 6 del mismo documento señala la posibilidad de eximición de cumplir con los plazos antes señalados si es que la Comisión Nacional de Energía (CNE), así lo establece. Permitiendo a la Dirección de Operaciones modificar los plazos especificados en los procedimientos, este recurso podría ser importante para disminuir el periodo de transición y debe ser considerado dentro de la planificación si el retiro es inminente.

Se debe agregar que en el caso de reincorporar (una vez retirada la central como instalación del SING), esta debe entregar la información definida en el artículo N° 9 del documento ya mencionado. Entre los aspectos legales y las fechas relevantes del ingreso y obras, se debe incorporar una Resolución de Calificación Ambiental o Declaración de Impacto Ambiental, lo que puede requerir de fuertes inversiones.

El procedimiento además establece una fecha de entrega de la propuesta de incorporación al SING definida en el artículo N° 4 con una anticipación mínima de 6 meses y este documento se debe entregar en un formato escrito ante la Comisión Nacional de Energía, a la Superintendencia de Electricidad y Combustible, al Presidente del Directorio y a la Dirección de Operaciones del CDEC SING.

El artículo N° 30 del procedimiento de conexión al sistema interconectado, advierte que la Dirección de Operaciones puede modificar las fechas de retiro o incorporación bajo una lista de situaciones, donde el punto c) relaciona su influencia con la seguridad del sistema. Esta

condición o probabilidad puede verse disminuida debido a su pequeño tamaño y alto nivel de costos de generación, que como consecuencia sólo despacha pocas veces al mes (generó por 16 horas de 744 horas en Enero del 2012 y 155 horas en Febrero del mismo año [6]).

Una de las posibilidades que se manejan es aplicar un mantenimiento mayor a las instalaciones de la central [16], que se entiende como servicios con una duración mayor a las 24 horas y sin un plazo máximo establecido en el documento.

Éste recurso puede ser solicitado, según el artículo N° 4, con 15 días de anticipación a la fecha de inicio de los trabajos, pero se debe tener en cuenta que la Dirección de Operaciones puede modificar las fechas requeridas por la empresa, bajo aspectos de mantener el mínimo costo global de operación y mantener la suficiencia del sistema, donde la contraparte tiene la posibilidad de reingresar una nueva fecha para el análisis de las autoridades. Esto puede ser aplicado desde el punto de vista de reparaciones por la entrega de la central para la operación directa por que se entregará a una nueva empresa.

La Dirección de Operaciones planifica con un horizonte de 24 meses móviles, donde establece un orden de prioridad según llegada de la solicitud, por costos y suficiencia, desplazando la fecha a una posición tal que genere menor impacto al sistema, por lo tanto se debe tener en cuenta que la definición de las fechas definitivas pueden ser modificadas, lo que da al proceso un segmento de variación fuera del control de Anglo American Norte.

Según el procedimiento, no se especifica la entrega de información sobre los resultados de la mantención, sólo durante la solicitud de ésta se pide una justificación de las actividades, además de indicar el tipo de reparaciones que se llevará a cabo y los aspectos necesarios para que la Dirección de Operaciones logre determinar el costo variable no combustible de los trabajos.

Es prudente mencionar la rigidez que contempla el manejo de las fechas de inicio o término de actividades por parte de las autoridades, observando que cualquier modificación de estos plazos tiene que ser bajo condiciones muy justificadas, debe ser tomada en cuenta dentro de la planificación y de las estrategias de contención ante situaciones anormales.

6.2.2 Mantener la Central como Respaldo

De forma paralela a retirar la central es necesario obtener el estado de las obras civiles y eléctricas, para proyectar el nivel de inversiones necesarias para cumplir los protocolos de seguridad de Anglo American, y las normas definidas por las autoridades, donde en la sección 10.1.3 se muestran las más relevantes.

En el informe de JHG Ingeniería realizado el 2011 [8, p. 32] estiman un aproximado de los gastos en mantenimiento y mano de obra contratada para la mantención de las unidades generadoras, siendo parte de este valor pagado por E-CL, como establece el contrato de arriendo de la casa de fuerzas.

Una vez retirada la casa de fuerza del SING, se podría utilizar para reducir la facturación de electricidad de la faena Mantos Blancos, pero debido al elevado costo variable de la central y el desgaste que causaría en las máquinas, no es una opción recomendable. La diferencia entre los valores proyectados del costo marginal y el costo variable de la central (Ver Tabla 6-2) muestra una diferencia alrededor de un 200%, recomendando de forma clara no autogenerar o reducir el consumo, sino más bien, el establecer contratos con generadoras que es la opción más económica y segura.

Una posibilidad sería el recorte de potencia en horario punta, pero las posibilidades de realizar esta acción es baja debido a la lentitud en que la máquina reacciona. En este caso, como experiencia, es mejor implementar medidas locales o alarmas enfocadas en establecer un límite sobre el consumo en las horas punta, esto sería más efectivo que la utilización de unidades generadoras para la reducción de estos sobrecostos. Mismo argumento se puede aplicar para soportar de forma automática los EDAC (Esquema de Desconexión Automático de Carga), logrando regularizar la operación de la faena a sus niveles básicos entre 20 a 30 minutos, que es el tiempo que se demoran las unidades generadoras en tomar carga. Para este tipo de desconexiones es recomendable utilizar unidades generadoras nuevas, para que logren actuar sin distorsionar los consumos de la faena.

De todas formas, mantener disponibles las unidades generadoras da la posibilidad de utilizarlas para desconexiones programadas o racionamientos, lo cual siempre es una buena opción cuando se compara con las pérdidas por producción de una faena minera. Es recomendable utilizar todas las unidades generadoras disponibles, sin dejar una unidad de respaldo que es lo que utiliza Anglo American como protocolo, especialmente por lo crítico del proceso de producción.

Por estas razones, la conveniencia de retirar la central diesel dentro del SING se reduce a la operación en situaciones de emergencia, donde se deberá mantener constantemente personal calificado para la mantención. De todas formas, la recomendación es siempre tener un grupo de respaldo y en caso de requerir unidades nuevas los costos asociados son recuperados completamente en 10 días sin cuenta con un 15% de respaldo, y si no cuenta con respaldo en 3 días (Ver Tabla 6-25).

Una de las posibilidades si se retira la central diesel, es la reocupación del terreno donde podría ser utilizado en actividades de extracción, como bodega, zona de recreo u otro fin definido por la empresa.

6.2.3 Instalar una Nueva Central Diesel como Respaldo

En caso de utilizar un nuevo grupo generador para respaldo, la política de la empresa establece de un 10% a un 15% del consumo de la faena, como base para establecer en nivel de potencia instalada para grupos generadores de respaldo. La estimación de la potencia utilizada por la faena considera el crecimiento vegetativo, un proyecto de expansión y una planta desalinizadora, tomando el peor caso o la situación en que la se tenga el máximo consumo dentro del presente año hasta el 2035, además de un factor de un 35% sobre el costo de la central como rango de seguridad y para la reparación de la obra civil y eléctrica existente.

Tabla 6-22: Costos estimados para la instalación de grupos de respaldo en Mantos Blancos.

Costo Central Diesel por Potencia [2]	1.200 USD/kW	
Vida Útil	25 años	
Potencia Máxima Proyectada	56,35 MW	
Respaldo Respecto al Consumo	10%	15%
Total Respaldo Máximo Mantos Blancos	5,64 MW	8,45 MW
Costo Central Diesel Total	6,762 MMUSD	10,144 MMUSD
Costo Central Diesel Total + Factor SyR	9,129 MMUSD	13,694 MMUSD

Las posibilidades de utilización del grupo generador dependerán de los costos variables y su diferencia con el costo marginal, donde a modo de referencia, se pueden utilizar los datos expresados en la siguiente tabla.

Tabla 6-23: Costo variables de una unidad diesel nueva [2]

Año	Costo Combustible [US\$/ton]	Consumo Específico [ton/MWh]	CVC [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	CV [USD/MWh]
2013	773,43	0,19	146,95	9,00	155,95
2014	795,95	0,19	151,23	9,00	160,23
2015	825,99	0,19	156,94	9,00	165,94
2016	848,52	0,19	161,22	9,00	170,22
2017	886,06	0,19	168,35	9,00	177,35
2018	931,12	0,19	176,91	9,00	185,91
2019	953,64	0,19	181,19	9,00	190,19
2020	976,17	0,19	185,47	9,00	194,47
2021 en adelante	1.006,21	0,19	191,18	9,00	200,18

Con los costos variables referenciales, muestran ser el doble de los costos marginales en la barra Crucero 220 kV (Tabla 6-2), con esto se puede concluir que la reducción de consumo por

parte de la faena se podrá dar pocas veces, como por ejemplo para cortar punta cuando el sistema se encuentra a demanda máxima.

Dadas las características de las nuevas unidades generadoras diesel, está la toma de carga de forma rápida, lo que permite actuar en momentos de fallas intempestivas, EDAC, racionamientos u otro peligro que pueda afectar la continuidad de la producción.

6.2.4 Estimación del Costo de Falla y Racionamiento de la Faena Mantos Blancos

Los grupos de generadores diesel tienen como objetivo entregar seguridad a operación de la faena Mantos Blancos, por este motivo se puede comparar con las pérdidas relacionadas a una falla intempestiva y a un racionamiento impuesto por las autoridades, por lo tanto se pueden observar los siguientes resultados utilizando los valores aproximados de los costos de falla intempestivos para 24 horas y el de racionamiento a un 30% según el estudio de costos de fallas publicado por la CNE [17].

Tabla 6-24: Datos para estimar las pérdidas de la faena.

Potencia Máxima Proyectada	56,35	MW
Costo de Falla Intempestiva Aproximada	3.000	USD/MWh
Costo de Falla Racionamiento Aproximada	700	USD/MWh

Tabla 6-25: Pérdidas asociadas al costo de falla intempestivo de la faena Mantos Blancos.

Pérdidas de la Faena [USD]	Porcentaje de Respaldo		
	Días con Falla	0%	10%
0,5	2.028.769	1.825.892	1.724.454
1	4.057.538	3.651.784	3.448.907
2	8.115.076	7.303.568	6.897.815
3	12.172.614	10.955.353	10.346.722
4	16.230.152	14.607.137	13.795.629
5	20.287.690	18.258.921	17.244.537
10	40.575.380	36.517.842	34.489.073
15	60.863.070	54.776.763	51.733.610

Estos valores muestran el nivel de costos que resulta en interrumpir la operación de una faena minera, pérdidas que en menos de un mes pueden impactar considerablemente las finanzas del negocio. Estos factores hacen importante mantener resguardo de la alimentación y generar acuerdos en los contratos para que el retiro de energía sea continuo y que las inversiones sobre la seguridad de la red sean parte importante de la planificación del generador, del transmisor y especialmente del cliente.

Tabla 6-26: Pérdidas asociadas al costo de falla por racionamiento de energía de la faena Mantos Blancos con 0% de respaldo.

Pérdidas de la Faena	Porcentaje Racionamiento con 0 % de Respaldo
----------------------	--

[USD]				
Días con Racionamiento	10%	20%	30%	40%
1	94.676	189.352	284.028	378.704
5	473.379	946.759	1.420.138	1.893.518
15	1.420.138	2.840.277	4.260.415	5.680.553
30	2.840.277	5.680.553	8.520.830	11.361.106
45	4.260.415	8.520.830	12.781.245	17.041.660
60	5.680.553	11.361.106	17.041.660	22.722.213
90	8.520.830	17.041.660	25.562.489	34.083.319
120	11.361.106	22.722.213	34.083.319	45.444.426

El costo de instalar nuevas unidades generadoras puede ser recuperado en 4 meses, bajo un racionamiento del 10% del consumo, y antes del mes dado una situación crítica. Estos valores dan una real importancia a mantener equipos de respaldo como parte de las instalaciones de la faena, dando un enfoque de seguridad y de funcionamiento a tal punto que podría causar pérdidas sobre las utilidades anuales en caso de no contar con ellas.

Tabla 6-27: Pérdidas asociadas al costo de falla por racionamiento de energía de la faena Mantos Blancos con 10% de respaldo.

Pérdidas de la Faena [USD]	Porcentaje Racionamiento con 10 % de Respaldo			
	Días con Racionamiento	10%	20%	30%
1	-	94.676	189.352	284.028
5	-	473.379	946.759	1.420.138
15	-	1.420.138	2.840.277	4.260.415
30	-	2.840.277	5.680.553	8.520.830
45	-	4.260.415	8.520.830	12.781.245
60	-	5.680.553	11.361.106	17.041.660
90	-	8.520.830	17.041.660	25.562.489
120	-	11.361.106	22.722.213	34.083.319

Tabla 6-28: Pérdidas asociadas al costo de falla por racionamiento de energía de la faena Mantos Blancos con 15% de respaldo.

Pérdidas de la Faena [USD]	Porcentaje Racionamiento con 15% % de Respaldo			
	Días con Racionamiento	10%	20%	30%
1	-	47.338	142.014	236.690
5	-	236.690	710.069	1.183.449
15	-	710.069	2.130.207	3.550.346
30	-	1.420.138	4.260.415	7.100.692
45	-	2.130.207	6.390.622	10.651.037
60	-	2.840.277	8.520.830	14.201.383
90	-	4.260.415	12.781.245	21.302.075
120	-	5.680.553	17.041.660	28.402.766

Desde las tablas anteriores se puede observar que es conveniente mantener un sistema de respaldo para otorgar un nivel de seguridad mínimo a la operación y a la proyección de la faena antes hechos fortuitos o estados críticos de generación que lleven a las autoridades a disminuir el consumo de los sistemas interconectados. Si bien, los cambios climáticos y los años secos no son tan relevantes en el SING como en el SIC, este puede recaer en una falta de insumos para la generación o podrían suceder anomalías en el sistema que impidan la continuidad del servicio.

Mantener un nivel de respaldo asegura el poder absorber un porcentaje del racionamiento con los equipos existentes, o por lo menos da más tiempo para incorporar nuevas unidades dentro de las instalaciones. En este caso no existe mucha diferencia entre 10% y 15%, pero si al comparar con la opción sin sistema de respaldo, el retorno de la inversión llega en meses comparando los 25 años de vida útil que posee.

Es necesario complementar que las nuevas unidades diesel tienen la capacidad de reaccionar de forma inmediata ante las fallas, no así la casa de fuerza actual que requiere aproximadamente de 20 minutos para tomar toda la carga, por lo tanto estas se pueden usar en caso de racionamiento o en caso de desconexiones programadas, pero ante una falla intempestiva es recomendable que los equipos considerados para el respaldo sean nuevos o de una generación más reciente.

6.3 Tercer Escenario – Instalar Central ERNC

Esta opción trata de analizar la posible instalación de una nueva central generadora, lo cual se puede dar desde dos visiones, renovar la central existente con un objetivo de inyectar al sistema interconectado o una casa de fuerza que opere como respaldo ante situaciones inesperadas. El supuesto principal sobre este caso es la posibilidad de ocupar el mismo terreno, ya que si se desea ocupar sitios aledaños correspondería a un proyecto independiente de la casa de fuerza, donde ya existen estudios por parte de Anglo American Norte.

En la primera opción se debe analizar el cambio de tecnología, donde entre las opciones aparecen biomasa, carbón y gas, siendo descartadas por la dificultad en conseguir agua para el proceso de vaporización, este hecho es constatado por el consumo interno el cual tiene que abastecerse desde distancias cada vez más lejanas a la faena. La siguiente opción es la energía solar la que es descartada debido al ambiente corrosivo y polvo en suspensión de la minera que reduciría la vida de los paneles o concentradores, quedando como opción la energía eólica, la cual analizaremos a continuación.

En la página del Explorador de Energía Eólica²⁰, se puede obtener una serie de datos para analizar la instalación de turbinas aerogeneradores, en lugar de la central diesel. Entre los diferentes productos disponibles, se elige una de rotor grande ya que de antemano se conoce que el nivel de vientos promedio es bajo, recordando que mientras más grande el rotor de la torre menor será la necesidad de viento para operar.

Tabla 6-29: Datos aerogenerador propuesto.

Descripción	Dato
Marca	Vestas Wind System A/S
Modelo	Vestas V100 – 1.8 MW
Potencia	1.800 kW
Diámetro Turbina	100 metros
Densidad referencia	0.970 kg/m ³

²⁰ <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

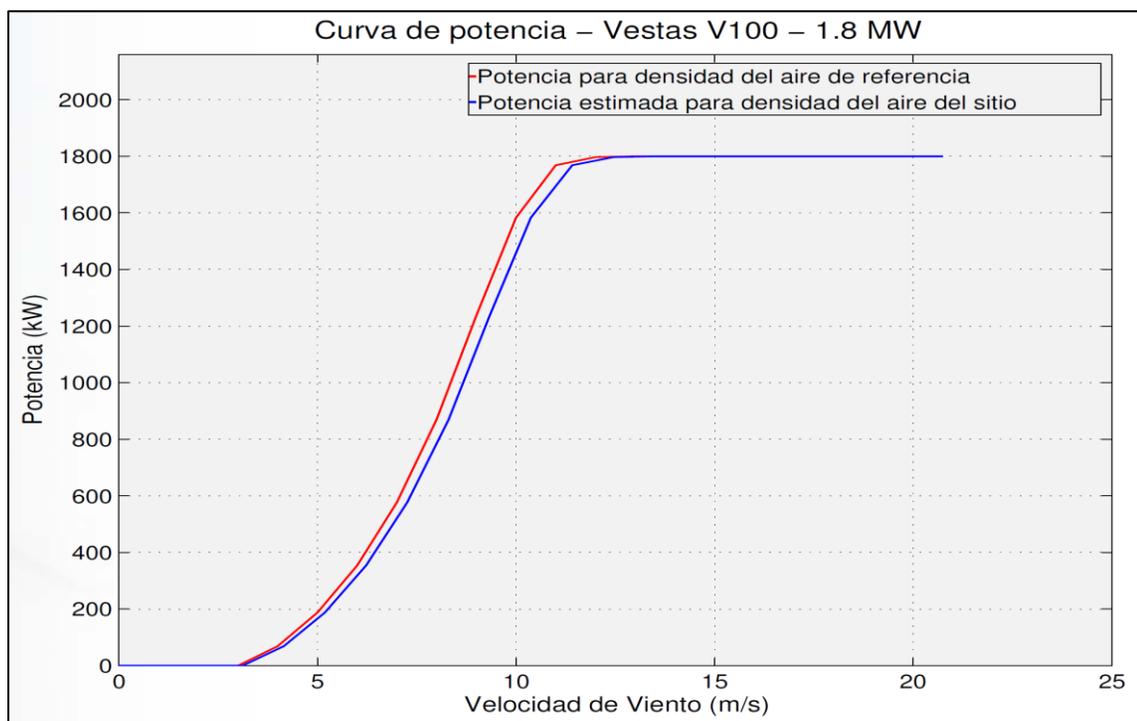


Ilustración 21: Curva potencia versus velocidad del viento para el Vesta 100 – 1.8 MW

Con los datos de viento de la zona y la curva de potencia del aerogenerador, se puede obtener la potencia que se podría haber generado en el año 2010, el cual se muestra a continuación.

Tabla 6-30: Tabla de generación estimada para el año 2010 por el Vesta 100 – 1.8 MW

Mes	Medio Diario	Mínimo Diario	Máximo Diario	Variabilidad
	kW	kW	kW	kW
Enero	527.8 ± 94.8	0.0 ± 0.0	1772.9 ± 318.4	68.9 ± 24.8
Febrero	506.4 ± 95.7	0.0 ± 0.0	1785.4 ± 337.4	84.4 ± 31.9
Marzo	473.4 ± 85.0	0.0 ± 0.0	1749.4 ± 314.2	61.6 ± 22.1
Abril	351.9 ± 64.2	0.0 ± 0.0	1502.4 ± 274.3	118.7 ± 43.3
Mayo	251.1 ± 45.1	0.0 ± 0.0	1231.1 ± 221.1	95.4 ± 34.3
Junio	234.0 ± 42.7	0.0 ± 0.0	1212.6 ± 221.4	94.2 ± 34.4
Julio	282.9 ± 50.8	0.0 ± 0.0	1321.8 ± 237.4	83.1 ± 29.9
Agosto	330.8 ± 59.4	0.0 ± 0.0	1542.2 ± 277.0	87.4 ± 31.4
Septiembre	407.9 ± 74.5	0.0 ± 0.0	1706.7 ± 311.6	97.2 ± 35.5
Octubre	452.1 ± 81.2	0.0 ± 0.0	1776.4 ± 319.0	87.8 ± 31.5
Noviembre	494.5 ± 90.3	0.0 ± 0.0	1776.6 ± 324.4	86.6 ± 31.6
Diciembre	584.4 ± 105.0	38.7 ± 6.9	1776.5 ± 319.1	138.6 ± 49.8
TOTAL	407.7 ± 21.3	3.3 ± 0.2	1595.1 83.5	145.0 ± 49.8

Estos datos destacan el nivel de generación posible con solo una turbina instalada, si observamos la generación media alcanza el 23% de factor de planta sobre la capacidad instalada, valor bastante bajo para implementar una solución de generación con base a este tipo de tecnología. La decisión anterior es confirmada con el siguiente gráfico mostrando la frecuencia acumulada durante el año 2010, generando un máximo de 200 kW durante un 5% del periodo.

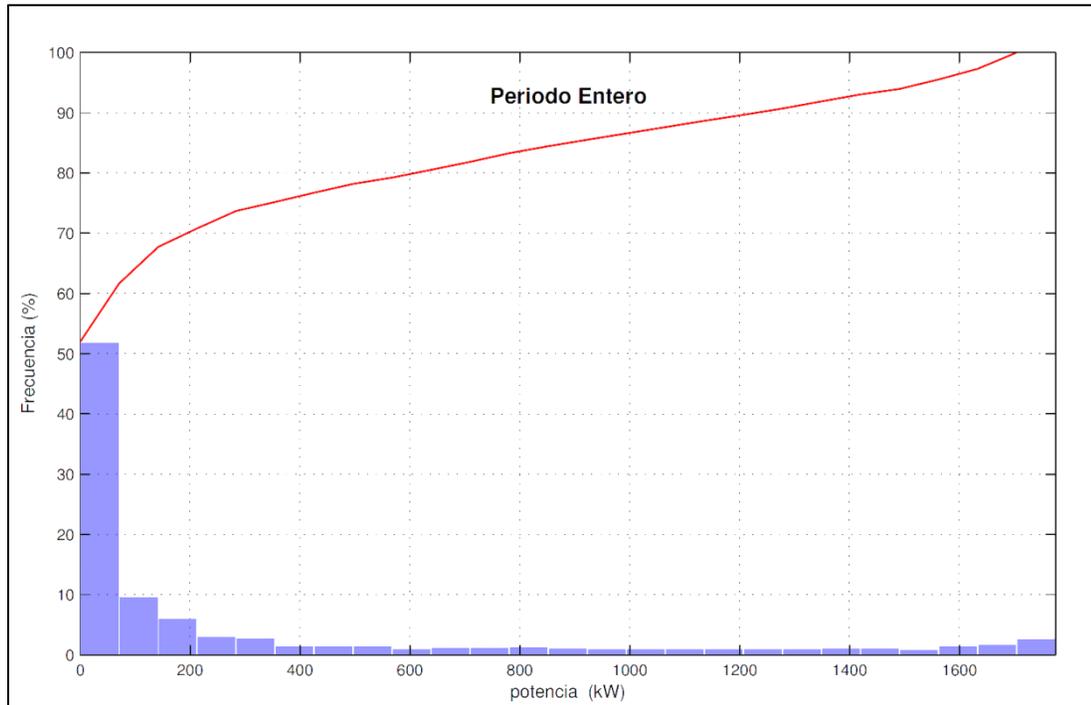


Ilustración 22: Distribución de frecuencia de la potencia del aerogenerador Vestas V100 -1.8 MW a 95 metros

Para instalar un parque eólico es necesario mantener una distancia entre las turbinas, que corresponde a 2 ó 3 veces el diámetro de las aspas, esto minimiza la alteración del viento causado por la torre. En conjunto con los datos de las Tabla 4-11 y Tabla 6-29, además que la casa de fuerza tiene una superficie de 3400 m², se puede obtener la siguiente tabla.

Tabla 6-31: Análisis de cantidad de aerogeneradores

Potencia instalada	kW	1800
Diámetro aspas	m	100
Factor de distancia entre turbinas		2
Área Superficial por turbina	m ²	40000
Superficie total MB	m ²	3400
Cantidad de aerogeneradores	unidades	1
Potencia estimada Total	kW	1.800
Costo Inversión Bruto	USD/kW	2.200
Costo Inversión Bruto Total	USD	3.960.000
Factor de planta	%	23
Generación Estimada	kWh	414

Con esto se puede observar, utilizando el criterio de mínimo de distancia entre turbinas, que sólo se puede instalar una torre dentro del recinto, exponiendo la poca conveniencia de utilizar todo el terreno para producir en promedio 414 kWh de energía.

La tecnología fotovoltaica, al igual que la eólica, requiere de gran espacio para instalar sus elementos, lo que en este caso es un bien limitado, por lo tanto finalmente sólo nos queda la opción de generadores diesel para la renovación de la central, pero que se encuentran fuera de las energías renovables.

En el caso de generar un proyecto renovable fuera de las instalaciones de la faena, la recomendación sería instalar una central fotovoltaica, ya que la madurez de la tecnología y los precios bajos que se están dando en el mercado pueden otorgar una oportunidad de negocios, no tan solo por la generación sino para la venta de la potencia instalada a otras empresas generadoras que no posean el porcentaje establecido por ley de fuentes renovables no convencionales.

6.4 Cuarto Escenario – Arriendo a Tercero

En esta opción de negocio se realizará un análisis definiendo las ventajas y desventajas de arrendar las instalaciones a un tercero para que opere como generador dentro del SING con la casa de fuerza de Mantos Blancos.

Con la información reunida en la sección 5.4, se puede observar una metodología para valorar la central generadora, basada sobre el costo de oportunidad que tiene el negocio comercial de la casa de fuerza, más que sobre las instalaciones.

Para esto se emplearon las utilidades obtenidas en la sección 6.1 y se les aplicó valor presente a diferentes rangos de años, el que dependerá de la duración del contrato de arriendo, y a diferentes de tasas de retorno, que es parte de un criterio de valoración definido por Anglo American Norte.

Con estos factores se pueden definir los valores presentes de las utilidades para diferentes escenarios, los cuales pueden ser utilizados para obtener una referencia del cobro por arriendo. El valor puede ser considerado como un porcentaje o una porción de los resultados de la Tabla 6-32, y que además puede ser dividido en pagos anuales o mensuales.

Tabla 6-32: Resultados del valor presente sobre las utilidades para diferentes escenarios, años y tasas de retorno.

Casos	Factor Único	Optimista	Desviación	Máximo	Precio Básico de la Potencia Punta	Optimista
-------	--------------	-----------	------------	--------	------------------------------------	-----------

Valor Presente de las Utilidades		Años de Duración del Análisis					
		5	6	7	8	9	10
Tasa de Retorno	7%	7.098.433	8.343.161	9.532.735	10.668.768	11.752.729	12.786.223
	8%	6.909.079	8.086.236	9.200.817	10.255.377	11.252.282	12.193.972
	9%	6.727.595	7.841.423	8.886.365	9.865.966	10.783.516	11.642.293
	10%	6.553.563	7.608.001	8.588.234	9.498.817	10.343.967	11.127.791
	11%	6.386.591	7.385.301	8.305.363	9.152.351	9.931.394	10.647.398
	12%	6.226.312	7.172.699	8.036.775	8.825.121	9.543.752	10.198.335
	13%	6.072.380	6.969.615	7.781.564	8.515.797	9.179.176	9.778.085

Casos	Factor Único	Base	Desviación	Medio	Precio Básico de la Potencia Punta	Base
-------	--------------	------	------------	-------	------------------------------------	------

Valor Presente de las Utilidades		Años de Duración del Análisis					
		5	6	7	8	9	10
Tasa de Retorno	7%	5.766.367	6.782.079	7.753.884	8.682.895	9.570.116	10.416.691
	8%	5.612.376	6.572.949	7.483.490	8.345.875	9.161.841	9.933.216
	9%	5.464.789	6.373.685	7.227.336	8.028.422	8.779.435	9.482.892
	10%	5.323.265	6.183.699	6.984.485	7.729.131	8.420.885	9.062.946
	11%	5.187.486	6.002.445	6.754.076	7.446.715	8.084.361	8.670.868
	12%	5.057.152	5.829.415	6.535.309	7.179.993	7.768.191	8.304.387
	13%	4.931.983	5.664.137	6.327.447	6.927.879	7.470.854	7.961.444

Casos	Factor Único	Pesimista	Desviación	Mínimo	Precio Básico de la Potencia Punta	Pesimista
--------------	---------------------	-----------	-------------------	--------	---	-----------

Valor Presente de las Utilidades		Años de Duración del Análisis					
		5	6	7	8	9	10
Tasa de Retorno	7%	3.339.670	3.939.351	4.515.889	5.069.445	5.600.137	6.108.239
	8%	3.250.061	3.817.187	4.357.380	4.871.236	5.359.306	5.822.275
	9%	3.164.187	3.700.803	4.207.244	4.684.575	5.133.793	5.555.999
	10%	3.081.849	3.589.852	4.064.931	4.508.631	4.922.405	5.307.761
	11%	3.002.861	3.484.015	3.929.932	4.342.645	4.724.053	5.076.066
	12%	2.927.048	3.382.995	3.801.778	4.185.916	4.537.747	4.859.564
	13%	2.854.247	3.286.514	3.680.033	4.037.802	4.362.583	4.657.029

La visión comercial del negocio de arriendo es menos conveniente que operar la central, debido a que el valor presente de las utilidades mostradas en la tabla anterior se dividirá entre ambas partes, reduciendo los ingresos pero aliviando la carga de responsabilidades dentro del manejo de la casa de fuerza.

La elección del arriendo puede mejorar al incluirse dentro de un contrato eléctrico para una reducción de los costos por energía y potencia, pero estos deberían estar por lo menos bajo el costo marginal para que sea una real ventaja económica.

Para visualizar cuanto deberían bajar los precios del contrato, basado desde el costo marginal de la barra Crucero 220 kV, se realizaron las estimaciones de la Tabla 6-33, con los siguientes supuestos:

- Costo marginal proyectado por el informe de transmisión troncal [13].
- Consumo medio de potencia proyectada para la faena Mantos Blancos, incluyendo proyectos internos programados.
- Las utilidades representan el caso con todas las unidades activas, con factor único base, con desviación media y precio básico de potencia punta base.
- Asumiendo un año de 8760 horas, en conjunto con un consumo constante de energía por parte de la faena.

Tabla 6-33: Diferencia del CMg proyectado en caso de arrendar la casa de fuerza.

	CMg Estimado	Consumo medio Faena	Costo Proyectado Energía	Utilidades Proyectados	CMg Recomendado	Diferencia entre CMg
	Crucero [USD/MWh]	[MW]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]	[USD/MWh]
2013	70	27	16.578.196	1.334.505	64,64	5,66
2014	76	24	16.265.849	1.373.521	69,77	6,43
2015	82	37	26.767.295	1.412.016	77,58	4,32
2016	84	42	31.175.079	1.450.113	80,28	3,92
2017	85	41	30.620.204	1.487.504	80,68	4,12
2018	85	42	31.114.302	1.524.310	80,46	4,14
2019	88	37	28.912.958	1.560.507	83,63	4,77

2020	90	37	29.303.877	1.596.214	84,72	4,88
2021	93	37	30.347.981	1.631.120	87,81	4,99
2022	104	37	33.914.351	1.665.341	98,61	5,09
2023	119	37	38.789.716	1.698.850	113,41	5,19

La tabla anterior refleja un macro análisis de cuanto deberían bajar los costos marginales de energía asociados al contrato de suministro eléctrico de la faena, para que representen la misma cantidad de utilidades que se obtendría con la casa de fuerza operando como generador.

Estos resultados reflejan una conveniencia sobre la rebaja del precio de contrato alrededor de los 5 USD/MWh, para que equipare las utilidades obtenidas por la operación de la casa de fuerza.

Como principal desventaja al arrendar las instalaciones a un tercero, es la pérdida del acceso al mercado Spot y por lo tanto la realización de contratos a costo marginal. Si se desea aplicar esta opción, sería necesario realizar una comparación más profunda que incluya la valoración de este beneficio hacia las otras faenas y establecer una nueva reducción del costo marginal acordado ofrecido.

7 Conclusiones

7.1 Operación Propia

Entre las posibles estrategias para la operación de la central, se pueden observar dos líneas enfocadas sobre la capacidad de la casa de fuerza. Donde el primer caso está enfocado en una total disponibilidad de la potencia y la segunda es dejar una de las diez unidades existentes como respaldo y así, dar seguridad y continuidad a la generación.

Los resultados desde el punto de vista del negocio operacional (sección 6.1) muestran utilidades entre los 0,8 MM USD\$ hasta los 1,8 MMUSD\$ anuales promedio cuando se cuenta con una total disponibilidad de las unidades generadoras, y entre 0,7 MM USD\$ y 1,6 MM USD\$ anuales promedio para cuando se deja una de las diez unidades como respaldo, dando al negocio con un pequeño margen de error antes de pasar a números negativos. El negocio operacional de la generación siempre ha sido conveniente al asegurar unos ingresos iguales a los gastos, pero sin cubrir los gastos administrativos ni sueldos, dando al propietario estabilidad para momentos críticos del sistema. En el negocio comercial esto no sucede, donde la estrategia marca la diferencia entre buenas utilidades o la quiebra, como sucedió con la central Campanario. Estos riesgos pueden ser controlados a través de contratos con buenos indexadores, con cláusulas que consideren las variaciones del mercado eléctrico o que se acoplen al costo marginal horario de la barra de retiro.

Ambos casos traen utilidades al negocio, pero al mantener una total disponibilidad de la capacidad instalada accesible al despacho se pueden generar diferencias entre 0,1 a 0,2 MM USD\$ anuales promedio por sobre la unidad en resguardo, valor que si bien no es mucho a nivel minero puede significar hasta el 40% de las utilidades del negocio operacional para ciertas condiciones. Otros aspectos que se deben tener en cuenta, es que los principales parámetros que influyen sobre las ingresos son el factor único y el precio básico de la potencia punta (variables que componen la potencia firme), donde el primer parámetro puede generar diferencias de hasta un 44% de las utilidades anuales promedio y con el segundo hasta un 33%.

Desde el punto de vista estratégico, mantener la central con utilidades basadas en la potencia firme es riesgoso, debido a que para el año 2013 la normativa que regula estos pagos enfrentará una modificación con la incorporación de un nuevo reglamento de Servicios Complementarios, generando incertidumbre sobre el nivel de utilidades proyectadas por la central.

Este riesgo es acentuado debido a que en el SING existe un gran margen de potencia instalada que es beneficiada con estos pagos y que no participa en la generación, siendo posible un cambio en la visión de las autoridades, tratando de acercarse hacia un sistema que opere a un menor costo de la electricidad por sobre la seguridad que otorga la sobre capacidad instalada, pero por experiencias anteriores las decisiones de las autoridades están enfocadas a no generar cambios bruscos en los valores finales, con el fin de no causar pánico entre las empresas.

El negocio comercial de la central diesel, puede traer buenos dividendos sobre los contratos que se realicen a futuro, ya que el acceso a energía y potencia en el mercado Spot da un techo a los cobros por parte de las generadoras, reduciendo los sobre costos que se aplican por seguridad de suministro, por accesos a energías renovables u otro tipo de acuerdo para la entrega de los servicios eléctricos, pudiendo generar ahorros en los costos mensuales incluso mayores a las utilidades por la operación de la central, los cuales son expresados en las Tabla 6-8, Tabla 6-9 y Tabla 6-10 bajo diferentes potencias de la faena. Este beneficio es aplicable a cualquier operación minera del SING, siempre cuando al casa de fuerza trabaje como una central diesel operada por el CDEC.

Estos resultados muestran la conveniencia de mantener la central bajo aspectos estratégicos y bajo resultados económicos, ya que si tomamos el escenario con total disponibilidad en el caso promedio las utilidades bordean los 1,5 MM USD\$/anual, más los ahorros por el acceso al mercado Spot, bajo un 4% de sobreprecio, el valor da levemente sobre el 1 MM USD\$/anual. Como la factura de la faena Mantos Blancos bordea los 20 MM USD\$/anuales, se obtiene que el costo por el suministro eléctrico debería disminuir a lo menos en un 10% o unos 5 USD/MWh (Ver Tabla 6-33) para igualar los beneficios, hecho difícil de conseguir dado la incertidumbre del mercado actual.

Para la operación de la casa de fuerza es apropiado generar un plan de revisión, mantención y fundamentalmente proyectar el funcionamiento para lo menos 10 años (o por la duración de los contratos de suministro eléctrico), pensando incluso en el remplazo de las máquinas generadoras si es necesario, decisión que debería ser analizada una vez que se realice un estudio profundo del estado de la central al ser devuelta por E-CL.

7.2 Utilización como Respaldo

Si se definiera el futuro de la central diesel como respaldo del proceso productivo de la faena Mantos Blancos, esta ya tendría varios meses de incertidumbre donde se tendría que definir si se opera o se declara en Mantenimiento Mayor, ante cualquiera de estas decisiones la recomendación sería recurrir a la CNE para recortar los plazos establecidos por ley para informar al CDEC SING el retiro de la casa de fuerzas como parte del SING (sección 6.2.1).

Dados los últimos precios de los grupos generadores diesel establecidos en el informe de precio nudo [15] y las reparaciones estimadas según el informe de JHG Ingeniería [8], aún es conveniente realizar la mantención debido a que los precios son menores en un 30%, además que estos gastos pueden ser incorporados dentro de los CVNC de la casa de fuerza.

Dado que la proyección de los costos marginales son menores que los costos variables (Tabla 6-2 y Tabla 6-23), tanto para la central diesel existente como para una nueva, muestran que reducir la facturación por energía o la autogeneración no es conveniente, recomendando retirar todo el consumo de las faenas desde el SING a través de contratos con generadoras.

Tanto las unidades nuevas como las existentes, pueden ser utilizadas en caso de racionamientos o desconexiones programadas, pero ante un EDAC, fallas intempestivas o recorte de punta, sólo las unidades nuevas son capaces de responder a tiempo para dar continuidad al proceso de producción.

Las pérdidas de producción generados por una falla intempestiva pueden bordear los 4 MM USD\$ por día (Tabla 6-25) y en caso de racionamiento pueden variar entre 94 y 380 kUSD\$ diarios dependiendo de la profundidad (Tabla 6-26), para cualquiera de estos casos el nivel de pérdidas muestra la necesidad de incluir dentro del equipamiento de toda faena, grupos generadores de respaldo y así reducir los daños económicos. Si consideramos el precio de los grupos generadores como 600 USD\$/kW [15] y los rangos de pérdidas en la producción recién mencionados, se pueden adquirir 6,6 MW en caso de falla intempestiva por día sin trabajar y 4,4 MW por semana en caso de racionamiento.

El protocolo de Anglo American define que un porcentaje del consumo de cada faena estará protegido por un grupo de respaldo, y que corresponde a un valor entre un 10% y un 15%. Desde la Tabla 6-27 y la Tabla 6-28, si se comparan racionamientos de la misma profundidad, se puede observar que la diferencia entre ambos es de 40 kUSD\$ por día, compensando el costo de una unidad nueva de 3 MW en 45 días.

A medida que el sistema eléctrico madura, tanto en normativa como en infraestructura, y especialmente en las líneas de transmisión, el peligro de racionamientos decrece. Esto es debido a que en el SING la matriz energética es casi en su totalidad térmica (Ver Gráfico 3), donde los principales factores que modifican la disponibilidad de las centrales generadoras, no son las lluvias sino las problemáticas relacionadas con la importación y el procesamiento del carbón o el gas natural.

Pero las fallas intempestivas si pueden ser un peligro intrínseco de la zona norte, debido a que las líneas de transmisión son más extensas, aumentando el peligro de accidentes con animales o de errores humanos. Esto potencia la decisión de incorporar o mantener máquinas nuevas que sean capaces de controlar mejor las fallas intempestivas, más que los racionamientos.

7.3 Instalar Central ERNC

Dentro de las posibilidades está la renovación de la fuente energética por una renovable, para satisfacer sus intereses de inyección al SING, en caso de operación o de seguridad para la faena. En el análisis del escenario se observó que sólo la energía eólica tenía la capacidad de utilizarse como un cambio tecnológico, bajo el supuesto de ocupar el mismo terreno de la casa de fuerza. Donde los valores resultaron poco convenientes debido al alto precio que significa la instalación de una nueva central (Ver Tabla 6-31) y que el nivel de vientos de la zona es baja para obtener una cantidad energía que entregue seguridad a la faena (Ver Ilustración 22).

En el caso de racionamiento o fallas no se podría contar con la utilización de aerogeneradores, debido a que el viento no puede ser controlado para solucionar estos estados de emergencia. Por lo tanto sólo tendría utilidad para la reducción del consumo mensual, pero que de todas formas tiene que ser respaldado a través de un contrato con una generadora externa.

Si el supuesto inicial cambia, y se pueda instalar una central fuera de las dependencias de la faena Mantos Blancos, la tecnología recomendada siempre dependería de la disponibilidad del recurso energético. En ese caso, las opciones deberían ser estudiadas pensando en si el objetivo es brindar seguridad a la faena o sólo inyectar al SING.

7.4 Arriendo a un Tercero

Este escenario se basó en la estimación del costo de oportunidad de las utilidades de la casa de fuerza, determinando los valores presentes de las ganancias para diferentes escenarios (Ver Tabla 6-32), donde se deja a Anglo American aplicar un porcentaje de tales valores como un cobro anual o mensual. En el caso de un escenario con Factor Único Base, una desviación Media y un Precio Básico de la Potencia Punta Base, se podría obtener una utilidad acumulada de unos 5 MM USD\$ por 5 años de funcionamiento, bajo una tasa de retorno del 10%. A este valor se podría concertar bilateralmente, como forma de ejemplo, un porcentaje de 60% para Anglo American, resultando en unas ganancias de 600 kUSD\$ anuales por los 5 años de duración del arriendo.

Estos valores son naturalmente menores que las utilidades, siendo una desventaja al arrendar las instalaciones a un tercero, pero al mismo tiempo se libera de una carga administrativa referente al manejo de la casa de fuerzas, como central generadora que forma parte del SING.

Si el contrato de arriendo de la central diesel está basado en una disminución del precio de la energía cobrado a la faena Mantos Blancos, el valor que debería exigir Anglo American está entre 4 y 5 USD/MWh (Ver Tabla 6-33), que representa una reducción en el cobro equivalente a las de utilidades que la casa de fuerza sería capaz de obtener anualmente.

Otros aspectos importantes a definir en el contrato son el nivel de los estanques, la condición de las instalaciones y el estado de las unidades generadoras al momento de la entrega y el retorno. Uno de los objetivos deseados al incluir estas cláusulas, es que el mantenimiento se realice de forma consciente, y así evitar la disminución de gastos en esta área por parte de la empresa interesada. Como desventaja está la imposibilidad de ocupar el terreno con otros fines, como por ejemplo para la extracción de minerales.

Finalmente la principal desventaja sobre el arriendo de la casa de fuerzas a un tercero, es que Anglo American no tendría acceso al mercado Spot, sometiendo a las otras faenas a los precios ofrecidos por las generadoras, dada las pocas herramientas que se tendrían para obtener un valor conveniente.

7.5 Comparación entre Escenarios

A modo de comparación final se muestra un diagrama de Kiviatt [18], el cual permite visualizar diferentes escenarios y criterios, los cuales pueden ser evaluados de forma cuantitativa o cualitativa. Este tipo de diagrama puede evaluar problemas estableciendo la conveniencia de un escenario como aquel que posea la mayor área, pero en decisiones subjetivas no todos los criterios tienen la misma relevancia.

En este caso los criterios principales son:

- Económico: relacionado con las utilidades o costos.
- Gestión: a la dificultad sobre el manejo del escenario.
- Estratégico: las oportunidades que abre el escenario indicado.
- Uso de Suelo: mejor alternativa de explotación del suelo.
- Sinergia: continuidad en el proceso y visión de la empresa.

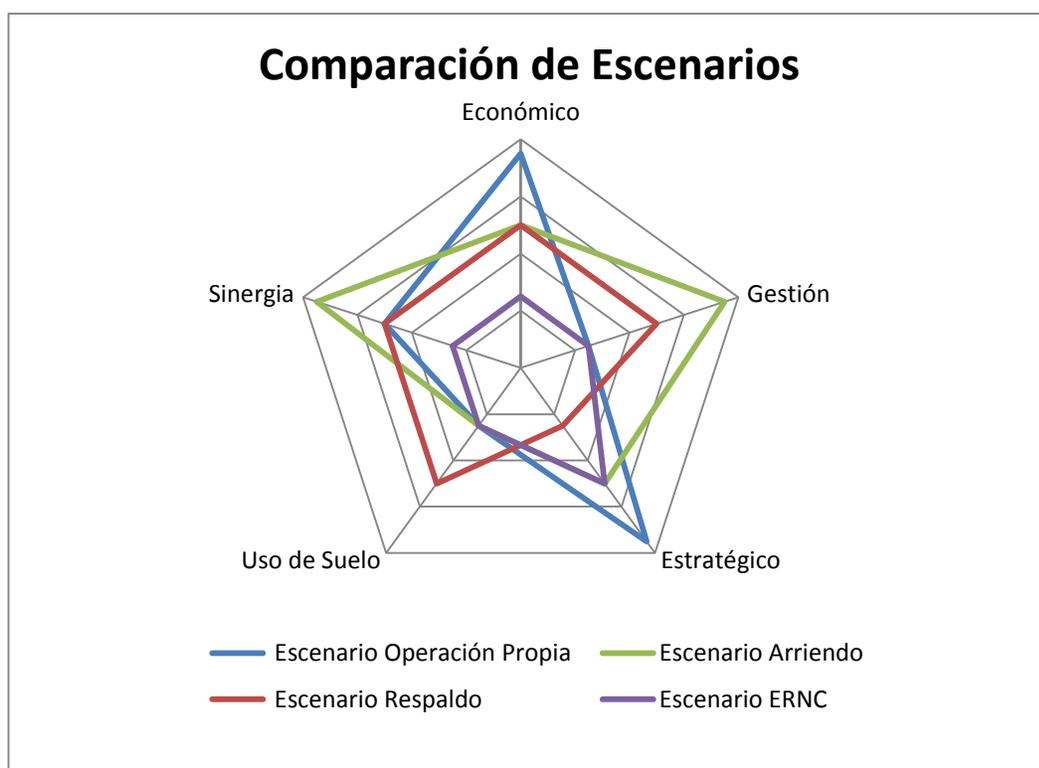


Gráfico 11: Comparación entre los tres escenarios con múltiples criterios

Tabla 7-1: Comparación de los diferentes escenarios con un diagrama de Kiviatt.

Criterios	Escenario Operación Propia	Escenario Respaldo	Escenario Arriendo	Escenario ERNC
Económico	Alto	Medio	Medio	Bajo
Gestión	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Estratégico	Alto	Bajo	Medio	Medio
Uso de Suelo	Bajo	Medio	Bajo	Bajo
Sinergia	Medio	Medio	Alto	Bajo

Los 2 escenarios con más potencial son el de arriendo y el de operación propia, donde el primero está potenciado por la experiencia ya adquirida y la facilidad en el manejo, donde las utilidades llegarían anual o mensualmente sin mayores intervenciones en el negocio, pero definitivamente en menor cantidad. En cambio, la operación propia requiere de atención e inversiones, pero tiene los mejores beneficios y ventajas estratégicas, no tan solo para la faena Mantos Blancos sino para todas aquellas conectadas al SING. La elección se dará según la importancia de se le otorguen a los criterios analizados, donde puede preponderar el mantenerse enfocado en la extracción de minerales o puede incorporarse dentro del negocio de la generación y obtener mejores utilidades y oportunidades para competir en la realización de contratos de suministro eléctrico. Cualquiera de estas alternativas significa la adquisición de nuevos grupos de respaldo para la casa de fuerza, ya que no se podrían utilizar las unidades para un beneficio propio cuando están al servicio del SING, aunque ocurra una falla en el sistema.

El escenario de respaldo es un aporte en casi todas las áreas de interés, donde se enfatiza el ahorro en pérdidas cuando el sistema tiene anomalías en su funcionamiento y la sinergia en el manejo, ya que cada faena cuenta con grupos de respaldo y personal capacitado para el mantenimiento. Pero esto significa que la casa de fuerzas sólo sería utilizada en casos de emergencia, pero de todas formas sería parte imprescindible de los protocolos de seguridad para mantener una producción continua y confiable en la faena.

La opción más débil es el escenario ERNC, donde los altos costos por los aerogeneradores respecto a la potencia obtenida no ofrecen cualidades interesantes de negocio, tampoco se cuenta con las personas indicadas para su mantención lo que requerirá contratar mano de obra especializada. Incluyendo a estos puntos, está la poca eficiencia sobre la utilización del suelo, ya que con la torre eólica se podría generar en promedio unos 400 kW, donde se logra inyectar actualmente hasta 28 MW ocupando el mismo terreno.

Por lo tanto la conveniencia de operar, por sobre arrendar o utilizar la casa de fuerza como respaldo, esta basada en la seguridad que entrega el acceso al mercado Spot y la obtención de precios razonables de contratos para cualquier faena que se encuentre en el SING, lo que se traduce en un ahorro significativo en las cuentas mensuales de electricidad lo que puede ser estimado a través de la Tabla 6-8, Tabla 6-9 y Tabla 6-10.

7.6 Comentarios Finales

Para tomar una decisión sobre el desarrollo de una central generadora, no solo se deben observar utilidades, es necesario observar el comportamiento del mercado eléctrico y sus fuentes energéticas. En el SING existe una gran incertidumbre sobre el futuro de la generación, basado en que gran parte de su potencia instalada proviene de centrales que funcionan a Gas Natural Licuado (GNL) (Gráfico 3), que en este momento tiene un precio volátil y es difícil de conseguir, hecho que podría ser favorecido si se aumentara la capacidad del terminal de regasificación GNL Mejillones. Este hecho ha provocado que gran parte de los proyectos de generación tengan como combustible el carbón que tiene un alto rechazo por parte de la ciudadanía, lo que retrasa o incluso cancela proyectos importantes, como lo sucedido con las centrales Castilla y Barrancones, debido a los daños que causan en el medio ambiente con los gases contaminantes [19].

Junto con esto, las autoridades licitarán en el 2013 nuevas líneas dentro del programa de la Carretera Eléctrica, en conjunto con la interconexión SIC-SING, lo que en totalidad podría causar una baja o mantener en el costo marginal de las zonas cercanas a Encuentro y Mejillones, y que incluso podría causar un cambio en el flujo de las líneas Chacaya y Laberinto principalmente porque el costo marginal promedio del SING es mayor al del SIC [20].

Debido a esta incertidumbre sobre el desarrollo del mercado eléctrico, es que varias compañías mineras como Codelco, BHP Billiton, entre otras, han estudiado y comenzado la obtención de los permisos correspondientes para instalar sus propias centrales, resguardando su suministro eléctrico y la obtención de precios razonables a largo plazo. Por lo tanto mantener la casa de fuerza operando en el SING es una decisión razonable y más aún si es que es capaz de auto sustentarse debido a las utilidades por potencia firme. Lo que se debe tener en cuenta al tomar esta decisión es que se deja sin generadores de respaldo a la faena en caso de que suceda una falla, ya que toda inyección por parte de la casa de fuerza tiene que ser controlada por el CDEC SING, incluso en estas situaciones a pesar de que el contrato con la empresa operadora de la central diesel diga lo contrario.

Por ahora una buena estrategia puede ser mantener el costo variable alto e incluso actualizarlo, ya que el costo variable no combustible se ha mantenido igual por lo menos desde el 2004, valor en el cual se pueden incluir todos los gastos en reparaciones, según el procedimiento de mantenimiento mayor del CDEC, para que la inyección de la casa de fuerza al SING sea menor y como consecuencia el desgaste y el pago por el uso de las líneas de transmisión adicional sean mínimos.

Dentro de las revisiones recomendadas sobre la casa de fuerza, bajo cualquier escenario, se tienen aquellas normas que regulan los escapes de fuentes emisora, en especial aquellas relacionadas con el material particulado (MP), Monóxido de Carbono (CO), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Anhídrido Sulfuroso (SO₂) y compuestos orgánicos totales (HC), que son las mezclas que emiten las máquinas generadoras diesel.

7.7 Trabajos Futuros

Generar un estudio técnico para establecer el estado de la casa de fuerza, enfocado en el mantenimiento de la potencia instalada bajo la actual normativa.

Generar un estudio económico para comparar el precio de los contratos de las distintas faenas con el costo marginal para establecer el ahorro generado por el acceso al mercado Spot, estableciendo una planificación de inversión sobre la casa de fuerza con los dineros recuperados.

Establecer una filial generadora independiente de Anglo American Norte, para agrupar los desarrollos de energías renovables que la empresa tiene pensada a futuro, en este caso el acceso al mercado Spot es un derecho para cualquier central generadora, no solo a través de la casa de fuerza Mantos Blancos.

Analizar y modelar las utilidades de la central, ante la publicación de una nueva normativa de servicios complementarios.

En caso de que la interconexión SIC-SING se realice, observar si la normativa permite realizar contratos de energía con las faenas que se encuentran conectadas en el Sistema Interconectado Central.

Establecer el costo de oportunidad de la central diesel incluyendo las otras faenas del SING, para definir correctamente el precio a cobrar en los contratos de suministro eléctrico.

8 Acrónimos

AIC	Área de Influencia Común.
AVI	Anualidad del Valor de Inversión.
AVNR	Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo.
CADE	Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico.
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga.
CNE	Comisión Nacional de Energía.
CV	Costos Variables.
CVNC	Costos Variables No Convencionales.
DO	Dirección de Operaciones.
DP	Dirección de Peajes.
ERNC	Energías Renovables No Convencionales.
EDAC	Esquema de Desconexión Automático de Carga.
ERAC	Esquema de Reconexión Automático de Carga.
EDAG	Esquema de Desconexión Automático de Generadores.
ERAG	Esquema de Reconexión Automático de Generadores.
GGDF	<i>Generalized Generation Distribution Factors.</i>
GLDF	<i>Generalized Load Distribution Factors.</i>
IPC	Índice de Precio al Consumidor.
KV	Kilo Volts (10^3 Volts)
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos.
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
MW	Mega watt (10^6 Watts)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
SIC	Sistema Interconectado Central.
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande.

9 Referencias

- [1] Instituto de Ingenieros de Chile, *Política Eléctrica*, Santiago: Universitaria, 1988.
- [2] I. Alarcón Arias, R. Agurto Colima, S. Bernstein Letelier, V. Blanlot Soza, N. Borregaard de Strabucchi, S. del Campo Fayet, R. Fischer Barkan, J. A. Guzmán Molinari, A. Jadresic Marincovic, R. Palma Behnke, J. Quiroz Castro, H. Rudnick Van de Wyngard, M. Tokman Ramos, S. Vicuña Díaz y J. Zanelli Iglesias, «Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE),» Santiago- Chile, 2011.
- [3] D. R. Palma Behnke, *EM735 Mercados Internacionales de la Energía*, Curso Pregrado, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011.
- [4] D. R. Palma Behnke, D. G. Jiménez Estévez y I. Alarcón Arias, «Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno,» marzo 2009. [En línea]. Available: http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNCMercadoElectrico_Bilingue_WEB.pdf.
- [5] CDEC SIC, «Anuario de Estadísticas de Operación,» 2011. [En línea]. Available: http://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=4&contenido_id=000034.
- [6] CDEC, «CDEC SING,» [En línea]. Available: <http://www.cdec-sing.cl>.
- [7] F. Aguirre Leo y H. R. Cristian, *Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico en Chile*, Santiago, Primavera 2011.
- [8] JHG Ingeniería, «Evaluación situacional Real Casa de Fuerza N°2 de Mantos Blancos,» Diciembre 2011.
- [9] Electroconsultores, «Operación de las Unidades Generadoras y su Valor para Mantos Blancos,» Santiago de Chile, 2008.
- [10] Valgesta, «Boletín Informativo,» Septiembre 2012. [En línea]. Available: http://www.valgesta.com/images/boletines/09_boletin_informativo%20septiembre_2012.pdf.
- [11] CDEC SING, «Calculo de Potencia Firme y Determinación del Balance entre Generadores,» Agosto 2009. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=2008_02_27%20Manual%20de%20Procedimientos%2023_V6_0.pdf.
- [12] I. V. Pareja, «Valoración de Empresas,» 2005. [En línea]. Available: <http://sigma.poligran.edu.co/politecnico/apoyo/Decisiones/curso/flujosptt.pdf>.
- [13] Comisión Nacional de Energía, «Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal. Cuadrienio 2011-2014,» 5 Mayo 2011. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/470-informes>.
- [14] Comisión Nacional de Energía, «Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, en el Sistema SIC, SING y SSMM,» Abril 2012. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/667-estudio>.
- [15] Comisión Nacional de Energía, «Determinación del Costo de Falla de Corta y Larga

- Duración SIC, SING y SSMM,» Mayo 2012. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/681-Costo-de-falla>.
- [16] CDEC SING, «Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras,» [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.dl_dodp_item?p_pub=514.
- [17] Comisión Nacional de Energía, «Informe Técnico Definitivo para la fijación de precios nudo, SING,» Abril 2012. [En línea].
- [18] Systepl, «Reporte Sector Eléctrico SIC-SING,» Agosto 2012. [En línea]. Available: http://www.systepl.cl/documents/reportes/082012_Systepl_Reporte_Sector_Electrico.pdf.
- [19] «Revista Técnicos Mineros,» [En línea]. Available: http://www.revistatecnicosmineros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=12584:gobierno-define-carretera-electrica-e-interconexion-sic-sing-se-licitara-a-mediados-de-2013&catid=17:noticias.
- [20] Wikipedia, « Kiviat or Radar Chart,» 2012. [En línea]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Radar_chart. [Último acceso: Noviembre 2012].
- [21] CDEC SING, «Compensaciones por Aplicación de la R.M. Exta. N° 39/2000 y otros sobrecostos de operación,» 15 07 2008. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=2008.07.15%20Calculo%20de%20compensaciones%20RM39-2000.pdf.
- [22] CDEC SING, «Mantenimiento mayor de unidades generadoras, líneas de transmisión y subestaciones,» 30 12 2011. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=42&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W.
- [23] CDEC SING, «Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING,» 06 12 2011. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=24&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W.
- [24] CDEC SING, «Determinación de los Costos Variables de operación de las unidades generadoras,» 29 12 2011. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=43&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W.
- [25] CDEC SING, «Información de Costos Variables No Combustibles Version 3,» 30 4 2012. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=37&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W.
- [26] Sernageomin, «Reglamento de Seguridad Minera- Decreto Supremo N° 132,» 07 02 2004. [En línea]. Available: http://sernageomin.cl/pdf/mineria/seguridad/reglamentos_seguridad_minera/DS132_Reglamento_SEGMIN.pdf.
- [27] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Reglamento de seguridad para las Instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte

almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos- Decreto Supremo N° 160,» 07 07 2009. [En línea]. Available: <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1004120>.

- [28] Dirección del Trabajo, «Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo- Decreto Supremo N° 594 (1999),» 29 04 2000. [En línea]. Available: <http://www.bcn.cl/leyes/pdf/actualizado/167766.pdf>.
- [29] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Norme Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Septiembre 2010. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/normativas/energias/electricidad/528-norma-tecnica>.

10 Anexos

10.1 Normativa y Regulación

10.1.1 Estatutos Generales

A Decreto con Fuerza de Ley N°4

Promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, su última versión tiene fecha el 12 de mayo de 2006 y se encarga de regular la actividad eléctrica, siendo un texto proveniente desde el DFL N°1, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). El DFL N° sufrió modificaciones con la Ley Corta I (ley 19.940, 2004) y la Ley Corta II (ley 20.018, 2005) que serán mencionadas más adelante.

Este decreto incluye el régimen de servidumbres, concesiones, condiciones de calidad y seguridad de instrumentos y maquinarias, las relaciones entre el Estado, las empresas y los clientes. Además, implementa la obligación de cumplir la norma técnica y de seguridad, que establecen los mínimos técnicos exigidos para la operación del sistema eléctrico nacional.

B Ley 19.940 (Ley Corta I)

Promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, a través del Diario Oficial el 13 de marzo de 2004, incluyendo una serie de medidas, donde las más importantes se mencionarán a continuación:

1. Modifica el rango para la incorporación de clientes libre con potencia entre 500kW y 2.000kW, ampliando el mercado.
2. Para mejorar la calidad y seguridad de servicios, establece la valoración y transacción de los servicios complementarios.
3. Modifica la regulación de los sistemas de transmisión y fija la determinación de peajes, pensando en el desarrollo y remuneración del sector eléctrico.
4. Ajusta el mecanismo de cálculo de las tarifas en sistemas de tamaño mediano.
5. Crea el Panel de Expertos para solucionar diferencias entre los componentes del sector eléctrico.
6. Estabiliza los valores de precio nudo al disminuir a un 5% la banda de variaciones con respecto a lo observado en los contratos de clientes libres.
7. Fomentan el desarrollo de las pequeñas centrales de energía no convencional al abrir el mercado a este tipo de centrales, por medio del derecho de inyectar a través de los sistemas de distribución y de la posible exención de peajes por transmisión troncal.

C Ley 20.018 (Ley Corta II)

Promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, a través del Diario Oficial el 19 de mayo de 2005, incluyendo una serie de medidas, donde las más importantes se mencionarán a continuación:

1. La falta de gas argentino deja de constituir una causa de fuerza mayor para la falta de suministro.
2. Permite la licitación de contratos a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras.

3. Aumenta la banda de ajustes de precios regulados con respecto a los precios de los contratos de los clientes libres.

D Ley 20.257 (Ley ERNC)

Promulgado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, a través del Diario Oficial el 1 de abril de 2008, incluyendo una serie de medidas, donde las más importantes se mencionarán a continuación:

1. Define que los generadores con una capacidad instalada por sobre los 200 MW, deberán contar con un mínimo de un 5% de su matriz energético con energías pertenecientes a este tipo de centrales, la cual aumentará de manera gradual hasta un 10% para el año 2024.
2. Aquellas empresas eléctricas que retiren energía para comercializarla, desde sistemas con una potencia instalada mayor a los 200 MW, deben tener una inyección anual mínima de un 10% desde centrales ERNC, ya sean propias o contratadas.

10.1.2 Procedimientos sobre la Operación

A Compensaciones RM39

Uno de los procedimientos que influyen sobre las utilidades de las centrales de reserva, son las compensaciones provenientes de la Resolución Ministerial Exenta N°39, N°59 y N°74 del año 2000 [21] y que tienen como objetivo otorgar mayor seguridad global al servicio de generación en el SING.

Las compensaciones RM 39, como se agrupan estas medidas, asocian sobrecostos de operación referentes a la seguridad, a las pruebas de unidades generadoras, por operación a mínimo técnico (opera en condiciones de pagos menores a sus costos) y por limitaciones del sistema de transmisión o suministro en la zona específica. El cálculo se realiza a cada empresa j por separado y se obtiene un valor que representa un ingreso o pago dependiendo de cada situación [21, p. Artículo 28°].

$$Comp_{RM39}^j = Comp_{Seg}^j + Comp_{Pr}^j + Comp_{MT}^j + Comp_{LT}^j \quad (5)$$

Cada término de la expresión anterior se puede desglosar de la siguiente forma [21, p. Artículo 24°].

$$Comp_{Seg}^j = \sum_{h=1}^{Nm} (Sob_{Seg}^{j,h} - \Delta P_{Seg}^{j,h}) \quad (6)$$

Donde:

- $Comp_{Seg}^j$: Corresponde al total mensual de compensaciones por seguridad de la empresa j del mes del cálculo.
- $Sob_{Seg}^{j,h}$: Sobrecosto horario por seguridad de la empresa j en la hora h .
- $\Delta P_{Seg}^{j,h}$: Corresponde a la prorrata de reparto horario de sobrecostos por seguridad de la empresa j en la hora h .
- Nm : Corresponde al número de horas del mes de cálculo.

El segundo término se define como se muestra a continuación [21, p. Artículo 26°].

$$Comp_{Pr}^j = \sum_{h=1}^{Nm} \left(Sob_{Pr}^{Total,h} \cdot \frac{Gp_j^h}{\sum_{j=1}^{Nemp} Gp_j^h} \right) \quad (7)$$

Donde:

- $Comp_{Pr}^j$: Es el total de compensaciones por pruebas correspondientes a la empresa j en el mes del cálculo.
- $Sob_{Pr}^{Total,h}$: Sobrecosto total por pruebas en la hora h .
- Gp_j^h : Generación total en prueba de la empresa j durante la hora h .
- $Nemp$: Corresponde al número de empresas que participan de las compensaciones RM39.

El tercer término se puede expresar a través de la siguiente ecuación [21, p. Artículo 25°].

$$Comp_{MT}^j = \sum_{h=1}^{Nm} (Sob_{MT}^{j,h} - \Delta P_{MT}^{j,h}) \quad (8)$$

Donde:

- $Comp_{MT}^j$: Es el total mensual de compensaciones por operación a mínimo técnico correspondiente a la empresa j en el mes de cálculo.
- $Sob_{MT}^{j,h}$: Corresponde al sobre costo horario por mínimo técnico de la empresa j en la hora h .
- $\Delta P_{MT}^{j,h}$: Es la prorrata de reparto horario de sobrecostos por mínimo técnico correspondiente a la empresa j en la hora h .

El último término se puede definir con la siguiente expresión [21, p. Artículo 27°].

$$Comp_{LT}^{j,h} = \begin{cases} Sob_{LT}^{p,h} - Sob_{LT}^{p,h} \cdot \frac{\sum_{r=1}^{Nr_j} R_{ZE}^{r,j,h}}{\sum_{j=1}^{Nemp} \sum_{r=1}^{Nr_j} R_{ZE}^{r,j,h}} & \text{si } j = p \\ -Sob_{LT}^{p,h} \cdot \frac{\sum_{r=1}^{Nr_j} R_{ZE}^{r,j,h}}{\sum_{j=1}^{Nemp} \sum_{r=1}^{Nr_j} R_{ZE}^{r,j,h}} & \text{si } j \neq p \end{cases} \quad (9)$$

Donde:

- $Comp_{LT}^{j,h}$: Compensaciones por limitación del sistema de transmisión o suministro a una zona específica, para cada una de las empresas p que haya tenido que operar.
- $Sob_{LT}^{p,h}$: Es el sobrecosto por limitación del sistema de transmisión correspondiente a las unidades de la empresa p que operaron esta condición durante la hora h .
- $R_{ZE}^{r,j,h}$: Corresponde al retiro para el cliente r de la empresa j , perteneciente a la zona específica de suministro, durante la hora h .
- Nr_j : Corresponde al número de retiros para clientes de la empresa j en la zona específica de suministro.

Finalmente, para mantener el equilibrio entre las empresas se establece el criterio final a través de la siguiente ecuación [21, p. Artículo 28°].

$$\sum_{j=1}^{Nemp} Comp_{RM39}^j = 0 \quad (10)$$

Todas estas compensaciones son calculadas y presentadas mensualmente por la Dirección de Peajes (DP) en la página del CDEC SING, donde se profundiza cada término según un procedimiento aprobado por la CNE.

Esté procedimiento será modificado en un futuro próximo, ya que se espera la publicación de un nuevo reglamento de servicios complementarios para el año 2013, que intentará aclarar y definir los pagos que se realicen por la entrega de estas características al sistema, por parte de las unidades de generación.

B Mantenimiento Mayor

En los momentos que las generadoras o las empresas de transmisión requieran retirar sus instalaciones debido a reparaciones o remplazos por un periodo mayor a 24 horas, se coordina a través de un procedimiento llamado Mantenimiento Mayor (MM) [22, p. Artículo 1°]. Este debe ser notificado al Centro de Despacho de Carga (CDEC), específicamente a la Dirección de Operaciones (DO) en un plazo no menor a 15 días antes del inicio de los trabajos, donde se establecerán los criterios y las medidas necesarias para resguardar la suficiencia del sistema y minimizar el costo global de operación.

Según en artículo 2° del procedimiento publicado en la página del CDEC- SING, la DO opera con un programa móvil de 24 meses donde realizará un análisis de impacto, de suficiencia y de costos para planificar y autorizar o no, los programas de mantenimiento mayor requeridas por las empresas [22, p. Artículo 9°], quienes serán ordenadas según el criterio de minimización de los impactos negativos sobre el sistema y por orden de llegada en caso de que existan conflictos con las fechas.

Para solicitar este servicio se debe entregar con anterioridad, un listado de información citado en el artículo 7° del procedimiento, el cual establece los siguientes puntos:

- Instalación afectada.
- Fecha y horas de inicio del trabajo.
- Fecha y horas de término del trabajo.
- Fechas alternativas para el desarrollo del trabajo.
- Indicar si la solicitud corresponde a un nuevo trabajo de MM o si se actualiza alguno existente.
- Programa general de pruebas a realizar durante el periodo de MM.
- Para el caso de unidades generadoras:
 - Indicar tipo de MM a realizar conforme a las categorías que defina el respectivo procedimiento DO que establece la forma de calcular el costo variable no combustible, especificando el alcance de los trabajos a realizar.
 - Justificación del trabajo requerido o de la actualización del MM ya planificado, de acuerdo al cumplimiento de las horas de operación, horas equivalentes de operación, o algún otro indicador, según corresponda.

Completando lo anterior, el artículo 6° y 8° especifican que antes del 20 de cada mes se pueden enviar las solicitudes o actualizaciones de MM, pero se esclarece que toda modificación en las fechas planificadas debe ser realizada con una anticipación de al menos 7 días del término del trabajo y que en ningún caso, estas podrán obedecer motivos no relacionados con las obras o nuevos mantenimientos correctivos como consecuencia a la implementación de la MM.

El procedimiento entregado por el CDEC, no estipula la entrega obligatoria de reportes emitidos por las autoridades competentes en el área eléctrica o medio ambiental como consecuencia de los trabajos realizados. Dentro del procedimiento no se estipula una duración máxima del mantenimiento, pero se debe tener en cuenta que los antecedentes están bajo una revisión por parte de la DO, quién definirá si incorpora o rechaza la propuesta ejercida por la empresa, por lo tanto es necesaria una planificación que respalde el periodo especificado en la petición de mantenimiento.

El CDEC SING tiene a disposición un manual para llevar a cabo este procedimiento, donde especifica varios detalles no incorporados dentro del documento anterior, donde aquellos más importantes serán descritos en los párrafos siguientes como una forma de complementar la información necesaria durante la transición de estado.

Uno de los primeros puntos indica que la empresa debe ratificar de su retiro del SING antes de la planificación de corto plazo (una semana) y con un aviso de al menos 7 días de anticipación, los cuales se realizan a través de una comunicación escrita y dirigida al DO.

Existe una planificación preliminar para el mantenimiento mayor, también denominada Programa Anual de Mantenimiento Preventivo mayor, donde las empresas comunicarán anualmente a la DO, antes del 2 de octubre del año anterior, su calendario de mantención para el año siguiente, a través del formulario N° 1 (Ilustración 23).

7. Formulario N° 1	
SOLICITUD DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR	
1. ANTECEDENTES SOLICITUD	
EMPRESA SOLICITANTE:	
EMPRESA PROPIETARIA DE LA INSTALACIÓN AFECTADA	
INSTALACIÓN A INTERVENIR:	
FECHA DE INICIO	
FECHA DE INICIO ALTERNATIVA:	
DURACIÓN:	
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO E INSTALACIONES AFECTADAS(*):	
PRUEBAS DURANTE EL MANTENIMIENTO(*):	
OBSERVACIONES:	
2.- ACTUALIZACIONES	
(*) : Información adicional, según artículo 3.2.	

Ilustración 23: Formulario para la solicitud de un mantenimiento mayor.

8. Formulario N° 2

RESOLUCIÓN SOLICITUD DE MANTENIMIENTO

1.- ANTECEDENTES SOLICITUD

EMPRESA SOLICITANTE:	
INSTALACIÓN A INTERVENIR:	
FECHA DE INICIO	
REFERENCIA FORMULARIO N°1	

2.- RESULTADO ANALISIS

--

3.- OBSERVACIONES

--

Ilustración 24: Formulario de respuesta de la Dirección de Operaciones ante un requerimiento de un mantenimiento mayor.

C Interconexión, Modificación o Retiro de Instalaciones

Este procedimiento entregado por el CDEC, está orientado para coordinar las actividades de interconexión, modificación o retiro de instalaciones en el SING, especificando los requerimientos técnicos, administrativos y operacionales necesarios durante la transición, además de establecer la información técnica que deberá entregar la Empresa Solicitante a la Dirección de Peajes (DP) y a la Dirección de Operaciones (DO) [23].

En este caso nos enfocaremos en 2 situaciones importantes para el desarrollo, que es el retiro o el ingreso de una instalación dentro del Sistema Interconectado del Norte Grande.

En el primer caso, referente al retiro de la casa de fuerza o central generadora, el artículo 5° define que para el caso de unidades generadoras no calificadas como Pequeños Medios de Generación (PMG) tienen que entregar un escrito a la CNE, a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), al Presidente del Directorio y a la DO con 24 meses de anticipación antes de efectuar tal operación.

El artículo 6° especifica que la CNE puede dar eximiciones para cumplir el plazo señalado en la normativa vigente para que la DO pueda especificar unos distintos a los establecidos en el procedimiento, sin perjuicio de las restantes exigencias presentes en el documento.

De esta forma la información requerida para el procedimiento de retiro como de interconexión hace referencia a datos corporativos, ubicación geográfica, fechas estimadas del trabajo y estado en las que se encuentra la autorización ambiental, ya sea una Resolución de Calificación Ambiental o Declaración de Impacto Ambiental [23, p. Artículo 9°].

La fecha estimada para el retiro o ingreso de cualquier casa de fuerza puede ser modificada por la DO, según 4 causales que citaremos a continuación [23, p. Artículo 30°].

- a) Indisponibilidad del sistema de comunicaciones de voz utilizado para la coordinación de las actividades.
- b) Indisponibilidad de señales en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR), que no permitan monitorear en forma correcta las pruebas.
- c) El estado de operación del SING no permita proporcionar condiciones de seguridad adecuadas para la ejecución de las actividades programadas.
- d) Cuando la Empresa Solicitante requiera otras actividades, pruebas o requerimientos no incluidos en la programación diaria emitida por la DO.

Finalmente, el artículo 32° del documento señala que la Empresa Solicitante deberá informar a la DO el retiro, ingreso o modificación de la casa de fuerza, una vez que le sea reportado que cumple con todos los requerimientos establecidos en el procedimiento.

Para el caso de ingresar una central generadora, el artículo 4° indica que se debe comunicar por escrito a la CNE, a la SEC, al Presidente del Directorio y la DO con una anticipación mínima de 6 meses, junto a la información señalada anteriormente.

Posteriormente se debe proporcionar a la DO y a la DP una serie de informes técnicos y estudios operacionales, en una fecha no menor a 90 días antes de la conexión al sistema interconectado, bajo una nomenclatura y formularios preestablecidos en los procedimientos respectivos. Entre la información requerida están las exigencias mínimas establecidas por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y en el procedimiento “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SING”, la primera se puede encontrar en la página de la CNE y la segunda en la web del CDEC-SING.

Los estudios que se deben realizar y entregar, están especificados en los artículos 16°, 17° y 19°, donde se pueden diferenciar 2 temas principalmente los operativos y aquellos relacionados ante situaciones de falla. Entre la información requerida está el cumplimiento de las normas, el comportamiento estático y dinámico y todos los equipos de asociados a la operación de la central como por ejemplo los de medición, los de maniobras y de seguridad.

El artículo 32° especifica que la Empresa Solicitante deberá informar a la DO el término de las pruebas e inicio de la operación, una vez que cumpla con todos los requerimientos presente el procedimiento, de modo de coordinar su operación a través del CDEC-SING.

D Procedimiento de Obtención de Costos Variables

La Dirección de Operaciones establece el procedimiento para calcular el costo variable de las unidades generadoras del sistema que se encuentre en operación comercial y sujetas a coordinación del CDEC-SING [24, p. Artículo 1°].

Este valor asocia todo el costo que incurre una generadora en la producción de energía, sin incluir los costos fijos de operación y aquellos referentes a la mantención de las unidades. Estos costos variables serán utilizados para la elaboración de la Programación de Corto Plazo (PCP), en la operación real en el Centro de Despacho y Control (CDC), y en la valorización de las transferencias de energía del SING, entre otros cálculos.

El artículo 7° especifica que los valores obtenidos por la DO, tienen una vigencia equivalente a la PCP, siendo ambos publicados en los mismos plazos. Por lo tanto, el costo variable tiene una vigencia diaria y debe ser obtenida para todos los días del año, sean hábiles o feriados.

El costo variable esta compuesto por 2 términos que serán especificados a continuación [24, p. Artículo 4°].

$$CV_i = CEN_i \cdot CC_{ji} + CVNC_i \quad (11)$$

Donde:

- CV_i : Es el costo variable de la unidad generadora i , referido a su barra de inyección de energía neta, expresado en [US\$/MWh] o [CLP/MWh], según se requiera.
- CEN_i : Es el consumo específico neto de la unidad generadora i , expresado en [ton/MWh] o en m^3 /MWh, el cual será determinado como una curva en función de la potencia, conforme se establece en la sección 3 del documento.
- CC_{ji} : Es el costo del combustible que utiliza la unidad i de la central j , expresado en [US\$/ton], [US\$/ m^3], [CLP/ton], [CLP/ m^3], según corresponda.
- $CVNC_i$: Es el costo variable no combustible expresado en [US\$/MWh] o [CLP/MWh], según requiera la DO.

Por lo tanto, el costo variable será una curva donde la variable dependiente es la potencia generada. Si la unidad generadora utiliza más de un tipo de combustible, se debe generar una curva para cada una de las distintas opciones, y en caso de que use una mezcla, adicionalmente se calculará un costo variable considerando el costo combustible correspondiente al promedio ponderado según la composición.

En el artículo N° 6 se definen los factores de desempeño: son valores que modifican la curva de consumos específicos netos (CEN) debido a cambios estacionales o a cambios en las propiedades de los combustibles, estos modifican el rendimiento y por consecuencia los costos variables.

Los costos variables no combustibles, se calculan según el procedimiento entregado por el CDEC y se definen como aquellos costos que varían con la producción de energía eléctrica de las unidades generadoras, pero que no están asociadas al combustible [25, p. Artículo N° 4].

Entre los Artículos del 15 al 20, se definen los ítems que se consideran dentro del costo variable no combustible, los que mencionaremos a continuación.

1. Mantenimiento mayor
 - a. Mantenimientos durante la vida útil de las unidades, estos deben estar basados en Horas de Operación (HO) u Horas de Equivalentes de Operación (HEO).
 - i. Tipo A: MM básico, que involucra detención de la unidad para inspección y limpieza.
 - ii. Tipo B: MM intermedio, que involucra detención de la unidad para inspecciones, limpieza y remplazos menores.
 - iii. Tipo C: MM con *overhaul*, que involucra detención de la unidad para destape del turbogenerador y remplazo de partes críticas.
 - b. Costos referentes a los repuestos utilizados de acuerdo a las categorías de la mantención.
 - c. Costos referentes a los insumos utilizados, de acuerdo a las categorías de mantenimiento señaladas.
 - d. Costo de mano de obra contratada, de acuerdo a las categorías de mantenimiento señaladas.
2. Energía eléctrica para servicios auxiliares
 - a. El unilineal del punto de alimentación, indicando esquema o topología e indicar si estos cuentan con más de una fuentes de alimentación.
 - b. Costos de consumos eléctricos propios según contrato o energía consumida valorizada a costo marginal.
 - c. Costos de consumos eléctricos comunes y criterios de asignación utilizados para las unidades generadoras.
3. Insumos
 - a. Costo de consumo de agua.
 - b. Costo de tratamiento de agua.
 - c. Costo de agua desmineralizada.
 - d. Costo de filtros de aire y combustibles, aceites, lubricantes, gases (H₂, CO₂), entre otros.
4. Monitoreo ambiental
 - a. Costo monitoreo isocinético²¹ de emisiones.
 - b. Costo de monitoreo de residuos industriales (sólidos y líquidos).
5. Eliminación de cenizas y escorias
 - a. Contrato o facturas referentes al pago por el manejo de residuos y eliminación de cenizas y escorias.
 - b. Cantidad de residuos a remover o relación de residuos removidos versus combustible consumido en toneladas.
 - c. Cantidad de combustible consumida por cada unidad en el periodo definido.

²¹ Velocidad de muestreo es igual a la velocidad de la corriente del gas.

6. Costos en unidades multicomponentes

- a. En caso de que sea requerido por la DO, se podrá pedir los cálculos referentes a los distintos tipos de configuraciones y los criterios de asignación de costos de cada una.

La ecuación que define los costos está basada en el balance del valor presente de los costos no combustibles y los ingresos por la venta de energía al CVNC, dentro de un horizonte de evaluación de n periodos y una tasa de actualización t [25, p. Artículo N° 21].

$$CVNC = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{C_t}{(1+t)^t}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_t}{(1+t)^t}} \quad (12)$$

Donde,

- i. El horizonte de evaluación corresponderá al ciclo operativo de central, dependiendo del tipo de tecnología.
- ii. Se debe considerar que la unidad generadora comienza su ciclo operativo con cero HO, y que se incrementará conforme a las horas esperadas para el lapso definitivo.
- iii. Los cálculos serán mensuales y deben considerar que los flujos de costos y energía generada correspondan al final del periodo.

Para mayor profundidad de las condiciones que debe cumplir la obtención de los CVNC, se puede leer el Artículo N°21 del procedimiento [25] publicado por el CDEC SING.

E Cálculo y Determinación del Balance de Potencia Firme

Este procedimiento entregado por el CDEC, es una guía para obtener los pagos de cada año relacionados a este servicio complementario entregado por las empresas generadoras del SING, detallando las fechas y ecuaciones que implican el balance y posterior valorización de la potencia firme [11], la cual se puede explicar como la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transmitir la central en las horas punta del sistema, tomando en cuenta la probabilidad de que esté disponible.

El procedimiento consta de 2 etapas; en la primera se calculan las potencias firmes de las unidades generadores y se corroboran los balances entre cada una de las empresas, esta etapa se llama Cálculo del Balance de Potencia Firme, el cual a su vez se efectúa en 2 instancias nombradas Preliminar y Definitiva. En la segunda etapa se valorizan estos resultados a través del Cálculo del Balance de Potencia Firme o Valorización del Balance de Potencia Firme (Artículo N° 1 y 2).

En diciembre del año anterior se comenzará a definir el Balance Preliminar de Transferencia de Potencia Punta, por lo tanto es obligación de la empresa actualizar todos los datos necesarios antes del 19 de noviembre. Después existe una etapa de corroboración entre las empresas y la DO para establecer comentarios u observaciones sobre una pre entrega ya definida por el CDEC, teniendo como fecha final hasta el 18 de diciembre.

Al último día de diciembre de cada año el Directorio comunicará los pagos que correspondan entre cada empresa, divididos en cuotas mensuales, considerando las variaciones al costo marginal de la potencia, el cual será publicado antes del 15 de enero del año de interés a través del Balance Preliminar de Potencia Firme.

Con los datos entregados se genera el Balance Definitivo de Transferencias, el cual tiene una instancia de comentarios y del cual el Directorio entregará su versión definitiva antes del 10 de febrero del año en curso. Todas las diferencias que existan con las realizadas a través de los cálculos y los resultados reales serán canceladas en una cuota al primer día hábil a partir el 22 de febrero del año siguiente del estudio.

En el Artículo N° 10 el procedimiento especifica la información necesaria que la empresa debe entregar para calcular el balance de potencia firme entre las cuales nombra: detalles de los acuerdos de retiro de sus contratos, estados y planificación de las unidades de generación, potencias contratadas entre generadores, entre otros.

Entre los Artículos N° 13 al 22 se definen los términos básicos para comprender el procedimiento, como por ejemplo: consumos propios, horas de punta del SING, factor de participación de cada cliente, demanda de potencia en horas de punta de cada cliente, etc.

El cálculo de la potencia firme de una unidad generadora sigue una secuencia específica que se detalla a continuación.

1. Determinar la potencia firme preliminar de cada unidad generadora por cada subperiodo, el cual es definido en el artículo N° 44 como un intervalo de tiempo en el cual la potencia firme sufre alguna variación causada por mantenimientos, fallas o cualquier otro tipo de distorsión.
2. La potencia firme entregada por cada unidad es prorrateada en cada subperiodo por la demanda máxima del SING.
3. La potencia firme total de cada unidad es la suma de la calculada en cada subperiodo.
4. Se verifica el SING de forma que la potencia firme estimada pueda ser realmente entregada, y en caso de que las capacidades no lo permitan deberá reducirse de forma proporcional hasta ajustarse a la demanda máxima.

Una vez definido el nivel de potencia firme ésta es valorada con el precio básico de potencia punta, informado en la fijación de precios nudo por la CNE, por lo tanto la ecuación representativa es la siguiente.

$$PF_{Definitiva} [USD] = PF_{pre} [MW] \cdot Factor \acute{U}nico [o/o] \cdot Precio \acute{B}asico PP \left[\frac{USD}{MW} o \frac{USD}{MWmes} \right] \quad (13)$$

Donde el factor único es el prorrateo de cada subperiodo y que depende de la demanda máxima del SING. Pero para obtener esta valorización de la potencia firme es necesario conocer el valor preliminar de esta, el cual es diferente en cada sistema interconectado y que esta definido por 3 términos que analizaremos a continuación

$$PF_{preliminar} = 0.5 \cdot PF_{suficiencia} + 0.25 \cdot PF_{tiempo\ partida} + 0.25 \cdot PF_{incremento\ carga} \quad (14)$$

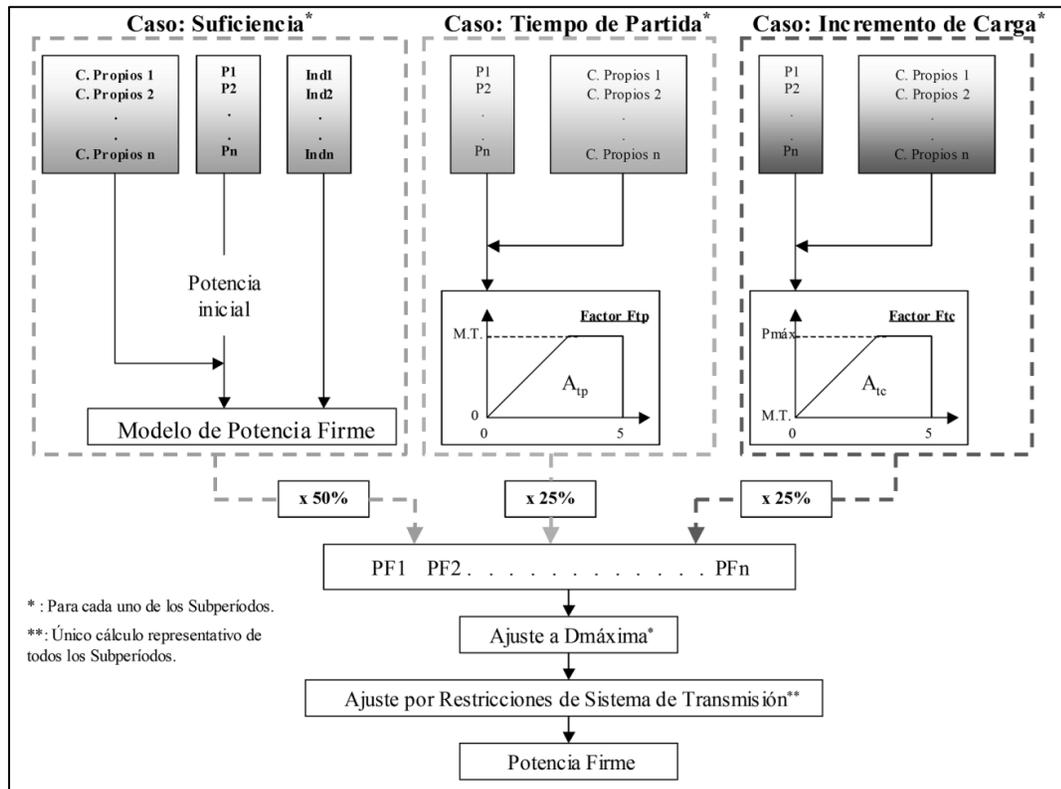


Ilustración 25: Descripción del cálculo de la potencia firme [11, p. Artículo N° 42].

Donde la potencia firme de suficiencia esta definida con la siguiente ecuación.

$$PF_S = PI \cdot (1 - cp) \cdot (1 - Ind_{equiv}) \cdot \frac{\Pr(P'_S > D_{m\acute{a}x} - PI(1 - cp))}{\Pr(P_S > D_{m\acute{a}x})} \quad (15)$$

Donde:

- PF_S Potencia firme en el caso de suficiencia para una unidad generadora [MW]
- PI : Potencia inicial [MW]
- cp : Consumos propios de cada unidad [0/1]
- Ind_{equiv} : Indisponibilidad equivalente [0/1]
- Pr : Función de probabilidad de excedencia (ver Anexo del procedimiento [11]).
- P'_S : Variable aleatoria que representa los aportes de potencia de todas las unidades del sistema, con excepción de aquella que está siendo evaluada.
- P_S : Variable aleatoria que representa los aportes de potencia de todas las unidades del sistema, incluida aquella que está siendo evaluada.
- $D_{m\acute{a}x}$: Demanda máxima del SING

Para obtener la potencia inicial, se realiza un seguimiento a las potencias máximas de la unidad generadora por una ventana móvil de 5 años y se calcula el promedio histórico. En caso de unidades de generación nuevas, este valor es remplazado por la potencia nominal como valor inicial.

Centrales que disponen de unidades hidroeléctricas o que son calificados como Pequeños Medios de Generación (PMG) tienen cláusulas especiales para el cálculo de sus potencias iniciales, los cuales se pueden profundizar a través del Artículo N° 30 del procedimiento.

Para calcular la indisponibilidad equivalente, mencionada en la ecuación anterior, se obtiene bajo un periodo de observación igual al de la potencia inicial, pero se puede definir como se muestra a continuación.

$$Ind_{equivalente} = \begin{cases} \frac{Ind_{inicial} + T \cdot Ind_T}{T + 1} & T < 5 \text{ años} \\ Ind_{\acute{u}ltimos 5 \text{ años}} & T \geq 5 \text{ años} \end{cases} \quad (16)$$

Donde,

- $Ind_{inicial}$: Es la indisponibilidad informada por la empresa o valores determinados por la DO a base de unidades similares.
- T : Periodo de observación disponible para el cálculo del índice.
- Ind_T Tasa de salida forzada definida como la siguiente expresión.

$$Ind_T = \frac{T_{Fallas} [horas]}{T_{Operación} [horas] + T_{Fallas} [horas]} \quad (17)$$

Para el caso tiempo de partida, se necesita ponderar el término a través de la siguiente ecuación.

$$PF_{\text{tiempo partida}} = PI \cdot (1 - cp) \cdot Ftp \quad (18)$$

Donde,

$$Ftp = \begin{cases} 1 - \frac{Tp}{10} & Tp \leq 5 \text{ horas} \\ \frac{5}{2 \cdot Tp} & Tp > 5 \text{ horas} \end{cases} \quad (19)$$

El término Tp es el tiempo de partida fría, medida en horas, donde es necesario aclarar que las unidades de ciclo combinado tiene una expresión diferente dependiente de sus ciclos térmicos y componentes a gas o vapor.

El último término de la ecuación (14), representa el tiempo de incremento de carga de las unidades de generación y que se puede expresar con la siguiente ecuación.

$$PF_{\text{tiempo incremento carga}} = PI \cdot (1 - cp) \cdot F_{tc} \quad (20)$$

Donde,

$$F_{tc} = \begin{cases} 1 - \frac{Tc}{10} & Tc \leq 5 \text{ horas} \\ \frac{5}{2 \cdot Tc} & Tc > 5 \text{ horas} \end{cases} \quad \text{con } Tc = \frac{P_{\text{máx}} - MT}{60 \cdot RTC} \quad (21)$$

Siendo los términos más relevantes de la ecuación anterior, los siguientes.

$P_{\text{máx}}$: Potencia máxima bruta de la unidad [MW].

MT : Mínimo técnico bruto [MW].

RTC : Es la tasa de incremento de carga, dada por las características técnicas de la unidad. [MW/minuto]

Para el caso de centrales con generación a base de ciclo térmico abierto o cerrado, la potencia firme para el tiempo de incremento de carga se expresa bajo otra ecuación que se puede observar en el Artículo N° 41 del procedimiento.

Finalmente, se debe tener en cuenta que este procedimiento será modificado en la publicación del nuevo reglamento para los servicios complementarios para el 2013, por la CNE, donde se definirán y aclararán los pagos referentes a este concepto.

10.1.3 Normas Técnicas o Reglamentos

A Decreto Supremo N° 132

Reglamento de Seguridad Minera, publicado en el año 2004 bajo el mandato del Ministerio de Minería, siendo una actualización de las normativas existentes siguiendo los cambios tecnológicos y el incremento de la seguridad en la operación y mantención de las faenas mineras.

Entre los más relevantes se pueden mencionar los siguientes artículos referentes al Decreto Supremo N° 132 [26].

Tabla 10-1: Aspectos relevantes del Decreto Supremo N° 132

Artículo	Descripción
28	Registro de capacitaciones específicas al personal
37	Plan de prevención de accidentes y enfermedades profesionales
53	Procedimientos de trabajo seguro para intervención de máquinas
60	Planos actualizados de la planta
65	Registro de calidad de agua (si esta no proviniese de servicio público), últimos 12 meses
69	Plan y programa ambiental
70	Documento que contenga el manejo de residuos de la planta
71	Estadística mensual de accidentes laborales, últimos 12 meses
75	Plan y procedimientos de emergencia
76	Registro de investigación de accidentes con lesiones o muerte, últimos 12 meses
260	Medios, equipos y procedimientos disponibles para control de emergencias
379	Control y registros actualizados de los mantenimientos y reparaciones de los compresores
447	Documento que de cuenta de las protecciones actuales equipos eléctricos
482	Documento que indique el material de construcción salas eléctricas

B Decreto Supremo N° 160

Este decreto define el reglamento vigente de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos [27], emitido el año 2009 por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la siguiente tabla se definen los puntos más relevantes.

Tabla 10-2: Aspectos relevantes del Decreto Supremo N° 160

Artículo	Descripción
23	El operador debe realizar los procedimientos para efectuar la operación, mantenimientos e inspección de las instalaciones.
26	Programa de seguridad de combustibles líquidos.
27	Manual de Seguridad de combustibles líquidos.
31	Plan de emergencias y accidentes, para el manejo de combustibles.
36	Registro de inspecciones de expertos en prevención de riesgos.
94	Identificación de tanques extintores.
97	Existencia de líneas de mangueras complementarias con espuma.
103	Inspección de los tanques superficiales.
104	Disponibilidad de los registros de las inspecciones.
124	Sistema de protección ante golpes de ariete y sobrepresiones.
127-128	Protección de las cañerías por corrosión interna y externa.
137	Inspecciones de las cañerías y acciones conforme a los resultados.
141	Ubicación de tanques según clase.
144	Control del flujo y verificación de niveles de estanque.
145	Exigencias sobre los edificios que manejen combustibles líquidos.
146	Separación entre tanques, bodegas u otros edificios.
147-149	Exigencias sobre lugares de carga y descarga.
154	Acceso a estanques de llenado de camiones por arriba.
161	Definición de tambores.
162-163	Condiciones de almacenamiento de tambores.
165-169	Control de igniciones en zonas peligrosas.
171-172	Constitución del sistema de control de incendios.
175	Disponibilidad de brigada capacitada para el combate de incendios.
177	Condiciones que debe cumplir el operador capacitado en la carga de combustible.

C Decreto Supremo N° 594

Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo, emitida el año 2000 por el Ministerio de Salud [28], en la siguiente tabla mostraremos algunos puntos relevantes para la casa de fuerza.

Tabla 10-3: Aspectos relevantes del Decreto Supremo N° 594

Artículo	Descripción
5	Condiciones de pavimentos y revestimientos de pisos.
7	Lugares de tránsito libre de obstáculos.
8	Ancho de pasillos de circulación.
11	Mantenimiento de lugares de trabajo.
12-15	Condiciones de agua potable.
16	Disposición de residuos industriales líquidos y sólidos.
21	Servicios higiénicos en lugares de trabajo.
23	Números de artefactos sanitarios según cantidad de personas.
26	Manejo de aguas servidas.
27	Vestidores y casilleros independientes entre hombres y mujeres, si se requiere cambio de ropa.
28	Condiciones referentes al comedor.
34	Ventilación al interior de las plantas.
37	Vías de evacuación y señalizaciones.
44-51	Sistema de protección de incendios.
48	Todo el personal debe ser instruido y entrenado en el uso de extintores.
50	Tipos de extintores según origen de flama.
51	Estado de los extintores y mantención.
75	Niveles de ruido continuos permitidos.
103	Luminosidad exigida según tipo de lugar o faena.

D Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Este documento es publicado como ordenanza de la LGSE con el objetivo de establecer las exigencias de seguridad y calidad de servicio de los sistemas interconectados, siendo su versión vigente la de septiembre del 2010 [29].

Tabla 10-4: Aspectos relevantes de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Artículo	Descripción		
1-1 a 1-5	Establece obligatoriedad ante todos los participantes de los sistemas interconectados.		
1-6 a 1-7	Definiciones y terminología a ocupar en el desarrollo de la norma.		
1-8 a 1-15	Estudios que se deben realizar para establecer el nivel de seguridad del sistema, que los coordinados pueden obtener de forma gratuita.		
2-3 a 2-6	Atribuciones sobre la Dirección de Operaciones y Peajes.		
2-7	Atribuciones sobre los coordinados, como mantener adecuadas condiciones de seguridad en las instalaciones, cumplir con los plazos, poder realizar control de frecuencia e implementación de EDAG, entregar datos requeridos por la DO y DP, entre otros.		
2-8	Atribuciones de los coordinados como la exigencia de la información disponible por la DO, participación de las decisiones y el derecho a conectarse a los SI al cumplir con los requerimientos de la norma.		
3-4	Exigencias de diseño sobre los medios de generación relacionados con el manejo de la central.		
3-5	Exigencias de diseño sobre los clientes.		
3-6	Condiciones de operación de instalaciones de generación, ya sea entregando o absorbiendo reactivos.		
3-10	Limites de frecuencia superior e inferior para toda unidad generadora.		
	Limite Inferior (mayor que)	Limite Superior (menor o igual que)	Termoeléctricas
	49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente
	48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos
	47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos
	47,0 Hz	47,5 Hz	Desconexión
	50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente
	51,0 Hz	51,5 Hz	Desconexión
	51,5 Hz	52,0 Hz	Desconexión
	52,0 Hz	52,5 Hz	Desconexión
52,5 Hz	53,0 Hz	Desconexión	
3-11	Como mínimo toda unidad generadora deberá ser capaz de operar en forma estable a potencia nominal para frecuencias en el rango 49,5 – 51,0 Hz y para valores de potencia superiores o iguales al 80% para frecuencias en el rango 47,5 – 49,5 Hz.		
3-12	Toda unidad generadora deberá poder operar en una frecuencia de 49,0 y 51,0 Hz, para tensiones entre 0,95 y 1,05 por unidad.		
3-13	Exigencias mínimas que deben cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras.		
3-18 a 3-19	Condiciones para el control de velocidad para las unidades que participen del control primario y secundario de frecuencia.		
3-20	Elementos necesarios para el plan de recuperación de servicios (PRS).		
3-21	Información a entregar al Centro de Despacho de Carga para los equipos que operen en sincronismo y de los equipos de compensación de energía activa.		
3-47 a 3-53	Requisitos que deben cumplir los clientes.		
3-54	Se establece la obligación de cumplir el procedimiento “Requisitos Técnicos Mínimos de		

	Instalaciones que se interconectan al SI" para la generación, transmisión. Además, sobre el cumplimiento de plazos de entrega de estudios, pruebas o procedimientos según corresponda.
4-1 a 4-20	Deberes y derechos sobre el sistema de información en tiempo real (SITR).
4-21 a 4-27	Establece que las comunicaciones entre los centros coordinadores y los coordinados son grabados y respaldados como evidencia de las decisiones, indicaciones y órdenes por un plazo de 6 meses.
4-28	EL SITR deberá ser capaz de monitorear en todo momento el estado de la operación.
4-30	Lista de cambios o perturbaciones que el sistema de monitoreo debe ser capaz de informar.
5-9 a 5-10	Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI deberán disponer de capacidad para absorber o entregar potencia reactiva y equipamiento para el control primario de frecuencia.
5-13 a 5-24	Se definen los estándares para las instalaciones de los clientes.
5 -25 a 5-31	Rangos de tensión que los CDC y los CC deben controlar y monitorear, estableciendo si está operando bajo un Estado Normal (entre 0,95 y 1,05) o un Estado de Alerta (entre 0,93 y 1,07) para niveles de tensión entre 200 y 500 kV, respectivamente.
5-30	En Estado de Alerta, la potencia reactiva aportada por cada unidad generadora deberá alcanzar el 100% de la capacidad máxima según el diagrama PQ.
5-40	En Estado Normal y frente a una Contingencia Simple, el SI deberá mantener transitoriamente estable.
5-41 a 5-42	Se definen las severidades del estado del sistema ante contingencias.
5-43 a 5-44	Rangos de funcionamiento dada una contingencia.
5-45	Bajo una contingencia simple que de a una condición de sobre frecuencia, se controlará con la reducción de generación o con EDAG y/o ERAG.
5-49	Tiempo de actuación de protecciones ante fallas.
5-53 a 5-59	Márgenes de estabilidad y seguridad en estado normal y estado alerta.
5-60	Se declarará en Estado de Emergencia al SI, en caso de que la tensión se encuentre entre 0,90 y 1,10 por unidad para rangos entre 200 y 500 kV.
5-66	En Estado de Emergencia, el SI deberá mantener estable utilizando los recursos disponibles.
5-68	La calidad de suministro será calificada por la indisponibilidad forzada o programada como un promedio móvil de 5 años, de estos factores.
5-69 a 5-70	Índices de indisponibilidad programada y forzada aceptable según tipos de generación y transmisión.
5-73	Definición de los índices de continuidad FMIK y TTIK.
5-75 a 5-83	Condiciones de evaluación de desempeño del control de frecuencia y control de tensión.
5-85 a 5-87	Rangos permitidos de armónicas, fluctuaciones de tensión, parpadeo, cargas desequilibradas causadas por los clientes y líneas de transmisión y generadoras.
6-1	Establece los estudios que la DO y la DP deben realizar, al mismo tiempo que la información que debe ser entregada por los coordinados para realizarlos.
6-6	Todos los coordinados deben entregar la información especificada en el procedimiento "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", disponible en las páginas de cada CDEC.
6-13	Los coordinados deberán entregar información relevante de sus unidades generadoras y parámetros de operación, entre otras detalles
6-16 a 6-18	Los coordinados deberán entregar un informe mensual de calidad del suministro, calidad de producto y factor de potencia con conformidad al procedimiento "Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto", que incluye entre otros detalles a la cantidad de interrupciones, los índices de continuidad, la duración del suceso, tensión y potencia mínima y máxima.
6-22	Las herramientas de simulación deberán ser capaces de representar en forma adecuada la

	respuesta transitoria y dinámica del SI, incluyendo una representación de las unidades generadoras, los compensadores, sistemas de control de las unidades, los sistemas de protecciones, entre otros.
6-26 a 6-29	Deberes y derechos para la realización del estudio de continuidad por parte de la DP.
6-35 a 6-38	Características y detalles del estudio de verificación de coordinación de las protecciones.
6-39 a 6-44	Características y detalles del estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.
6-45 a 6-53	Características y detalles del estudio de control frecuencia y determinación de reservas.
6-54 a 6-56	Características y detalles del estudio de EDAC.
6-57 a 6-62	Características y detalles del estudio para un plan de defensa contra contingencias extremas.
6-63 a 6-76	Características y detalles del estudio del plan de recuperación del sistema.
6-77 a 6-85	Características y detalles del estudio para análisis de falla.
7-7	En el control de frecuencia solo podrán participar aquellas unidades generadoras que cumplan con las exigencias del capítulo 8 de la NTSyCS.
7-8	Aquellas unidades que participen en el CPF o CSF deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del control de velocidad o equipos de compensación, con previa autorización de la DO.
7-16	El control de tensión estará bajo el manto de la CDC, la cual se puede aplicar a través de condiciones sobre las líneas de tensión, sobre los transformadores con tap, elementos de compensación, generadoras con el aporte de potencia reactiva, partida de nuevas unidades de generación, entre otros.
7-34 a 7-35	La DO está encargada de elaborar el PRS, los que definen la estrategia ante apagón total o apagón parcial.
7-38 a 7-47	La coordinación en los PRS se realizará entre el CDC y los centros de control (CC) de cada involucrado para el proceso de recuperación del sistema eléctrico, los cuales deben verificar el correcto funcionamiento para el inicio de la sincronización.
7-50	Cada unidad generadora que se conecta al SI, deberá establecer el control de velocidad en el modo de carga, e iniciar el incremento de su generación de acuerdo a las indicaciones del CDC.
8-3 a 8-4	Para ser incorporado como parte de los sistemas de control del SI, deben contar con los requerimientos establecidos en el procedimiento "Habilitación de Instalaciones para Control y Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS", disponible en cada DO, los cuales serán confirmados a través de un listado de ensayos a realizar por la generadora.
8-7	Aquellas generadoras que se quieran incluir para el control primario de frecuencia, podrán solicitar a la DO el "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas", solicitando la habilitación las unidades de generación para tal propósito.
8-14	Entre los ensayos a realizar para habilitar una unidad de generación como control de frecuencia son: determinación del tiempo de establecimiento del control de frecuencia, determinación de la banda muerta, determinación del estatismo permanente y determinación de la inercia mecánica del conjunto generador, máquina motriz, previa autorización del CDC, respectivo.
8-18	Para habilitar una unidad generadora como Partida Autónoma, deberá demostrar su capacidad de partir desde cero tensión sin servicios auxiliares (SSAA), partir en un tiempo máximo específico, operar a plena carga después de un tiempo determinado y mantenerse operando a plena carga por un tiempo definido.
8-19	Para habilitar una unidad generadora como Aislamiento Rápido, deberá demostrar su capacidad de mantener alimentación de sus servicios auxiliares ante un apagón total o parcial, verificación de coordinación de protecciones y automatismo de la unidad y capacidad de operar en forma estable alimentado solo sus servicios auxiliares por un tiempo determinado.

8-22	En caso de habilitar al generador como equipo de compensación de energía activa como EDAC, deberá verificar los esquemas necesarios para la liberación de carga en caso de falla.
8-29	La DO solicitará a los clientes la realización de ensayos para habilitar las instalaciones que participen del EDAC por señal específica, subfrecuencia y/o subtensión.
8-31	En caso de que se observe o registre un desempeño deficiente sobre alguna operación de instalación o equipamiento, la DO puede requerir una Auditoria Técnica, con el fin de verificar o corregir el comportamiento en el SI.
8-34 a 8-55	En caso de que una unidad sea calificada para control de frecuencia, control de tensión, regulación del factor de potencia, partida autónoma, monitoreo de protecciones el DO, puede requerir la realización de una auditoria técnica para confirmar la habilitación de tales servicios.
9-4 a 9-18	Los coordinados que posean líneas de transmisión, equipos de transformación, interruptores de maniobra, subestaciones, dispositivos de reconexión de líneas de transmisión, equipos de compensación de potencia reactiva u otros equipos de control de transmisión, sistemas de protección, unidades generadoras, equipos de compensación de energía activa deberán entregar a la DP un informe escrito y electrónico con los detalles respectivos.
9-19	Los clientes propietarios de instalaciones conectadas al SI, deberán entregar al DP mediante un informe escrito y en medio electrónico detalles entre los cuales se puede mencionar los puntos de conexión al SI, su capacidad de control de tensión, consumo de energía y potencia, curvas típicas, demanda en horas máximas de carga, entre otros.

10.2 Resultados Caso Total Disponibilidad

A continuación se expondrán los 3 casos más relevantes para los análisis, los restantes se encontrarán en el documento Microsoft Excel llamado “Escenario 1 Operación”.

Tabla 10-5: Resultados de las simulaciones para los 3 escenarios extremos bajo distintas sensibilidades para el caso de Total Disponibilidad.

Casos	Factor Único	Pesimista	Desviación	Mínimo	Precio Básico de la Potencia Punta	Pesimista	
Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	39	7.240.914	248.780	353.770	7.240.914	1.712.023	1.109.473
2013	39	7.519.246	258.731	326.260	7.519.246	1.346.982	761.991
2014	39	7.727.995	269.080	328.919	7.727.995	1.388.644	790.645
2015	39	8.006.327	279.843	331.685	8.006.327	1.430.306	818.778
2016	39	8.215.076	291.037	334.561	8.215.076	1.472.083	846.485
2017	39	8.562.991	302.679	337.552	8.562.991	1.513.745	873.515
2018	39	8.980.489	314.786	340.663	8.980.489	1.555.407	899.959
2019	39	9.189.238	327.377	343.898	9.189.238	1.597.069	925.795
2020	39	9.397.987	340.472	347.262	9.397.987	1.638.846	951.111
2021	39	9.676.319	354.091	350.761	9.676.319	1.680.508	975.655
2022	39	9.676.319	368.255	354.400	9.676.319	1.722.170	999.515
2023	39	9.676.319	382.985	358.185	9.676.319	1.763.832	1.022.662

Total Acumulado Anual	896.919	USD
------------------------------	----------------	------------

Desde 2013 al
2023

Casos	Factor Único	Base	Desviación	Medio	Precio Básico de la Potencia Punta	Base	
Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	39	7.240.914	248.780	353.770	7.240.914	1.712.023	1.109.473
2013	39	7.519.246	258.731	326.260	7.519.246	1.919.497	1.334.505
2014	39	7.727.995	269.080	328.919	7.727.995	1.971.520	1.373.521
2015	39	8.006.327	279.843	331.685	8.006.327	2.023.544	1.412.016
2016	39	8.215.076	291.037	334.561	8.215.076	2.075.711	1.450.113
2017	39	8.562.991	302.679	337.552	8.562.991	2.127.734	1.487.504
2018	39	8.980.489	314.786	340.663	8.980.489	2.179.758	1.524.310
2019	39	9.189.238	327.377	343.898	9.189.238	2.231.782	1.560.507

2020	39	9.397.987	340.472	347.262	9.397.987	2.283.948	1.596.214
2021	39	9.676.319	354.091	350.761	9.676.319	2.335.972	1.631.120
2022	39	9.676.319	368.255	354.400	9.676.319	2.387.996	1.665.341
2023	39	9.676.319	382.985	358.185	9.676.319	2.440.020	1.698.850

Total Acumulado Anual	1.521.273	USD
------------------------------	------------------	------------

Desde 2013 al
2023

Casos	Factor Único	Optimista	Desviación	Máximo	Precio Básico de la Potencia Punta	Optimista
-------	--------------	-----------	------------	--------	------------------------------------	-----------

Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	39	7.240.914	248.780	353.770	7.240.914	1.712.023	1.109.473
2013	39	7.519.246	258.731	326.260	7.519.246	2.233.184	1.648.193
2014	39	7.727.995	269.080	328.919	7.727.995	2.291.206	1.693.206
2015	39	8.006.327	279.843	331.685	8.006.327	2.349.227	1.737.699
2016	39	8.215.076	291.037	334.561	8.215.076	2.407.407	1.781.809
2017	39	8.562.991	302.679	337.552	8.562.991	2.465.428	1.825.198
2018	39	8.980.489	314.786	340.663	8.980.489	2.523.449	1.868.001
2019	39	9.189.238	327.377	343.898	9.189.238	2.581.470	1.910.196
2020	39	9.397.987	340.472	347.262	9.397.987	2.639.651	1.951.916
2021	39	9.676.319	354.091	350.761	9.676.319	2.697.672	1.992.819
2022	39	9.676.319	368.255	354.400	9.676.319	2.755.693	2.033.038
2023	39	9.676.319	382.985	358.185	9.676.319	2.813.714	2.072.544

Total Acumulado Anual	1.864.965	USD
------------------------------	------------------	------------

Desde 2013 al
2023

10.3 Comparaciones Caso Total Disponibilidad

A continuación se presentan las comparaciones de las utilidades acumuladas para los 27 casos de sensibilidad generados.

Tabla 10-6: Comparación de los resultados bajo las distintas sensibilidades para el caso de Total Disponibilidad.

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Pesimista				
Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	896.919	1.108.683	1.303.809
	Medio	1.171.165	1.283.760	1.405.738
	Máximo	1.445.412	1.458.838	1.507.667

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Base				
Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	1.087.126	1.324.785	1.543.773
	Medio	1.394.909	1.521.273	1.658.167
	Máximo	1.702.692	1.717.760	1.772.560

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Optimista				
Utilidades Acumuladas [USD/anual]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	1.153.478	1.400.171	1.627.482
	Medio	1.472.960	1.604.126	1.746.223
	Máximo	1.792.442	1.808.082	1.864.965

10.4 Resultados Caso Sin Una Unidad

A continuación se expondrán los 3 casos más relevantes para los análisis, los restantes se encontrarán en el documento Microsoft Excel llamado “Escenario 1 Operación”.

Tabla 10-7: Resultados de las simulaciones para los 3 escenarios extremos bajo distintas sensibilidades para el caso Sin una Unidad.

Casos	Factor Único	Pesimista	Desviación	Mínimo	Precio Básico de la Potencia Punta	Pesimista	
Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	35	6.516.822	248.780	353.770	6.516.822	1.712.023	1.109.473
2013	35	6.767.321	258.731	299.413	6.767.321	1.212.284	654.140
2014	35	6.955.195	269.080	301.853	6.955.195	1.249.780	678.847
2015	35	7.205.694	279.843	304.391	7.205.694	1.287.276	703.042
2016	35	7.393.568	291.037	307.030	7.393.568	1.324.874	726.807
2017	35	7.706.692	302.679	309.775	7.706.692	1.362.370	749.917
2018	35	8.082.440	314.786	312.630	8.082.440	1.399.866	772.451
2019	35	8.270.314	327.377	315.599	8.270.314	1.437.362	794.387
2020	35	8.458.189	340.472	318.686	8.458.189	1.474.961	815.803
2021	35	8.708.687	354.091	321.897	8.708.687	1.512.457	836.469
2022	35	8.708.687	368.255	325.237	8.708.687	1.549.953	856.461
2023	35	8.708.687	382.985	328.710	8.708.687	1.587.449	875.754

Total Acumulado Anual	769.461	USD
------------------------------	----------------	------------

Desde 2013 al
2023

Casos	Factor Único	Base	Desviación	Medio	Precio Básico de la Potencia Punta	Base	
Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	35	6.516.822	248.780	353.770	6.516.822	1.712.023	1.109.473
2013	35	6.767.321	258.731	299.413	6.767.321	1.727.547	1.169.403
2014	35	6.955.195	269.080	301.853	6.955.195	1.774.368	1.203.435
2015	35	7.205.694	279.843	304.391	7.205.694	1.821.190	1.236.956
2016	35	7.393.568	291.037	307.030	7.393.568	1.868.139	1.270.072
2017	35	7.706.692	302.679	309.775	7.706.692	1.914.961	1.302.507
2018	35	8.082.440	314.786	312.630	8.082.440	1.961.782	1.334.367
2019	35	8.270.314	327.377	315.599	8.270.314	2.008.604	1.365.628

2020	35	8.458.189	340.472	318.686	8.458.189	2.055.553	1.396.395
2021	35	8.708.687	354.091	321.897	8.708.687	2.102.375	1.426.386
2022	35	8.708.687	368.255	325.237	8.708.687	2.149.196	1.455.704
2023	35	8.708.687	382.985	328.710	8.708.687	2.196.018	1.484.323

Total Acumulado Anual	1.331.380	USD
------------------------------	------------------	------------

Casos	Factor Único	Optimista	Desviación	Máximo	Precio Básico de la Potencia Punta	Optimista
--------------	---------------------	-----------	-------------------	--------	---	-----------

Año	Energía Generada [GWh]	Costo Variable [USD]	Costos Personal [USD]	Peaje Línea Adicional [USD]	Ganancia por Energía [USD]	Potencia Firme [USD]	Total Estimado [USD]
2010	88	11.414.275	233.110	308.272	14.403.484	1.764.423	4.212.250
2011	49	8.223.659	240.717	369.540	9.661.124	1.712.541	2.539.749
2012	35	6.516.822	248.780	353.770	6.516.822	1.712.023	1.109.473
2013	35	6.767.321	258.731	299.413	6.767.321	2.009.866	1.451.722
2014	35	6.955.195	269.080	301.853	6.955.195	2.062.085	1.491.152
2015	35	7.205.694	279.843	304.391	7.205.694	2.114.304	1.530.070
2016	35	7.393.568	291.037	307.030	7.393.568	2.166.666	1.568.599
2017	35	7.706.692	302.679	309.775	7.706.692	2.218.885	1.606.432
2018	35	8.082.440	314.786	312.630	8.082.440	2.271.104	1.643.689
2019	35	8.270.314	327.377	315.599	8.270.314	2.323.323	1.680.348
2020	35	8.458.189	340.472	318.686	8.458.189	2.375.686	1.716.527
2021	35	8.708.687	354.091	321.897	8.708.687	2.427.905	1.751.916
2022	35	8.708.687	368.255	325.237	8.708.687	2.480.124	1.786.632
2023	35	8.708.687	382.985	328.710	8.708.687	2.532.343	1.820.648

Total Acumulado Anual	1.640.703	USD
------------------------------	------------------	------------

Desde 2013 al
2023

10.5 Comparaciones Casos Sin Una Unidad

A continuación se presentan las comparaciones de las utilidades acumuladas para los 27 casos de sensibilidad generados.

Tabla 10-8: Comparación de los resultados bajo las distintas sensibilidades para el caso de Sin una Unidad.

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Pesimista				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	769.461	960.049	1.135.662
	Medio	1.016.283	1.117.618	1.227.398
	Máximo	1.263.105	1.275.188	1.319.135

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Base				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	940.648	1.154.541	1.351.630
	Medio	1.217.652	1.331.380	1.454.584
	Máximo	1.494.657	1.508.218	1.557.539

Precio Básico de la Potencia Punta - Caso Optimista				
Utilidades Acumuladas [USD/año]		Proyección Factor Único		
		Pesimista	Base	Optimista
Desviación	Mínimo	1.000.364	1.222.388	1.426.968
	Medio	1.287.898	1.405.948	1.533.835
	Máximo	1.575.432	1.589.508	1.640.703