



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

# **INCORPORACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS DE RESPALDO AL SIC**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO  
CIVIL ELÉCTRICO**

**IGNACIO VARGAS PINTO**

**PROFESOR GUÍA:  
CRISTIÁN HERMANSEN REBOLLEDO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BENHKE  
LUIS VARGAS DÍAZ**

**SANTIAGO DE CHILE  
ENERO 2009**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: IGNACIO VARGAS PINTO  
FECHA: 16/01/2009  
PROF. GUÍA: SR. CRISTIÁN HERMANSEN R.

### **“INCORPORACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS DE RESPALDO AL SIC”**

El objetivo general del presente trabajo de título es realizar un análisis técnico, económico y regulatorio a las centrales térmicas de respaldo diesel que se están incorporando durante este año 2008 producto de la incertidumbre en que se encuentra el sector eléctrico en relación a la posibilidad de que ocurra un racionamiento eléctrico para este o los años venideros, y de esta forma se espera proveer información acerca de la factibilidad y conveniencia de este tipo de proyectos.

Para esto se ha considerado como central representativa de este grupo a la central Olivos, ubicada en las cercanías de Los Vilos y que se encuentra operando en el Sistema Interconectado Central desde enero del 2008, sobre la cual se realizaron los análisis pertinentes con el fin de cumplir con los objetivos planteados.

Se analizó la situación actual del mercado eléctrico en términos de la probabilidad anual que ocurra un déficit, obteniéndose altas probabilidades de que esto ocurriese, lo que da pie al ingreso de este tipo de centrales de respaldo de forma de ayudar a dar seguridad en el abastecimiento eléctrico del país.

Del análisis regulatorio se determinó que no le corresponden beneficios en materia de peajes, en base a la normativa vigente se estimó la potencia de suficiencia definitiva y el pago de peajes, valores que fueron utilizados luego en la evaluación económica. Se determinó que a la central le corresponde presentar una declaración de impacto ambiental y se detallan las principales restricciones medioambientales que se deben respetar. Se Realizó además un estudio de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio con el fin de determinar los estudios necesarios para garantizar el cumplimiento por parte de la central de los estándares allí establecidos, para lo anterior además se realizaron simulaciones con el programa DigSilent, de la operación en sincronismo de la central con el resto del SIC y se hicieron análisis de cortocircuito, flujo de potencias y estabilidad transitoria, de forma de enunciar el procedimiento y verificar el cumplimiento de la NTdeSyCS.

Finalmente se Realizó una evaluación económica de la cual se determinó el valor actual neto y la tasa interna de retorno para la central Olivos junto con un análisis de sensibilidad con el objetivo de establecer el nivel de variación de los resultados económicos en función de los componentes más significativos del flujo de cajas y estimar la rentabilidad del proyecto.

Se concluye que la incorporación de este tipo de centrales térmicas de respaldo durante el año 2008 es una iniciativa rentable y factible de realizar dado que aprovecha la coyuntura del momento, sin embargo la incorporación a futuro de estos proyectos se ve como una iniciativa riesgosa desde el punto de vista de la rentabilidad, debido al escenario distinto que se presenta.

## AGRADECIMIENTOS

*A mi padre por el apoyo incondicional que siempre me a brindado, decirle que lo admiro y agradezco todas las enseñanza y motivación que nos a dado, por tratar de construir una gran familia y darnos la mejor educación a mi y a mis hermanos, a mi madre por su alegría que me contagiaba y subía cuando lo necesité, por estar ahí siempre, decirle que la amo y valoro todo lo que ha hecho por nosotros y desearle que no pierda esa chispa, a mi abuela por tratar siempre de ayudar, de verdad se agradecen sus buenas intenciones y buenos deseos, en fin a toda mi familia de verdad el agradecimiento mas importante para ustedes.*

*A mi novia por acompañarme en todas y brindarme su apoyo incondicional.*

*También quisiera agradecer a las siguientes personas que realizaron aportes durante el desarrollo de mi memoria.*

*Al señor Cristián Hermansen R. por su buena disposición y preocupación para guiarme a lo largo de mi memoria.*

*Al señor Jorge Gómez B. Jefe del grupo de estudios de IMELSA S.A por su buena disposición a ayudar y por los aportes en la parte de técnica de mi memoria.*

*Al señor Rodrigo Palma B. por su preocupación por que los memoristas lleguemos a buen puerto y por sus aportes en las reuniones que tuvimos.*

*Al señor Luis Vargas D. por estar ahí cuando lo necesité.*

*....A mis padres.*

# ÍNDICE

<b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
1.1 Justificación del tema de memoria.....	6
1.2 Motivación .....	7
1.3 Objetivos .....	7
1.3.1 Objetivo general.....	7
1.3.2 Objetivos específicos.....	7
1.4 Alcances.....	8
1.5 Estructura de la Memoria.....	8
<b>CAPITULO 2: MERCADO ELÉCTRICO .....</b>	<b>9</b>
2.1 Sector electrico en Chile .....	9
2.1.1 Sistemas electricos.....	10
2.2 Mercado de la energia electrica.....	12
2.2.1 Precios de la energia.....	13
2.2.2 Precios de la potencia .....	14
2.2.3 Demanda .....	14
2.2.4 Oferta.....	15
2.3 Escenario Actual .....	15
2.3.1 ¿Crisis energetica?.....	16
2.3.2 Posibilidad de racionamiento.....	18
2.4 Experiencia internacional.....	23
2.4.1 El caso Brasileño .....	23
2.4.2 El caso de California.....	24
2.4.3 El caso de Chile.....	25
2.5 Generacion en el SIC.....	27
2.5.1 necesidad de generacion .....	27
2.5.2 proyectos centrales diesel de respaldo .....	28
<b>CAPITULO 3: ANÁLISIS REGULATORIO .....</b>	<b>31</b>
3.1 Marco regulatorio e institucional .....	31
3.2 Leyes y Normas .....	34
3.2.1 D.S 62, Potencia de Suficiencia .....	34
3.2.2 Ley Corta .....	38
3.3 Marco Medioambiental.....	43
3.4 Norma tecnica de seguridad y calidad de servicio .....	46
3.4.1 Exigencias de Diseño .....	47
3.4.2 Standares de Seguridad y Calidad de Servicio.....	47
3.4.3 Estudios Necesarios .....	51

<b>CAPITULO 4: ANÀLISIS TÈCNICO</b> .....	<b>54</b>
4.1    Estudio Flujo de potencia.....	54
4.1.1    Antecedentes Tecnicos .....	54
4.1.2    Configuracion del Sistema.....	55
4.1.3    Escenarios .....	58
4.1.4    Anàlisis de Resultados .....	60
4.1.5    Conclusiones .....	77
4.2    Estudio de Cortocircuito .....	78
4.2.1    Cortocircuitos totales en barras.....	78
4.2.2    Capacidad de ruptura .....	81
4.2.3    Conclusiones .....	82
4.3    Estudio de estabilidad transitoria .....	83
4.3.1    Escenarios .....	83
4.3.2    Anàlisis de Resultados .....	84
4.3.3    Conclusiones .....	92
<b>CAPITULO 5: ANÀLISIS ECONÒMICO</b> .....	<b>93</b>
5.1    Descripci3n de la central a estudiar.....	93
5.1.1    Localizaci3n de la central .....	94
5.2    Antecedentes Generales de la Evaluaci3n.....	95
5.2.1    Inversion y Costos de Operaci3n .....	95
5.2.2    Costos Fijos .....	95
5.2.3    Costos Variables.....	96
5.2.4    Ingresos .....	97
5.2.5    Condiciones de Operaci3n de la Central.....	98
5.2.6    Bases Utilizadas para la Evaluaci3n .....	99
5.3    Resultados de la evaluacion Econ3mica .....	99
5.4    Anàlisis de Sensibilidad .....	99
5.4.1    Consideraciones.....	100
5.4.2    Resultados.....	100
5.5    Conclusiones.....	101
<b>CAPITULO 6: CONCLUSIONES</b> .....	<b>102</b>

## **CAPITULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

En el presente año se han visto campañas publicitarias referentes a ahorrar energía, esto junto a una serie de medidas con el objeto de prevenir un posible racionamiento eléctrico, el que podría detonarse en este o los años venideros dependiendo de lo que pase con algunas variables importantes como la hidrología, el crecimiento de la demanda o el programa de obras del SIC. Con el fin de evitar posibles escenarios críticos en los que las probabilidades de déficit de suministro son considerables, es que surgen como alternativa para mejorar la suficiencia del SIC, la incorporación de centrales térmicas de respaldo, conformadas por grupos electrógenos que funcionan con diesel y de rápida puesta en marcha.

El tema principal de esta tesis de grado es realizar un análisis a la incorporación de este tipo de centrales térmicas de respaldo, tomando como caso representativo el de la central Olivos en funcionamiento desde enero del 2008, sobre la cual se realizarán varios análisis considerando aspectos regulatorios, económicos y técnicos de forma de pronunciarse acerca de la conveniencia y factibilidad de este tipo de proyectos.

El presente trabajo se enmarca en el desarrollo de la tesis de grado para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile.

#### **1.1 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA DE MEMORIA**

El tema de memoria surge como parte de la necesidad de encontrar un tema acorde a lo que ha sido la formación del alumno y su línea de interés en la carrera por lo cual se decidió realizar la memoria en cooperación con la consultora IMELSA S.A especializada en el área de los sistemas eléctricos de potencia en donde se tratara de abordar el tema del cumplimiento de la norma técnica, desde el punto de vista de la operación en sincronismo, de este tipo de centrales térmicas (diesel) que se están incorporando al Sistema Interconectado Central, con el fin de establecer el procedimiento y los estudios necesarios para garantizar el cumplimiento de la normativa vigente.

Sumado a esto y con el fin de darle un enfoque global al tema de memoria se pretende realizar un análisis del marco regulatorio vigente y un análisis económico acerca de la incorporación de este tipo de centrales con el fin de que la memoria sirva también como indicativo de la conveniencia o no, de la inclusión de este tipo de centrales bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico Chileno.

## **1.2 MOTIVACIÓN**

La motivación de la memoria se enmarca dentro del contexto actual del sector energético de nuestro país dentro del cual podemos mencionar el fantasma del racionamiento eléctrico, haciéndonos recordar la crisis de 1998, como posibilidad latente, frente a lo cual hemos visto se han tomado una serie de medidas, como la baja del voltaje nominal, las campañas publicitarias de ahorro de energía.

Frente a este escenario no cabe duda que se deben tomar medidas para garantizar el suministro eléctrico desde el punto de vista de la generación con el fin de presentar una solución sólida a largo plazo motivo por el cual se pretende diversificar la matriz energética, dentro del marco de las nuevas centrales que se están construyendo y que entraran en funcionamiento este y el próximo año, encontramos las centrales térmicas (diesel).

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar una evaluación técnica, económica y regulatoria a una central diesel de respaldo de manera de establecer en forma indicativa si se justifica o no su inclusión al Sistema Interconectado Central bajo las circunstancias actuales del mercado eléctrico.

### **1.3.2 OBJETIVO ESPECÍFICOS**

-Estudiar el contexto en que se están construyendo este tipo de centrales desde el punto de vista del mercado eléctrico.

-Realizar un análisis regulatorio de las leyes y normas aplicables al proyecto de manera de establecer las condiciones de operación de la central desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental.

-Realizar la evaluación económica del proyecto para distintos escenarios posibles.

-Realizar simulaciones en el programa DIGSILENT para apoyar el análisis de la norma técnica.

## **1.4 ALCANCE**

El análisis técnico de la central se enfoca principalmente en el cumplimiento por parte de la operación en sincronismo de la central Olivos con el Sistema Interconectado Central de los estándares de seguridad y calidad de servicio dispuestos por la norma técnica, dejando fuera del análisis de esta memoria aspectos de diseño de la central.

Otra consideración importante respecto del alcance de la memoria es que la realización del sistema utilizado para representar el SIC en las simulaciones con el programa DigSilent, esta fuera del alcance de la memoria por lo que se utilizó para esto una versión reducida del SIC perteneciente a la Universidad de Chile con fines docentes, sobre la cual se realizaron las actualizaciones pertinentes.

## **1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA**

Este trabajo se divide en 6 capítulos, el primero de ellos corresponde a la introducción donde se define los objetivos, justifica el proyecto y se describen los capítulos. En el segundo capítulo para conocer el contexto en que se enmarca este trabajo, se desarrolla una descripción del sector eléctrico, del mercado de la energía eléctrica y del escenario actual en términos de la probabilidad de déficit para los años venideros, también se hace un parangón con escenarios similares ocurridos en Brasil, California y Chile para finalmente referirse a la necesidad de generación y respecto de esto, la incorporación de centrales térmicas de respaldo.

En el capítulo 3 se realiza un análisis regulatorio en el que se establece de acuerdo al DS 62 el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva correspondiente a la central Olivos así como el pago de peajes que le corresponde pagar de acuerdo a la Ley corta. También se consideran las restricciones ambientales que debe cumplir el proyecto. Por último se realiza un análisis de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTdeSyCS) y los análisis que se deben realizar para garantizar el cumplimiento de esta.

En el capítulo 4 se realiza el análisis técnico de forma de garantizar el cumplimiento de la NTdeSyCS por parte de la central Olivos, en base a lo establecido en el capítulo 3 de esta memoria, donde se analiza la NTdeSyCS, para lo cual se realizan análisis de cortocircuito, flujo de potencia y estabilidad transitoria, utilizando para esto la herramienta de simulación DigSilent.

En el capítulo 5 se realiza un análisis económico con el fin de establecer la evaluación económica del proyecto, desarrollándose estimaciones de los ingresos y costos, calculándose los indicadores para todos los escenarios de análisis y sensibilidad del proyecto.

Por último el capítulo 6 corresponde a las conclusiones.



## **CAPITULO 2**

### **MERCADO ELÉCTRICO**

#### **2.1 SECTOR ELÉCTRICO**

En Chile el mercado eléctrico está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica las cuales son desarrolladas por privados, dentro de estas actividades el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, por medio del plan de obras, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Dentro de la industria eléctrica nacional participan un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2004 alcanzó los 48.879,8 gigawatts-hora (GWh) [1]. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes).

A continuación describe brevemente los distintos participantes del Mercado Eléctrico.

**Generación:** Está constituido por las empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, encargadas de producir esta, en este sector se da un mercado competitivo, con claras diseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

**Transmisión:** El sistema de transmisión es el encargado del transporte de electricidad desde los centros de generación hasta los centros de consumo o distribución.

En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23kV.

La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

**Distribución:** Los sistemas de distribución están encargados de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, por lo que cuentan con obligaciones de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

## **2.1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS**

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cuya cobertura se comprende entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada en el país, el Sistema Interconectado Central (SIC), que cuya cobertura se comprende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01% de la capacidad instalada en el país, el Sistema de Aysén

que suministra el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% [1] de la capacidad instalada en el país.

### **2.1.1.1 SISTEMA DE AYSÉN**

En el Sistema de Aysén opera una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes abasteciendo el consumo de la XI región.

### **2.1.1.2 SISTEMA DE MAGALLANES**

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región. Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 46.000 clientes.

### **2.1.1.3 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING)**

El SING abastece los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país. Su matriz energética está formada principalmente por centrales térmicas debido a la escasa disponibilidad del recurso hídrico dado sus condiciones geográficas.

Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, es decir clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

#### 2.1.1.4 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, este tiene una capacidad instalada de 9118,2 MW a Octubre 2007 [2] perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC).

El parque generador está constituido en un 53,46% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 46,34% [2] por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

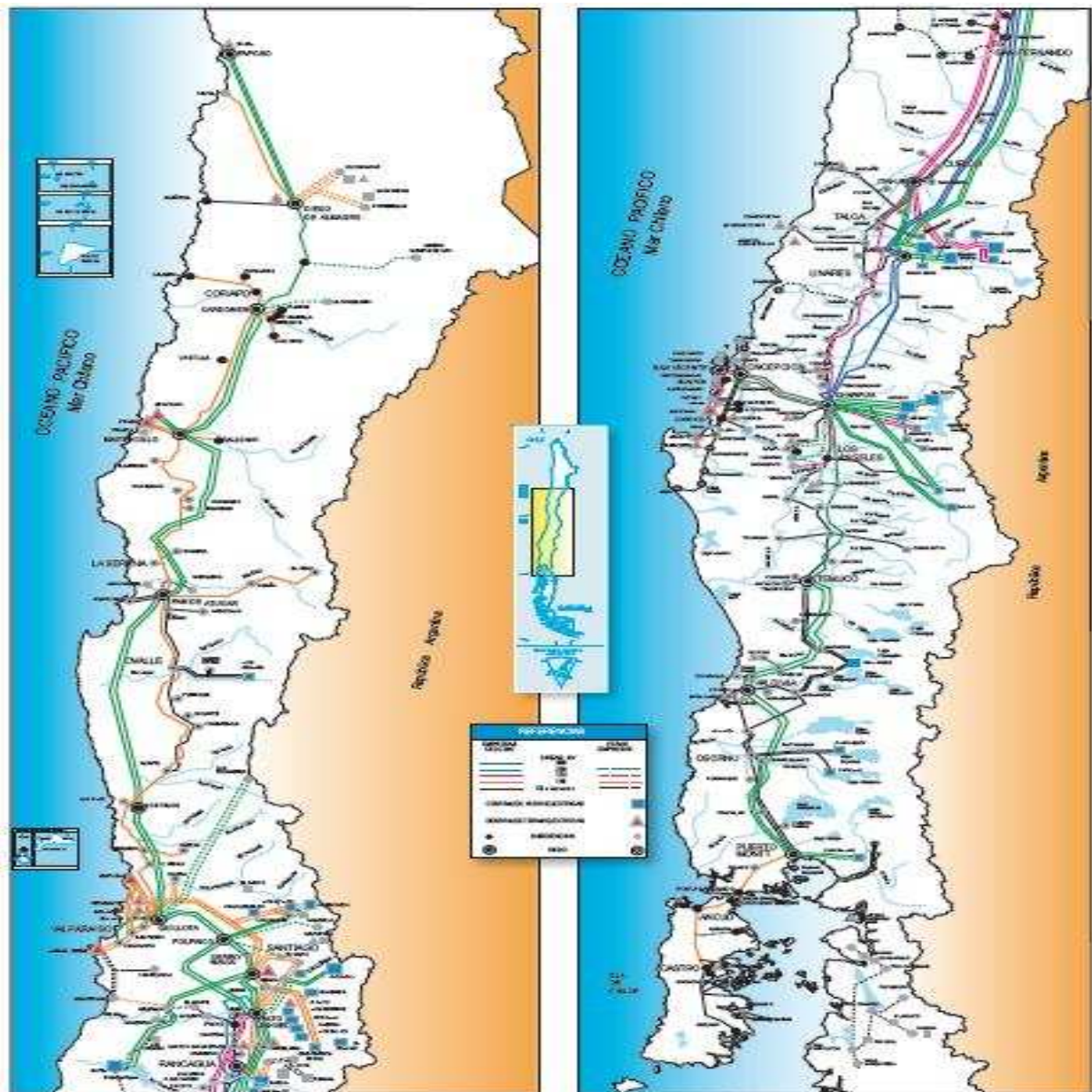


Figura 1, Sistema Interconectado Central [8].

## 2.2 MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Sistema Interconectado Central existen diferentes mecanismos para transar la energía por parte de las empresas generadoras de electricidad.

**Mercado Spot:** En este mercado se efectúan las transferencias de energía y potencia entre las empresas generadoras integrantes del CDEC-SIC y es usado normalmente cuando ciertos generadores no logran cumplir sus contratos de suministro por variados motivos, por ejemplo debido a los cortes de gas, entonces deben recurrir al mercado spot y comprar la energía deficitaria para lograr el cumplimiento de sus contratos. Estas transacciones son valorizadas al costo marginal instantáneo o precio spot que es calculado por el CDEC-SIC.

**El mercado regulado:** En este mercado las empresas de distribución compran energía y potencia a las empresas de generación destinada a clientes de precio regulado, estas transacciones se valorizan a precio de nudo los que son determinados por la Comisión Nacional de Energía.

**Mercado de grandes consumidores:** Compuesto por los clientes finales que poseen potencias conectadas superiores a 2MW o clientes entre 0,5 y 2 MW que deseen ser clientes libres. Estos clientes negocian directamente con las empresas generadoras a precio libremente acordado.

De lo anterior se desprende que los precios de la energía pueden transarse a los siguientes precios:

**Costo marginal instantáneo:** Corresponde al costo para el sistema (SIC) por suministrar un kWh adicional, en una determinada barra, considerando la operación óptima del sistema definida por el CDEC-SIC, es decir el costo marginal instantáneo queda definido por el valor de la central de mayor costo marginal que es necesaria para satisfacer un kWh adicional.

**Precio de nudo:** Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año y corresponden al promedio ponderado, por los consumos futuros actualizados, de los costos marginales esperados para un horizonte de cuatro años. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía.

**Precio libre:** Acordado entre los clientes y las empresas generadoras sin embargo estos no deben diferir en más de un 10% con los precios de nudo.

Para el cálculo de los precios de nudo la CNE determina el precio básico de la energía o precio nudo energía y el precio básico de la potencia de punta o precio nudo potencia en alguna subestación de referencia, son distintas para el caso de energía y potencia, luego para obtener el precio de nudo en cada una de las subestaciones del SIC se debe ponderar los precios antes descritos en las subestaciones de referencia por los factores de penalización los que permiten reflejar la forma en que las pérdidas marginales se distribuyen en la red eléctrica, y por lo tanto son un índice de los costos asociados a la generación de la energía y de la potencia correspondientes a cada subestación en donde se desee conocer el precio de nudo y de esta forma se obtienen los precios de nudo de la energía y la potencia respectivamente.

### 2.2.1 PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

El precio básico de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio, este se calcula en el Nudo Troncal Quillota 220 kV a partir de la asociación de consumos aguas abajo de esta barra. Para esto, se consideró los costos marginales esperados y energías mensuales tanto en esta barra como en las barras de consumo asociadas a está.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación del SIC, contados a partir abril u octubre, que es cuando fija el precio de nudo, se determina el precio básico de la energía como sigue [11]:

$$\text{Precio Básico de Energía}_{Nref} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_{Nref,i} \cdot E_{Nref,i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{Nref,i}}{(1+r)^i}}$$

Ec. 1, Precio básico de la energía en el nudo de referencia [11].

Donde:

$N_{ref}$  : Nudo Troncal definido como Subestación Básica de Energía para el Precio de Nudo Básico de la Energía, Quillota 220 kV.

$CMg_{Nref,i}$ : Costo Marginal Mensual en el mes i en la Subestación Básica de Energía.

$E_{Nref,i}$ : Energía Mensual en el mes i asociada a la Subestación Básica de Energía.

$i$  : mes i-ésimo.

$r$  : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% anual.

## 2.2.2 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El precio básico de la potencia de punta se establece como el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando la unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico [11].

La Comisión Nacional de Energía calcula el precio básico de la potencia en base a dos subsistemas, el SIC centro-norte y el SIC sur con la subestación Polpaico 220[kV] y Valdivia [220kV] como subestaciones básicas de potencia respectivamente, en el Anexo 1 se explica el cálculo para ambos subsistemas.

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION		PRECIOS DE NUDO	
		POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
D. DE ALMAGRO	220	1,1275	1,2322	4.177,60	67,239
CARRERA PINTO	220	1,1038	1,1982	4.089,79	65,383
CARDONES	220	1,0625	1,1424	3.936,76	62,338
MAITENCILLO	220	1,0111	1,0506	3.746,32	57,329
PAN DE AZUCAR	220	0,9873	1,0008	3.658,13	54,612
LOS VILOS	220	1,0102	1,0365	3.742,98	56,560
<b>QUILLOTA</b>	220	0,9573	1,0000	<b>3.546,98</b>	<b>54,568</b>
<b>POLPAICO</b>	220	1,0000	1,0269	<b>3.705,19</b>	<b>56,036</b>
CERRO NAVIA	220	1,0682	1,0862	3.957,88	59,272
ALTO JAHUEL	220	1,0462	1,0707	3.876,37	58,426
RANCAGUA	154	1,0710	1,0886	3.968,26	59,403
SAN FERNANDO	154	1,0616	1,0745	3.933,43	58,633
ITAHUE	154	1,0212	1,0483	3.783,74	57,204
PARRAL	154	1,0003	1,0455	3.706,30	57,051
ANCOA	220	1,0167	1,0277	3.767,07	56,080
CHARRUA	220	0,9828	1,0164	3.641,46	55,463
CONCEPCION	220	1,0025	1,0406	3.714,45	56,783
SAN VICENTE	154	1,0152	1,0430	3.761,51	56,914
TEMUCO	220	1,0045	1,0500	3.578,33	57,296
<b>VALDIVIA</b>	220	1,0000	1,0521	<b>3.562,30</b>	<b>57,411</b>
BARRO BLANCO	220	1,0077	1,0674	3.589,73	58,246
PUERTO MONTT	220	1,0063	1,0654	3.584,74	58,137
PUGUEÑUN	110	1,2912	1,3670	4.599,64	74,594

Tabla 1, Factor de penalización y precios de nudo [11].

## 2.2.3 DEMANDA

La demanda por energía para las empresas generadoras está compuesta por los distintos agentes de los posibles mercados, descritos anteriormente, en los que las empresas generadoras pueden negociar, de esta forma la demanda está compuesta por las propias empresas de generación a través del mercado spot valorizando la energía a costo marginal instantáneo del sistema, por las empresas de distribución a través del mercado regulado valorizando la energía a precio de nudo y a través del mercado de los grandes consumidores valorizando la energía a un precio libremente acordado entre ambas partes.

## 2.2.4 OFERTA

La oferta de energía eléctrica está compuesta por las empresas generadoras las que están encargadas de generar energía eléctrica a partir de distintos recursos primarios como lo es el agua, gas natural, petróleo etc.

En el paradigma chileno es el único segmento de los sistemas eléctricos que cuenta con un mercado competitivo. Las siguientes empresas componen la oferta generadora en el SIC.

Empresa Operadora	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
ARAUCO GENERACION S.A.	197,8	2,17%
GENER S.A.	802,2	8,80%
COLBUN S.A.	2.150,4	23,58%
ENDESA	2.838,7	31,13%
GUACOLDA S.A.	304,0	3,33%
PANGUE S.A.	467,0	5,12%
PEHUENCHE S.A.	623,0	6,83%
S.E. SANTIAGO S.A.	479,0	5,25%
SAN ISIDRO S.A.	370,0	4,06%
INNERGY S.A.	0,0	0,00%
IBENER S.A.	124,0	1,36%
ACONCAGUA S.A.	0,0	0,00%
PETROPOWER S.A.	75,0	0,82%
PILMAIQUEN S.A.	39,0	0,43%
PULLINQUE S.A.	48,6	0,53%
H.G. VIEJA Y M. VALPO.	0,0	0,00%
Enor Chile	22,2	0,24%
OTRAS	577,3	6,33%
<b>Potencia Total Instalada</b>	<b>9.118,2</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 2, Empresas de generación de energía eléctrica del SIC [2].

## 2.3 ESCENARIO ACTUAL

El escenario actual de abastecimiento de energía está volviendo a una normalidad parecida en términos de probabilidades de déficit a la que nos encontrábamos antes de la crisis del gas, sin embargo esto no quiere decir que la posibilidad de déficit este lejana dado que para todos los años venideros existen probabilidades de racionamiento no despreciables [3] lo que hace recordar recurrentemente con temor el racionamiento ocurrido entre 1998 y 1999, esta posibilidad viene debido a que el Sistema Interconectado Central (SIC) está sujeto a un importante riesgo hidrológico ya que gran parte de la energía se genera con centrales hidroeléctricas que dependen de los caudales anuales, a excepción de centrales con fuerte capacidad de embalse interanual como el lago Laja, lo que introduce en Chile, la siempre latente posibilidad de escasez de energía en el Sistema Interconectado Central, ya que en un año muy húmedo, como el de 1972-73, prácticamente el 100% de la demanda puede ser satisfecha con generación hidráulica. En un año de hidrología



promedio, la generación hidráulica permite abastecer cerca del 70% de la cantidad demandada mientras que un año seco, como el de 1998-99, poco más del 30 % de la cantidad demandada es satisfecha con generación hidráulica [4].

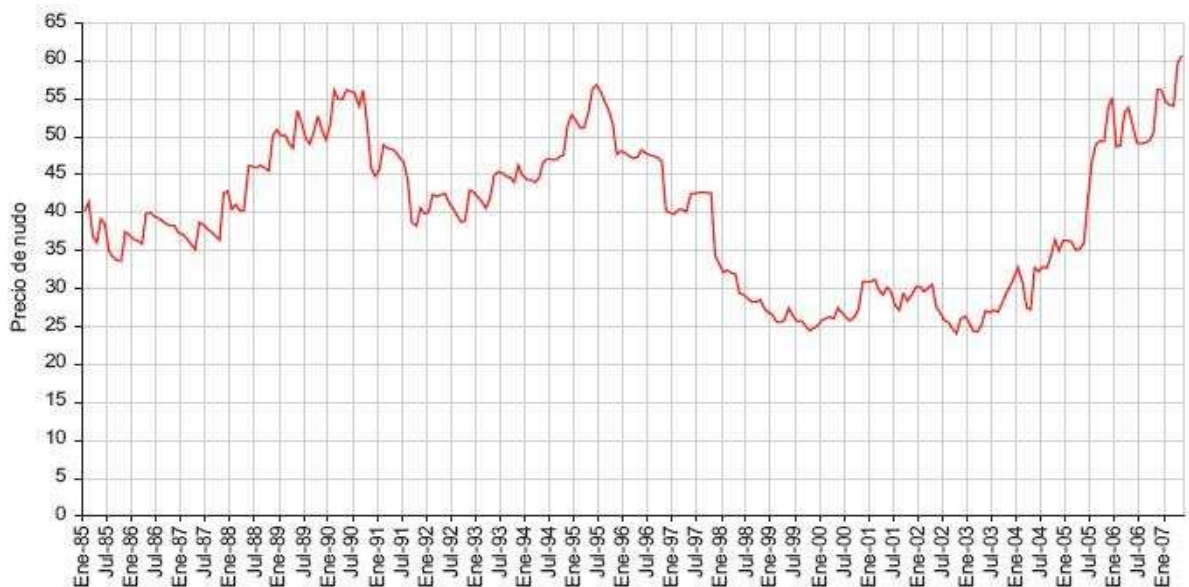
El impacto de la variabilidad hidrológica se puede atenuar almacenando agua en embalses, principalmente el lago Laja o instalando centrales de reserva térmicas, ambas alternativas se usan en Chile. Sin embargo, no sería razonable instalar suficiente capacidad como para compensar cualquier sequía, porque permanecería ociosa casi todo el tiempo, Por ello, en Chile central es inevitable que de vez en cuando ocurran años en que la posibilidad de racionamiento crezca, mas aun cuando no es descartable la ocurrencia de posibles contingencias no esperadas como lo es el problema suministro de gas natural desde Argentina, la falla de una gran central térmica o el atraso en el plan de obras.

### **2.3.1 ¿CRISIS ENERGÉTICA?**

En estos momentos se habla de crisis energética debido principalmente a la posibilidad de racionamiento prevista para este año, esta posibilidad crece al sumar factores que inciden en el riesgo como lo es la salida de una gran central térmica como es el caso de Nehuenco que aporta 368MW debido a una falla, sin embargo este es un problema puntual para este año, debido a que vuelve en servicio el 10 septiembre [5], pero que acentúa las probabilidades de déficit, pues se pasara el invierno sin considerar esta central, los problemas de suministro del gas natural desde argentina ya no son una contingencia no esperada y se han adoptado medidas para reflejar el mayor costo de producción que esto provoca a través de la ley corta 2, sin embargo es un factor a considerar, todo esto sumado al hecho de una posible sequia o peor aun dos sequia consecutivas, esto provocaría que de atrasarse plan de obras de la CNE las probabilidades de no abastecer la totalidad de la demanda en algún momento durante los años venideros crecerían a niveles preocupantes.

Pero se debe ser riguroso al hablar de crisis más aun cuando hasta la fecha no se han producido cortes debido a un racionamiento, esto principalmente a las medidas que se han adoptado. Una de estas medidas fue la promulgación de la ley corta la cual ayudo a mitigar los efectos de la crisis del gas, de hecho la principal consecuencia de largo plazo de la crisis del gas Argentino que comenzó en mayo de 2004 fue la pérdida de este combustible relativamente barato como tecnología de expansión del sistema eléctrico. El mérito de la Ley Corta 2 de mayo de 2005 es que le permitió al precio de nudo reflejar este hecho. Así, tal como se aprecia en el gráfico de la figura 2, entre noviembre de 2003 y mayo de 2007 el precio de nudo de la energía en dólares se duplicó.





**Figura 2, Precio de nudo de la energía en el nudo de Quillota [3].**

Esto provocó consecuencias en el lado de la oferta y la demanda del sistema, por el lado de la oferta, el aumento de precios estimuló la conversión a diesel de casi todas las centrales que operan con gas natural, la instalación de algunas turbinas y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Por el lado de la demanda el mayor efecto en el corto plazo debido al aumento de precios fue que este último moderó su crecimiento, aunque este hecho sea temporal (la caída de la tasa de crecimiento) el nivel de consumo será menor de manera permanente en una magnitud aproximada alrededor de una central de ciclo combinado, alrededor de 370MW [3].

Dentro de las medidas implementadas el 2007[6] se tienen:  
 Incorporación de abril dentro de la medición de las horas punta;  
 Flexibilización de recursos hídricos; Campañas comunicacionales;  
 Inversiones y logística diesel ante restricciones de gas natural; Turbinas de respaldo.

Dentro de las medidas implementadas el 2008[6] se tienen: Ley N° 20.220; Reducción de voltaje; Prorroga del horario de verano; Campaña reducción de consumos; Ley impuestos al diesel; Aumento de la reserva hídrica.

Lo anterior sin duda influye en una menor probabilidad de déficit para los próximos años sin embargo cabe destacar que se tuvieron que tomar medidas extraordinarias debido al retraso de la puesta en servicio de la central Nehuenco para pasado el invierno (septiembre 2008), la cual es una contingencia puntual para este año. Producto de estas medidas se ha reducido el consumo respecto del año 2007 y de lo esperado por la CNE.

Este menor consumo se refleja producto de las medidas adoptadas en las siguientes proporciones.

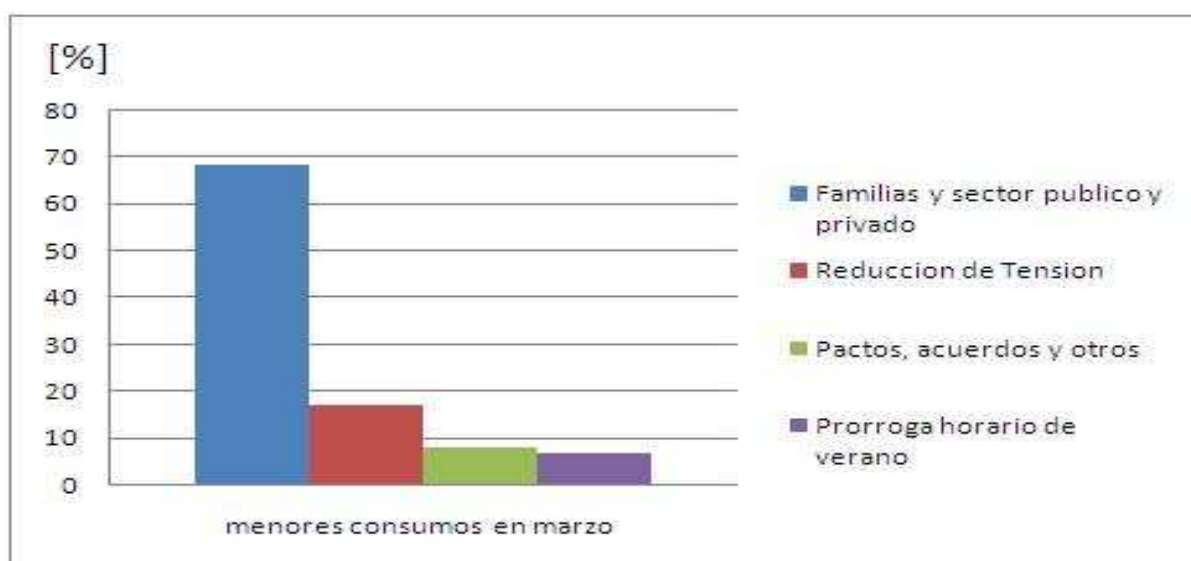


Figura 3, Menores consumos marzo 2008 [Elaboración propia].

Sin embargo de materializarse el reemplazo del gas natural por el carbón como tecnología de expansión del sistema a partir del 2010 [3], se esperaría que con esto y con la entrada periódica de centrales, se completara el ajuste del sistema eléctrico gatillada por la crisis del gas natural Argentino en mayo de 2004.

### 2.3.2 POSIBILIDAD DE RACIONAMIENTO

A pesar de esto no se puede descartar un déficit para los años que vienen, esto dado que la probabilidad de que haya al menos un mes con déficit en cada uno de los siguientes cuatro años hidrológicos no es insignificante, y se eleva hasta un 11,1% durante el año hidrológico 2009-10 como se puede ver en la tabla 4.

Por último, las probabilidades mensuales de déficit se triplican durante 2010 si la entrada de centrales se retrasa en seis meses o la demanda crece 7,5% por año, en vez del 6,8% que proyecta la CNE, y alcanzan niveles históricamente altos durante varios meses, alrededor del 25%.

A continuación se muestran una serie de datos en los que se señalan las probabilidades de déficit del Sistema Interconectado Central para los años venideros para un caso base, El cual corresponde a la proyección de demanda y plan de obras que hizo la CNE en abril de 2007, La proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de la demanda de poco más de 6,8% por año y suponemos que hay gas natural Argentino durante una de las cuatro semanas de cada mes [3]. Esto corresponde, más o menos, a la situación actual, también se muestran las probabilidades de déficit bajo distintos escenarios en la tabla 4 junto con el resumen del caso base.

2007-8	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	nd	nd	-	-	-	-	-	-	0,01	1,90	0,01	3,70
Desviación estándar	nd	nd	-	-	-	-	-	-	0,40	10,30	16,10	0,60
Probabilidad de déficit	nd	nd	-	-	-	-	-	-	.001	.028	.001	.048
Cota (m.s.n.m.)	nd	nd	37,9	37,9	37,5	37,5	38,5	30,8	30,5	37,5	35,2	32,7
Costo marginal (mils/kWh)	nd	nd	107	102	102	96	96	97	106	129	127	140
2008-9	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,10	0,10	0,01	0,01	0,01	-	1,90	0,10	0,01	1,20	0,01	0,70
Desviación estándar	1,80	4,00	1,80	1,00	0,20	-	10,00	4,00	6,90	13,80	2,00	5,80
Probabilidad de déficit	.001	.001	.001	.001	.001	-	.028	.001	.002	.007	.001	.007
Cota (m.s.n.m.)	30,3	29,4	30,1	30,3	30,1	30,3	31,4	33,0	32,8	30,8	28,7	26,4
Costo marginal (mils/kWh)	129	128	114	115	113	110	109	108	108	127	132	140
2009-10	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	2,90	2,40	0,00	0,40	0,10	0,10	0,50	0,20	1,30	3,00	1,00	7,60
Desviación estándar	18,20	19,10	11,50	6,60	1,20	1,50	7,00	4,40	14,00	23,30	7,30	36,10
Probabilidad de déficit	.032	.017	.000	.004	.001	.001	.004	.003	.007	.027	.019	.041
Cota (m.s.n.m.)	21,1	23,3	21,0	21,2	23,9	21,1	25,2	26,7	28,5	21,5	22,5	20,5
Costo marginal (mils/kWh)	151	144	131	128	119	115	107	112	113	127	131	143
2010-11	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	1,90	2,80	0,60	0,01	-	-	0,30	-	0,40	1,50	-	-
Desviación estándar	14,90	17,40	5,20	0,70	-	-	6,00	-	5,30	11,80	-	-
Probabilidad de déficit	.019	.024	.012	.001	-	-	.002	-	.006	.015	-	-
Cota (m.s.n.m.)	18,0	18,2	19,9	21,0	21,0	22,3	23,7	25,9	25,9	24,1	22,7	21,2
Costo marginal (mils/kWh)	136	134	76	70	66	64	65	62	65	69	65	68
2011-12	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0,70	0,01	0,40	-	-	-	2,40	-	0,10	0,01	0,01	-
Desviación estándar	8,40	1,1	5,1	-	-	-	15,0	-	1,30	0,50	0,50	-
Probabilidad de déficit	.004	.001	.007	-	-	-	.030	-	.001	.001	.001	-
Cota (m.s.n.m.)	19,4	19,3	20,9	22,0	22,8	23,7	25,1	27,3	27,3	25,4	24,1	22,7
Costo marginal (mils/kWh)	67	66	63	55	55	54	63	56	59	63	61	61

**Tabla 3, Probabilidad de déficit durante los siguientes cinco años hidrológicos, Caso base [3].**

Como podemos ver de las tablas 3 y 4 el panorama del abastecimiento eléctrico es bastante mejor que en algunos estudios anteriores [3] y se aproxima a lo que era habitual antes de la crisis del gas, a pesar de esto se debe ser cauto, todo esto si consideramos que las probabilidades anuales de déficit, es decir la probabilidad de que haya a lo menos un mes de déficit durante el año hidrológico, no son insignificantes. De la tabla 4 en la columna 1 podemos ver que esta es de 6,7% en 2010-11 y 11,1% en 2009-10.

Otra razón para ser cautos es que a pesar de las reservas abundantes de agua en el lago Laja, una sequía extrema tal como la de 1998-99 y peor aun si se le suma un evento desafortunado tal como una restricción de diesel o el desperfecto de una central térmica aumentarían considerablemente la probabilidad de déficit.

Probabilidad anual de que ocurra un déficit

	(1) Caso base	(2) Sin gas	(3) Plan de obras se atrasa seis meses	(4) Demanda proyectada en 2006	(5) Demanda crece 7,5% cada año
2007-08	.055	.055	.055	.076	.076
2008-09	.037	.042	.058	.085	.072
2009-10	.111	.117	.151	.185	.143
2010-11	.067	.063	.247	.224	.211
2011-12	.041	.041	.111	.090	.088

**Tabla 4, Probabilidad anual de de que ocurra un déficit [3].**

A continuación en la figura 4 se muestra la probabilidad de déficit si el plan de obras se atrasa seis meses, de aquí se intuye que el atraso no tiene mayor consecuencia hasta diciembre de 2009. Sin embargo, a partir de enero de 2010 y hasta mayo del 2010, la probabilidad de déficit aumenta fuertemente, empujándose hasta 10,2% en enero, 10,7% en abril y 12,4% en mayo. Estos efectos son considerables, y esto se aprecia aún mejor en la tabla 4, en la columna 3 muestra que la probabilidad anual de déficit aumenta hasta 15,1% en 2009-10 y a 24,7% en 2010-11, es decir, un déficit es muy probable.



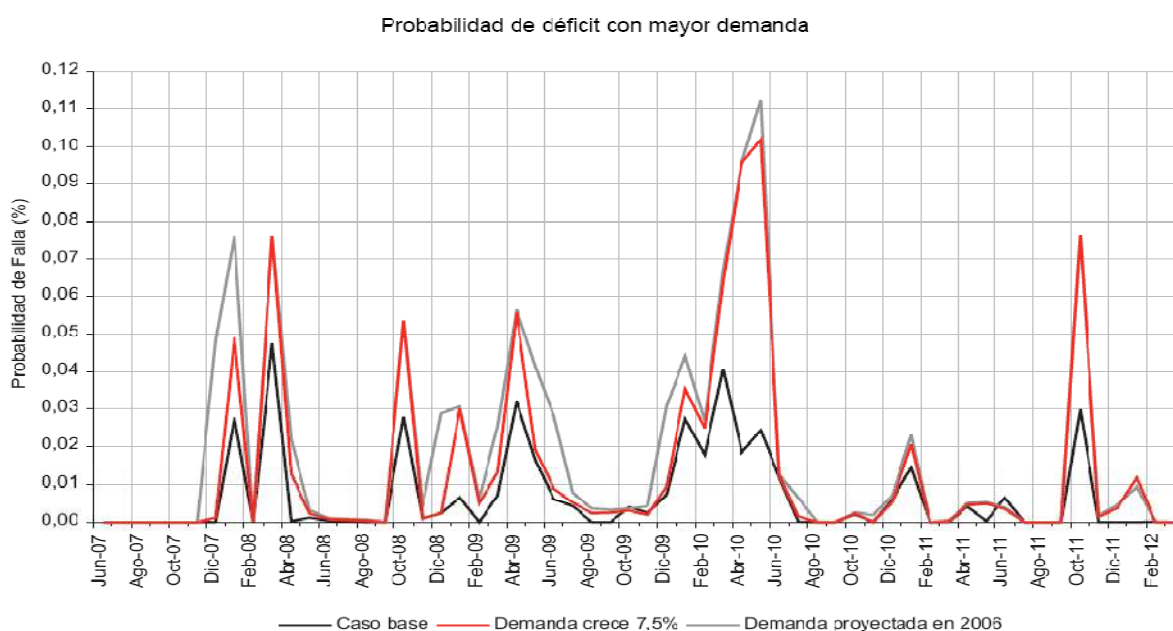
**Figura 4, Probabilidad de déficit si el plan de obras se atrasa seis meses [3].**

En la figura 5 se muestra las probabilidades mensuales de déficit con tres escenarios de demanda.

En negro se muestra el caso base y en rojo una simulación que supone que el consumo crece más rápido de lo que ha supuesto la CNE en la fijación de precios de nudo de abril del 2007 a razón de un 7,5% anual. En este caso.

Tal como se aprecia en el gráfico de la figura 5, las probabilidades de déficit con la proyección de consumo de 2006 son considerablemente más altas que las del caso base de hecho, si el consumo hubiera crecido tal como lo proyectaba la CNE en 2006 las probabilidades mensuales de déficit serían bastante más altas. Esto es particularmente notorio entre marzo y mayo de 2010, donde las probabilidades de déficit mensuales superan el 10%. Esto se explica dado que una tasa de crecimiento más lenta implica que los incrementos de consumo año a año son menores. Pero más importante aun es que incluso si la caída de la tasa de crecimiento es temporal, el nivel de consumo será menor de manera permanente. Esta es la principal razón de por qué el panorama del abastecimiento se ve mejor el año en que la tasa de crecimiento baje, es por esta razón que se realizaron campaña de ahorro de energía.

La gran contribución del ajuste de precios que permitió la Ley Corta 2 es que moderó el crecimiento de la demanda y con ello contribuyó fuertemente a disminuir las probabilidades de déficit.



**Figura 5, Probabilidad de déficit con mayor demanda [3].**

Si hay diesel la probabilidad de déficit no depende de la disponibilidad de gas. Por último, conviene examinar cómo varía la probabilidad de déficit con la disponibilidad de gas. Nos parece apropiado decir que la creencia es que la intensidad de los cortes de gas Argentinos son el principal determinante de la probabilidad de déficit durante los próximos años. Sin embargo, a continuación mostraremos que la intensidad de los cortes de gas no afectan la probabilidad de déficit en la medida que haya diesel.

El gráfico de la figura 6 muestra la probabilidad de déficit con una semana de disponibilidad de gas al mes, línea negra correspondiente al caso base y sin gas en absoluto, línea roja. Del gráfico podemos ver que la probabilidad de déficit con o sin gas es casi la misma, La columna 2 de la tabla 4 confirma lo anterior. Esto se explica dado que las centrales de ciclo combinado se reconvierten para funcionar con diesel siguen funcionando cuando se corta el gas, perdiendo apenas entre el cinco y el ocho por ciento de la potencia generable. Eso explica por qué las probabilidades de déficit son casi iguales.

La conclusión de fondo es que los determinantes principales de la probabilidad de déficit son el plan de obras, la hidrología y la evolución de la demanda, tal cual como era antes de la crisis del gas, y la disponibilidad de diesel.

Por supuesto, tener más gas sería conveniente porque disminuiría los costos marginales. El punto de fondo, sin embargo, es que en la medida que las centrales a gas puedan funcionar con diesel, la mayor o menor disponibilidad de gas afecta fundamentalmente el costo de generación pero no a la probabilidad de déficit.

Con lo dicho anteriormente vemos que los factores que influyen principalmente en la probabilidad de déficit son factores que están siempre presentes por lo que no se podría hablar de crisis sino de que venimos saliendo de una frente a la cual se debieron tomar medidas y promulgar leyes, como la ley corta 2, sin embargo con todo lo visto anteriormente se puede decir que en el corto plazo no hay espacio para cometer errores.



**Figura 6, Probabilidad de déficit con diferentes intensidades de corte de gas [3].**

## **2.4 EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

Con el objetivo de conocer escenarios de crisis que se han sucedido en Latinoamérica a continuación se presentan breves resúmenes de lo ocurrido y las perspectivas de futuro tras la crisis.

### **2.4.1 EL CASO BRASILEÑO [10] CRISIS ENERGÉTICA 2001**

Brasil sufrió una sequía durante el 2001 razón que aludió el gobierno para la crisis. Sin embargo, las malas condiciones hidrológicas por si solas no explican la severidad de la crisis energética Brasileña. Esta puede ser explicada principalmente por la falta de inversión en generación y transmisión durante los noventa y considerando que desde 1980, el crecimiento de la capacidad de generación ha sido menor al crecimiento de la demanda, además, de haber existido una mayor capacidad de transmisión se habría podido transportar energía del Sur, que no fue afectado por la sequía, hacia los centros de consumo del Norte.

Una de los principales problemas en el sector fueron los bajos incentivos para la inversión, esto dado que el régimen de contratos implicaba que las distribuidoras debían contratar por el 100% de su consumo hasta el año 2002. A partir de esa fecha, la obligación de contratar se reduciría en 25% anualmente hasta el 2006, en donde el mercado quedaría totalmente libre. El objetivo de esta medida era que la competencia entrara de forma gradual, pero la consecuencia fue que no había incentivos para invertir en el sector, ya que el 100% ya estaba contratado, por lo que los nuevos generadores tendrían un mercado limitado a los nuevos consumos.

Otro factor adicional que ayudo a desincentivar aun más las inversiones en el sector, especialmente aquellas relacionadas a centrales térmicas, fue el riesgo cambiario que ellas enfrentaban, esto dado que el combustible utilizado por las generadoras térmicas era principalmente gas Boliviano que se compraba en dólares. Sin embargo, los contratos de venta de energía debían estar valorizados en reales, por lo que las empresas estaban sujetas a un elevado riesgo cambiario. Este complicado escenario para las inversiones eléctricas se evidencia en la alta participación del Estado en el sector generación, de alrededor de un 33%.

Sumado a todo esto el crecimiento incremental del parque generador Brasileño ha ocurrido con participación directa del Estado, ya sea por medio de empresas estatales o a través de alianzas con privados. Un claro indicador de los problemas que ha enfrentado Brasil para atraer inversiones en el sector, ha sido la dificultad de implementar su programa de expansión térmica, llamado "Plan térmico prioritario", cuya meta era incluir aproximadamente 55 nuevas plantas térmicas con una capacidad de 18,400 MW durante el periodo 1999-2003. La idea inicial de este programa era que los privados desarrollaran estos proyectos por su propia iniciativa, aunque en la práctica el gobierno tuvo que intervenir

tratando de inducir las inversiones a través de agencias gubernamentales. Los primeros incentivos para viabilizar estos proyectos fueron: la reducción del precio del gas natural para generadores térmicos, la creación de contratos de abastecimiento de gas de largo plazo con Gaspetro, empresa pública, y el establecimiento de líneas de crédito con condiciones financieras ventajosas. Sin embargo, estos incentivos no fueron suficientes para atraer inversiones, por lo que el gobierno optó por efectuarlas directamente a través de sus subsidiarias. Así, por ejemplo Petrobras optó por desarrollar 29 proyectos térmicos por aproximadamente 12 GW y Electrobras empezó a construir 500 MW adicionales, además de tomar la responsabilidad por las obligaciones de Angra, una planta nuclear y garantizar la compra de energía a pequeños productores hidroeléctricos.

El problema de la coexistencia de empresas públicas y privadas es la distorsión que se produce ante Por ejemplo, problemas financieros de las empresas públicas, un ejemplo de esto es el caso Furnas donde el Estado optó por asumir la deuda que ésta tenía con cierta entidad. Así, quedó claro que las empresas públicas, no están sujetas a las mismas restricciones financieras que cualquier empresa privada. En estas condiciones de desigualdad se hizo difícil competir.

#### **2.4.2 EL CASO DE CALIFORNIA [9] CRISIS ENERGÉTICA 2000-2001**

Es posible explicar la crisis de California en base a una combinación de factores circunstanciales que hicieron subir los precios mayoristas más de lo esperado por las autoridades, y por una serie de medidas regulatorias por parte de la autoridad que no permitieron al mercado adaptarse a las nuevas circunstancias. Por nombrar algunos de los factores que hicieron subir el precio de la energía es posible mencionar el incremento importante en la demanda, 12,7% en junio debido a un verano extremadamente caluroso, el aumento inesperado del precio del gas natural en más de 10 veces entre 1999 y diciembre de 2000, el aumento del precio de los permisos de NOx, la reducción considerable de las importaciones de energía debido al bajo nivel de las reservas hidroeléctricas en el noreste del país, además, las inversiones en generación se paralizaron en el estado debido al largo e incierto proceso de aprobación de la nueva estructura regulatoria.

El resto de los factores que influyeron en el aumento en los precios mayoristas son atribuibles a ineficiencias de mercado y a ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores. Sin embargo con todo lo anterior no se explica el hecho de que en un mercado supuestamente desregulado se produzcan cortes de energía. Aquí entran en juego los errores en el marco regulatorio establecido en California y especialmente el efecto de dos medidas transitorias, diseñadas para recompensar a las distribuidoras de los costos hundidos de inversiones



realizados en ausencia de competencia y para asegurar competencia en el corto plazo. La primera fue congelar el precio minorista en 6 centUS\$/KWh por cuatro años, con lo que se suponía que las utilities, grandes compañías eléctricas en California, tendrían una gran rentabilidad durante ese período. La segunda consistió en prohibir a las utilities que contrataran su suministro de energía, obligándolas a comprar toda la energía en la bolsa de energía (PX).

Producto de esto, cuando los precios comenzaron a subir y llegaron a un nivel superior al que cobraban las distribuidoras, éstas comenzaron a perder dinero, situación que llevó a la quiebra a PG&E, Pacific Gas and Electric Company, uno de los tres monopolios privados que proveían el servicio de generación, transmisión y distribución en California y tiene a las otras dos en muy malas condiciones. Las utilities perdieron su capacidad de crédito, por lo que en Enero de 2001 el estado de California comenzó a comprar directamente la energía. El efecto de las medidas transitorias fue nefasto para el mercado. La rigidez de precios del mercado retail fue la causante principal del colapso del sistema, ya que impidió entregar las señales de consumo adecuadas. La prohibición de firmar contratos no permitió a las utilities cubrirse del riesgo inherente al negocio eléctrico y las dejó expuestas a la volatilidad de los precios diarios.

Por otro lado, existe una serie de aspectos de la legislación que probaron ser muy inadecuados, además, se obligó a dar un trato especial a generadores que por restricciones de transmisión eran considerados irremplazables. A ellos se los llamaba a generar por fuera del mercado a un precio mayor, quitándoles el incentivo para ofertar su energía en la bolsa de energía o el ISO, operador del sistema. La separación de los mercados de energía, transmisión y servicios auxiliares es otro aspecto que probó ser inadecuado en California, ya que la optimización por separado de ellos entregó resultados ineficientes. Finalmente, la restricción de los SC, Scheduling Coordinators, pueden mantener un portfolio de contratos con consumidores y generadores, al igual que comercializadores, pero además deben programar esas cargas y consumos en el ISO y el PX de entregar programas balanceados al ISO es innecesario. Su origen es el principio de que el ISO no debe alterar las decisiones de los participantes, sin embargo, el balance agregado de la oferta y la demanda es necesario por la naturaleza física de la electricidad, pero el balance individual que hace cada SC es una restricción artificial e innecesaria, siendo casi siempre ineficiente y algunas veces infactible.

#### **2.4.3 EL CASO CHILENO [9] CRISIS ENERGÉTICA 1998-1999**

En 1998 Chile sufrió la peor sequía del siglo y dado que la composición del SIC tiene una importante componente hidráulica, no es extraño pensar que se haya producido un déficit de energía. Sin embargo, esto no significa que en sistemas mayoritariamente hidráulicos deban producirse cortes de electricidad. Los cortes de energía que se produjeron en Chile

entre 1998 y 1999 indican que el modelo no funcionó y no fue capaz de asignar la energía en la forma más eficiente. Las razones que entorpecieron el correcto funcionamiento del mercado fueron la rigidez de precios, actuación lenta y poco decidida de las autoridades, disputas entre las empresas generadoras al interior del pool y actuación poco independiente del operador del sistema.

El costo que enfrentaban los consumidores regulados en Chile es el precio nudo más un cargo por distribución. Estos precios eran esencialmente no contingentes, ya que son calculados cada 6 meses y son una estimación de los costos a largo plazo del sistema. Por ello para enfrentar situaciones de escasez, la legislación establece las compensaciones por energía no servida. Sin embargo, la ley establecía que de darse un año más seco que el más seco de la serie utilizada para calcular los precios nudo, no debería haber compensaciones, no estableciendo ningún otro mecanismo alternativo. Esto hizo que el mercado quedara sin ninguna señal de precio contingente para sus consumidores. Incluso, debido principalmente a la llegada del gas natural y a una optimista previsión de incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado por parte de la autoridad, durante el período de escasez los precios nudos bajaron su valor en cerca de 20%. De esta forma, los consumidores tuvieron costos menores por la energía justo cuando esta era más escasa.

La legislación chilena entrega grandes responsabilidades a los reguladores en tiempo de crisis. La mayor de ellas es determinar el estado de racionamiento. En Septiembre de 1998 el gobierno fue advertido de la necesidad de decretarlo, sin embargo debido al costo político que ello implicaba no lo hizo sino hasta Noviembre de ese año, cuando ya se habían producido cortes de suministro.

Finalmente, el CDEC fue cuestionado porque el agua embalsada fue utilizada en forma poco conservadora dadas las condiciones del sistema. Si bien la planificación se realizó de acuerdo a los procedimientos establecidos, se vio entorpecida por el atraso en la entrada de nuevas centrales a ciclo combinado, lo que también alteró las señales de precio y profundizó la crisis. Esto generó preocupación en torno a la gobernabilidad e independencia del CDEC, lo que posteriormente se tradujo en una reforma que independizó su operación de las empresas generadoras.

Con todo lo visto anteriormente se puede decir que tras una crisis energética detonada por algún factor externo como lo puede ser una sequía, problema de suministro de gas etc. estos, no vienen más que a destapar problemas de fondo del mercado particular en donde se está produciendo la crisis energética, en cuyos casos para poder dar una solución sustentable se debe legislar de manera correcta con el fin corregir los problemas que han llevado a la crisis, de esta manera se darán las condiciones de seguridad desde el punto de vista del mercado para poder invertir en generación de acuerdo a la matriz energética de cada país con el fin de garantizar el consumo eléctrico a la demanda.

## 2.5 GENERACIÓN EN EL SIC

La generación en el SIC está compuesta principalmente por centrales de tipo hidroeléctrica dado los recursos naturales del país y por centrales termoeléctricas, la participación de centrales de energías renovables aun es muy escasa como se ve en la tabla 5.

Tipo de Central	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Termoeléctrica	4.225,8	46,34%
Hidroeléctrica	4.874,3	53,46%
Eólica	18,2	0,20%
<b>Potencia Total Instalada</b>	<b>9.118,2</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 5, Tipo de centrales en el SIC [2].

Dado que las centrales hidroeléctricas son mas baratas, pues no requieren de combustible para su operación, estas son despachadas prioritariamente por lo que en un año de hidrología normal, las centrales hidroeléctricas permiten abastecer cerca de un 70% de la demanda , en cambio en un año seco alcanzan a abastecer poco más del 30% es por esto que es importante contar con una cantidad importante de generación térmica de manera de disminuir el riesgo hidrológico al que está expuesto el SIC.

### 2.5.1 NECESIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo a lo visto en el análisis del escenario actual la probabilidad anual de que ocurra un déficit en circunstancias normales (caso base) alcanza cifras considerables, 11,1 % para el año 2009-2010, y si consideramos escenarios razonablemente desfavorables como lo es el atraso en el plan de obras recomendado por la Comisión Nacional de Energía, la probabilidad anual de que ocurra un déficit es empina por el 24,7 %, cifra que puede ser preocupante, dentro de este contexto no hay espacio para cometer errores, por lo que la necesidad de generación de acuerdo al plan de obras es vital para no tener riesgo inminente de déficit, es por esto que al mirar el programa de obras del SIC en construcción como el recomendado por la CNE vemos distintos proyectos de generación tanto hidráulicos como térmicos y es dentro de este último grupo que encontramos centrales diesel como las que se analizaran en esta memoria.

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		
Noviembre	2007	Central Eolica Canela	18,15 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Enero	2008	Central Diesel Olivos	96 MW
Febrero	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	350 MW
Abril	2008	Turbina Diesel Campanario II	55 MW

Tabla 6, Programa de obras del SIC (construcción), octubre 2007 [1].

Como se puede ver en el grafico de la figura 8 este tipo de centrales forman parte de la solución para combatir la estrechez energética que estamos viviendo en estos momentos [7].

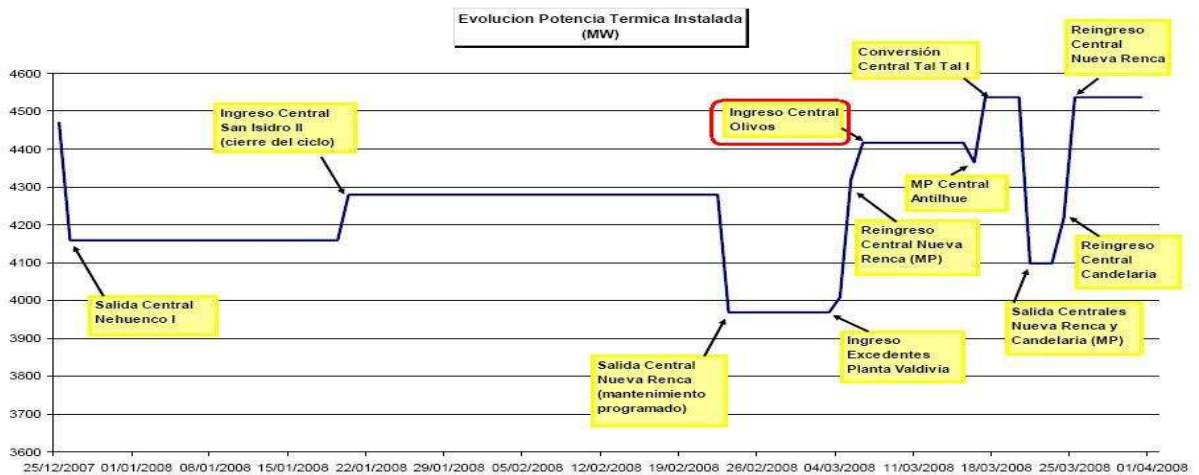


Figura 7, Evolución potencia térmica instalada [7].

### 2.5.2 PROYECTO CENTRALES DIESEL DE RESPALDO

Es así que están surgiendo con el fin de contribuir a dar seguridad en el abastecimiento eléctrico del País, las centrales térmicas diesel de respaldo las que cuentan con una tecnología que permite una construcción rápida. Su operación ayudará a disminuir el riesgo de desabastecimiento eléctrico que las proyecciones indican que enfrentará el país en los próximos años y adicionalmente, se contribuirá a reducir la dependencia de Chile respecto al gas natural proveniente de Argentina. A continuación se describe su configuración general y se mencionan algunos proyectos en construcción y otros recientemente finalizados.



Figura 8, Grupo electrógeno, motor y generador [15].

Este tipo de centrales está compuesta por un grupo de motores generadores donde los motores serán de combustión interna en base a combustible diesel, donde cada grupo electrógeno será capaz de inyectar entre 1,4 y 1,8 MW de potencia, estos funcionarán en forma sincronizada por grupos de forma que la central pueda operar a distintos niveles de generación. Luego mediante varios transformadores de 0,4/23KV se canaliza la energía para finalmente mediante un transformador de 23/110(220) kV subir la tensión de generación y desde ahí conectarse a la red.

## **PROYECTOS**

### **PROYECTO “CENTRAL EL PEÑÓN”**

El proyecto consiste en la instalación y operación de una central constituida por 50 motores de 1,6 MW de potencia cada uno, para un total de 90 MW instalados [16], esta energía generada será entregada en 23 kV a la subestación interna de la planta, para desde ahí ser subida a la red en 110 kV y transmitida a la línea de 110 kV de propiedad de CGE S.A.

El proyecto se emplazará en la comuna de Coquimbo, provincia de Elqui, Región de Coquimbo. Los motores serán instalados para operar como unidad típica de respaldo utilizando como combustible el petróleo Diesel y su entrada en operación se espera para agosto del 2008 [11].

### **PROYECTO “CENTRAL ESPINOS”**

El proyecto consiste en la instalación y operación de una central constituida por 60 motores de 1,6 MW de potencia cada uno, con un total de 100MW instalados [16]. Los motores serán instalados para operar como unidad típica de respaldo utilizando como combustible el petróleo

Diesel. Además, se contempla la construcción de una línea de transmisión eléctrica de 7 Km. que conectará la Central Espino con la Subestación Los Vilos. Su entrada en operación se espera para Julio del 2008 [11].

### **PROYECTO “CENTRAL OLIVOS”**

La Central considera la instalación de 60 motores con capacidad de 1,6 MW cada uno, con un total de 96 MW de capacidad total instalada la que será canalizada en 23 y 110 kV hasta la S/E Eléctrica Choapa de 110 kV de propiedad de CGET.

Finalmente, la producción de la Central será inyectada a la barra de 110 KV de la S/E Choapa cuya propiedad es de la Compañía General de Electricidad Transmisión, CGET a través de una línea aérea de Alta Tensión (AT) corta de 120 metros de longitud aproximadamente extendida en circuito simple de 110 KV de tensión nominal que une la S/E Eléctrica de la Central y la S/E Choapa de CGET. Esta central se encuentra operando a disposición del CDEC-SIC a partir de enero del 2008.

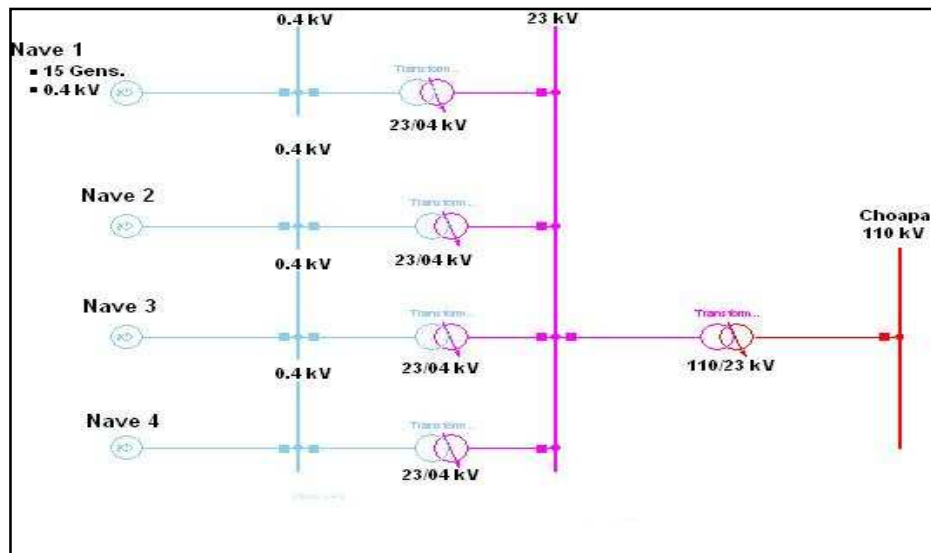


Figura 9, diagrama general del tipo de central térmica a estudiar [Elaboración Propia].

Esta es la central que se estudiara a modo de central representativa de su grupo sobre la cual se realizaran los estudios técnicos, regulatorios y económicos pertinentes de acuerdo a lo programado para esta memoria.

Con el fin de establecer el procedimiento y los estudios necesarios, con el apoyo de herramientas de simulación como DigSilent, para garantizar el cumplimiento de la normativa vigente, NTdeSyCS desde el punto de vista de la operación en sincronismo de la central con el SIC y concluir a partir del análisis del marco regulatorio vigente y del análisis económico la conveniencia y/o justificación de la inclusión de este tipo de centrales bajo las condiciones actuales del Mercado eléctrico Chileno.

## **CAPITULO 3**

### **ANÁLISIS REGULATORIO**

#### **3.1 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL**

##### **3.1.1 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo funcionalmente descentralizado creado por el DL N°2.224/78. El cual se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su objetivo es elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y el desarrollo del sector energético, velar por su cumplimiento y asesorar al gobierno en todas las materias relacionadas con la energía. Sus principales funciones y atribuciones son [1]:

-Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente para su aprobación.

-Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector.

-Elaborar, coordinar y proponer al Gobierno las normas técnicas aplicables al sector energía que sea necesario dictar, de carácter general así como para la seguridad y adecuado funcionamiento del sistema en su conjunto.

-Velar por el cumplimiento de las normas técnicas a que se refiere al punto anterior, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados.

-Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas bienes y servicios energéticos e informar al MINECON, quién será la única repartición con atribuciones para fijar dichos precios y tarifas, siempre que éstos se encuentren sometidos al régimen de fijación en virtud de una norma legal.

##### **3.1.2 SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLE (SEC)**

La SEC es un organismo funcionalmente descentralizado, que se relaciona con el gobierno a través del MINECON.

Su objetivo es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Sus principales funciones y atribuciones son [13]:

-Otorgar concesiones provisionales a plantas productoras de gas, de energía eléctrica, subestaciones eléctricas, líneas de transporte y líneas de distribución de energía eléctrica.

-Emitir informes respecto de solicitudes de concesiones definitivas que se hagan al Ministerio. Asimismo, debe evacuar los informes que las leyes y reglamentos señalen respecto de tales concesiones. Realizar las gestiones correspondientes en materia de caducidad de las concesiones definitivas.

-Requerir a los concesionarios de servicio público de distribución de recursos energéticos que se encuentre en explotación, para que adecuen a la calidad del servicio.

-Autorizar laboratorios o entidades de control de seguridad y calidad para que realicen o hagan realizar bajo su exclusiva responsabilidad las pruebas y ensayos que la SEC estime necesarios, para así otorgar un certificado de aprobación a las máquinas, instrumentos, equipos y materiales eléctricos, de gas y de combustibles líquidos que cumplan con las especificaciones.

### **3.1.3 CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (CDEC-SIC)**

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es un organismo encargado de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico garantizando la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, está integrado por todas aquellas empresas eléctricas de transmisión y generación cuya capacidad instalada superior a 100 MW o exceda del 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC (los requisitos establecidos en el artículo N°168 del Decreto Supremo N°327).

Sus principales funciones son [8]:

-Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.

-Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica.

-Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores.

-Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia.

-Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.



-Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema.

-Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

### 3.1.4 MINISTERIO DE ECONOMÍA

El ministerio de economía en el sector eléctrico es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica participando en los procesos tarifarios aportando su perspectiva y conocimiento intersectorial (a través de diferentes modalidades), así como su visión general de la marcha de la economía e impulsando la legislación en los campos de la competencia y de la regulación económica y es el encargado de zanjar las disputas que se den al interior del CDEC.

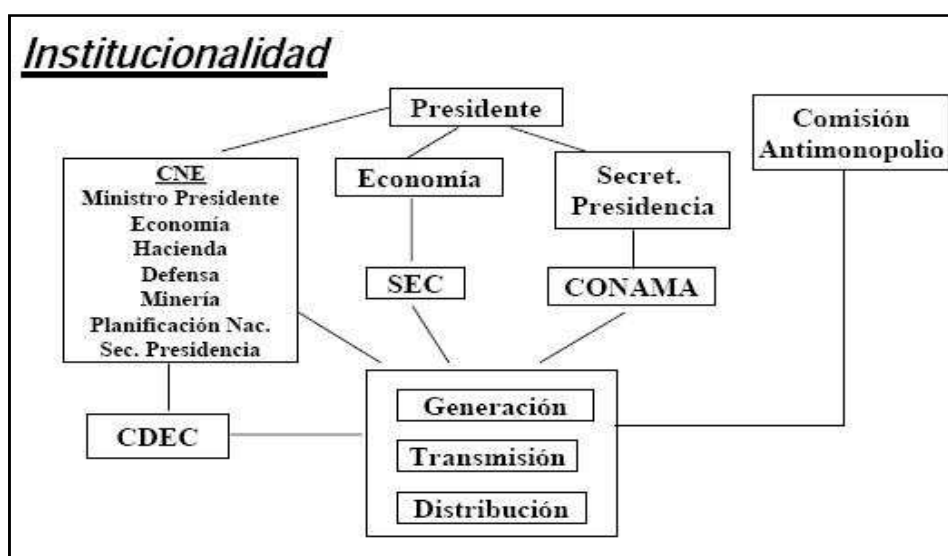


Figura 10, institucionalidad [14].

## 3.2 LEYES Y NORMAS

### 3.2.1 D.S 62 REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS

El presente reglamento esclarece el concepto de pago por potencia de suficiencia que viene a reemplazar el concepto de potencia firme, el cual estaba asociado al incentivo de inversión por suficiencia y seguridad, en cambio en el nuevo reglamento (DS 62) el pago por capacidad se asocia solo al incentivo de inversión por suficiencia dejando el incentivo de inversión de seguridad a los servicios complementarios (SSCC).

Tanto el cálculo preliminar como el cálculo definitivo serán realizados por la Dirección de Operación del CDEC-SIC [art 11 DS 62], para esto las empresas propietarias de medios de generación que participen de las transferencias de potencia deberán proporcionar a la DO la información que esta entidad estime pertinente y que se detalla en el Anexo 2, sin embargo se pretende estimar de manera aproximada el valor correspondiente a la potencia de suficiencia entregada por la central Olivos.

Antes de seguir es recomendable ver el anexo con las definiciones que se utilizan en la descripción del cálculo de potencia inicial, preliminar y de suficiencia.

#### 3.2.1.1 POTENCIA INICIAL

En el presente reglamento se hace una separación entre los sistemas de generación con más de un 20% en generación hidroeléctrica y menos de un 20% para el cálculo de la potencia inicial [art 37,38 DS 62], en este caso el proyecto se enmarca en el SIC por lo que correspondería al primer caso sin embargo esto atiende principalmente a la generación hidráulica por lo que no se entraran en detalles.

El DS 62 define la **potencia inicial**, como la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación [art 28 DS 62], hecho que no se consideraba anteriormente e influenciado fuertemente por la disponibilidad de gas desde argentina, sin embargo los insumos, que se transen en mercados internacionales y que tienen más de un origen, deberán considerarse con alta disponibilidad, por lo tanto no tienen incertidumbre de indisponibilidad futura [art 33 DS 62], este es el caso del petróleo diesel que se considera como insumo principal en este estudio, sin embargo para dar sustento a esta afirmación se entrega en el Anexo 2 la información referente al estanque de almacenamiento de petróleo y la manera en que se mantendrá un constante stock de manera de garantizar el factor 1 asociado a la incertidumbre del combustible.

### 3.2.1.2 POTENCIA PRELIMINAR

Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine en este caso el CDEC-SIC, el cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios [art 49 DS 62].

Para iniciar el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar, la potencia de suficiencia inicial será reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora, siendo estos para uso exclusivo de sus servicios auxiliares [art 50 DS 62], luego el valor resultante será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor esperado o realizado [art 51 DS 62], de esta forma se obtiene el valor de la potencia de suficiencia preliminar. Esto es:

$$P_{pre} = P_{ini} \cdot (1 - C_{pro}) \cdot (1 - IFOR)$$

**Ec. 2, Potencia preliminar [Elaboración propia].**

$C_{pro}$ : Consumos propios de la unidad generadora

$P_{pre}$ : Potencia preliminar

$P_{ini}$ : Potencia inicial

IFOR: Indisponibilidad forzada

La indisponibilidad forzada se calcula en base al tiempo en que la unidad estuvo en operación o disponible y el tiempo en que la unidad estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años [art 52 DS 62]. Esto es:

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}}$$

**Ec. 3, Indisponibilidad forzada [24].**

$T_{off}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad se encontró indisponible ya sea por desconexión forzada o programada. Este tiempo considera el tiempo acumulado en todos los mantenimientos distintos a los definidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año calendario.

$T_{on}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad se encontró en operación, o disponible, independiente del nivel de despacho.

La indisponibilidad forzada de una unidad generadora, considerara todos aquellos eventos en que la unidad no esté disponible debido a la indisponibilidad técnica de las instalaciones de transmisión que interconectan la unidad al sistema [art 54 DS 62].

Por otro lado, este nuevo reglamento dice que todos aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan más allá de las instalaciones asociadas a la unidad generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad [art 54 DS 62].

Para el caso de unidades generadoras que sean consideradas por primera vez a las transferencias de potencia que debe determinar la respectiva DO, la indisponibilidad forzada de estas unidades será estimada en base estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante [art 55 DS 62].

$$P_{pre} = 1.94 \cdot (1 - 0.175) \cdot (1 - 0.2)$$

$$P_{pre} = 1.28 \text{ MW}$$

$$P_{pre,central} = 76.8 \text{ MW}$$

Los datos utilizados para la potencia inicial y consumos propios se obtuvieron de la base de datos del CDEC-SIC correspondiente a la información técnica de las unidades generadoras [8], mientras que la tasa de salida forzada se obtuvo del informe técnico de precios de nudo de abril del 2008 [11].

### 3.2.1.3 POTENCIA DE SUFICIENCIA DEFINITIVA

En el DS 62 se crea el concepto de **potencia de suficiencia definitiva** que corresponde a la potencia de suficiencia preliminar escalada por un factor único que hace que la suma de las potencias de suficiencia definitivas sea igual a la demanda de punta del sistema [art 59 DS 62] Esto es:

$$PD_i = PP_i \cdot \frac{DP}{\sum PP_i}$$

Ec. 4, Factor único [Elaboración Propia].

PD<sub>i</sub>: Potencia definitiva que corresponde al generador i

PP<sub>i</sub>: Potencia preliminar que corresponde al generador i

DP: Demanda de punta del sistema del sistema

Esta potencia de suficiencia definitiva se calcula una vez obtenida la curva de demanda del sistema. Esto significa que hay un intervalo de tiempo considerable entre el cálculo de la potencia preliminar y definitiva, por lo que la diferencia entre ambos, no es sólo un paso más en el cálculo.

A continuación se resume el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva:

### POTENCIA DEFINITIVA

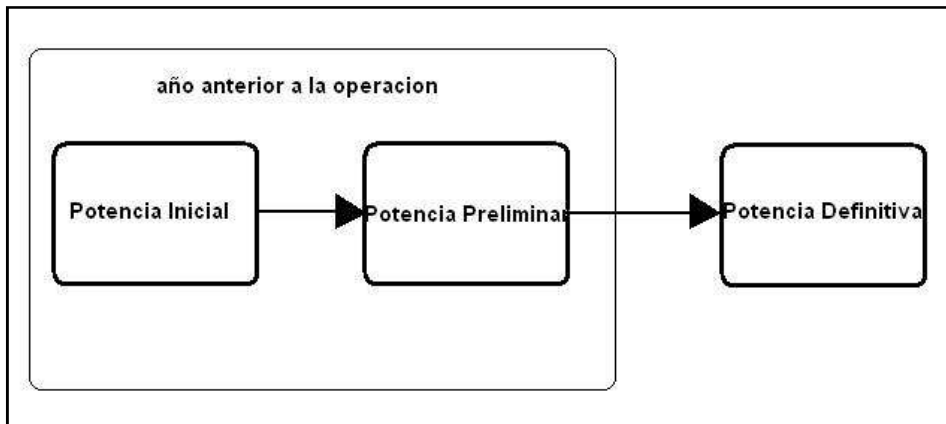


Fig. 11, Potencia de suficiencia definitiva [Elaboración Propia].

A continuación se presenta un resumen del cuadro anterior.

**Potencia Inicial:** Potencia de cada generador asociada a la incertidumbre de su insumo principal.

**Potencia preliminar:** Considera la potencia inicial, indisponibilidad forzada y consumos propios.

**Potencia Definitiva:** Considera potencia preliminar máxima posible de inyectar. La suma de estas potencias debe ser la demanda de punta del sistema.

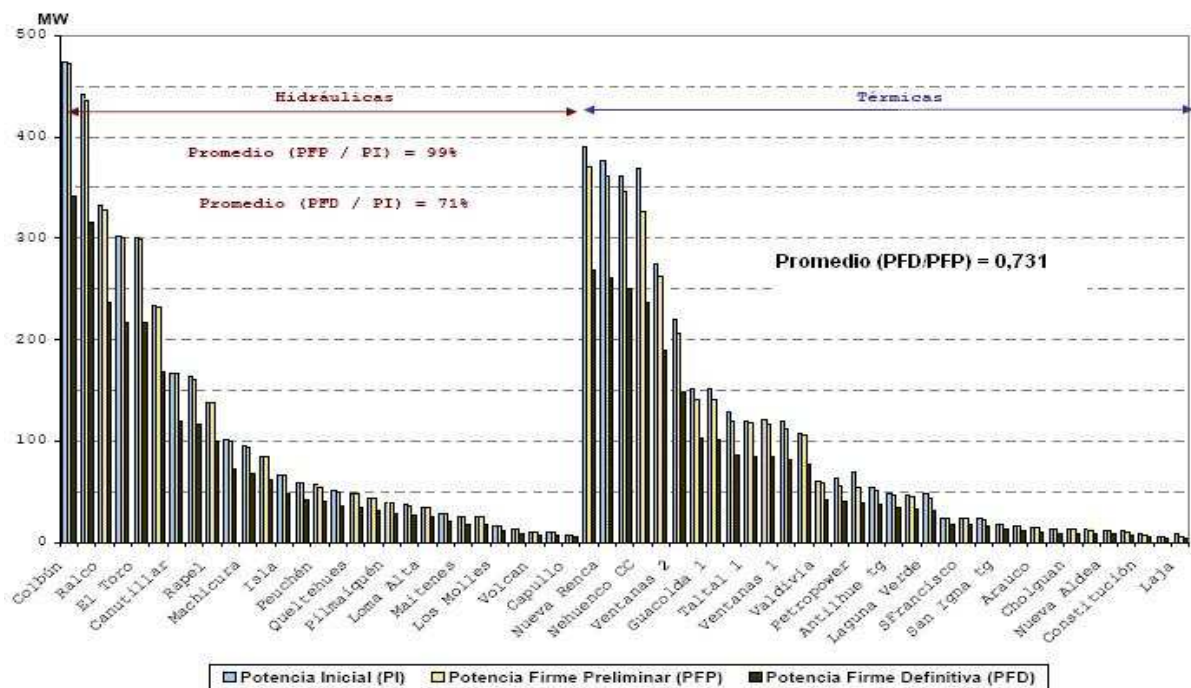


Fig. 12, Potencia inicial, Preliminar y firme en el SIC 2005 [23].

El cociente entre la demanda de punta del sistema y la sumatoria de las potencias preliminares se estimó en 0.7 considerándose este un valor representativo para una estimación a largo plazo a considerarse en la evaluación económica para llegar a este valor se utilizó el caso del SIC el año 2003 y 2005 donde se obtuvieron valores de 0.793[22] y 0.731[23], esto sumado al hecho de la estrechez de generación para dichos periodos es por lo que se estimó bajar el valor a 0.7 para la evaluación económica a largo plazo.

$$PD_{unidad} = 1.28 \cdot 0.7 \text{ MW}$$

$$PD_{unidad} = 0.896 \text{ MW}$$

$$PD_{central} = 53.76 \text{ MW}$$

Por último, es importante insistir que el nuevo reglamento elimina el pago por seguridad de la potencia firme, y solo incluye un pago por la suficiencia que cada generador aporta al sistema.

### 3.2.2 LEY CORTA

Según el artículo 71-6 de la Ley Corta, toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de las instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales y deberá pagar los respectivos costos de transmisión en la proporción que se determine de acuerdo a la misma ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del sistema de transmisión troncal, subtransmisión y adicional.

**Transmisión Troncal:** Las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión troncal deben cumplir con: variabilidad en flujos de potencia, tensión mayor o igual a 220 kV, flujo no debe estar asociado a consumo de grupo reducido consumidores, flujo no atribuido al consumo de un cliente o producción de grupo reducido de centrales generadoras, flujos bidireccionales relevantes en tramos de línea, Continuidad del sistema.

**Subtransmisión:** Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deben cumplir con estar dedicadas exclusivamente a grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, en zonas de concesión de Distribuidoras, los Flujos no pueden ser atribuidos a un grupo reducidos de centrales ni a un cliente, son determinadas por la CNE.

**Sistemas Adicionales:** Los sistemas adicionales están relacionados con el suministro a clientes libres y la inyección de Centrales generadoras al sistema de transmisión troncal

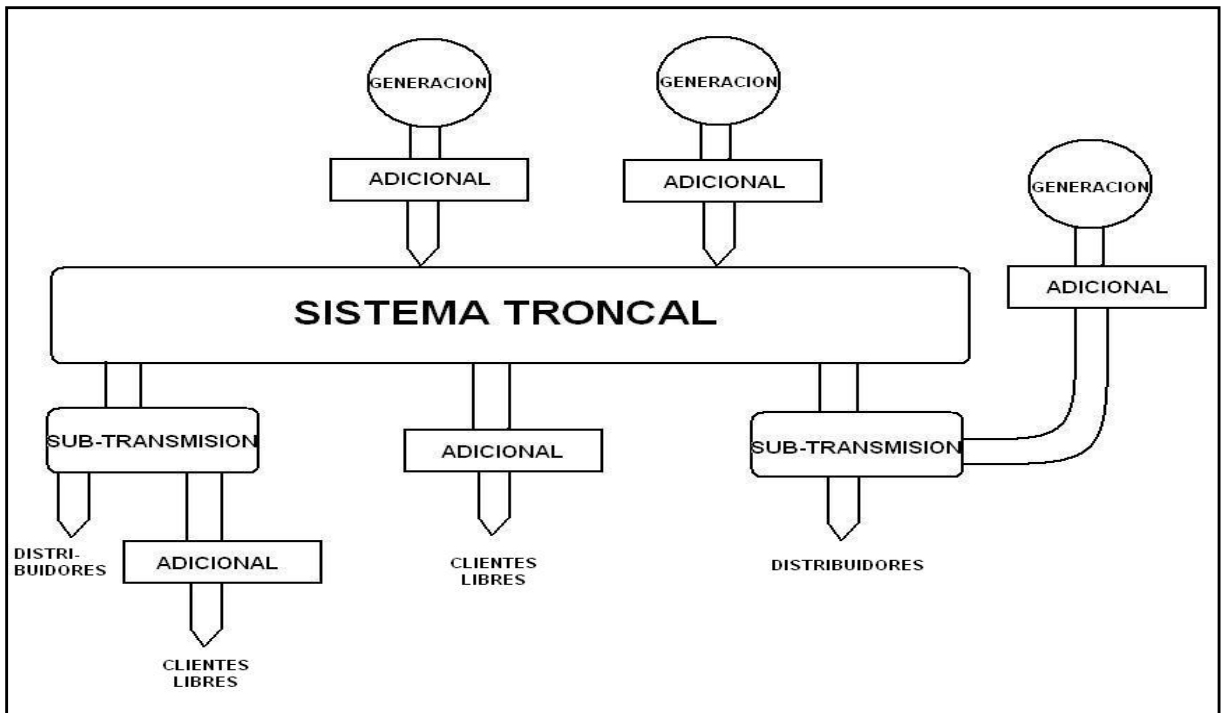


Fig.13, Segmentos del sistema de transmisión [Elaboración Propia].

**STT, Área de Influencia Común:** En la ley corta se introduce el concepto de área de influencia común el cual comprende al conjunto mínimo entre dos nudos del STT que cumplen con que se totaliza al menos 75% de la inyección y 75% de la demanda del sistema, máxima densidad de utilización, Por su parte el área de influencia común para el SIC quedó definida por todas las instalaciones existentes entre la S/E Quillota 220 kV y la S/E Charrúa 220 kV

El peaje lo pagan en un 80% de los generadores a prorrata de uso esperado de sus inyecciones y el 20% las empresas que efectúan retiros a prorrata de uso esperado de sus retiros. En los tramos del sistema troncal no pertenecientes al área de influencia común, para el caso de los retiros, se consideraron aquellos casos en que el sentido del flujo viene del área de influencia común y en el caso de las inyecciones aquellos casos en que el sentido del flujo va hacia el área de influencia común. En estos casos no es necesario ponderar por un porcentaje predeterminado ya que la repartición resulta automáticamente del número de ocasiones en que queda en uno u otro sentido.

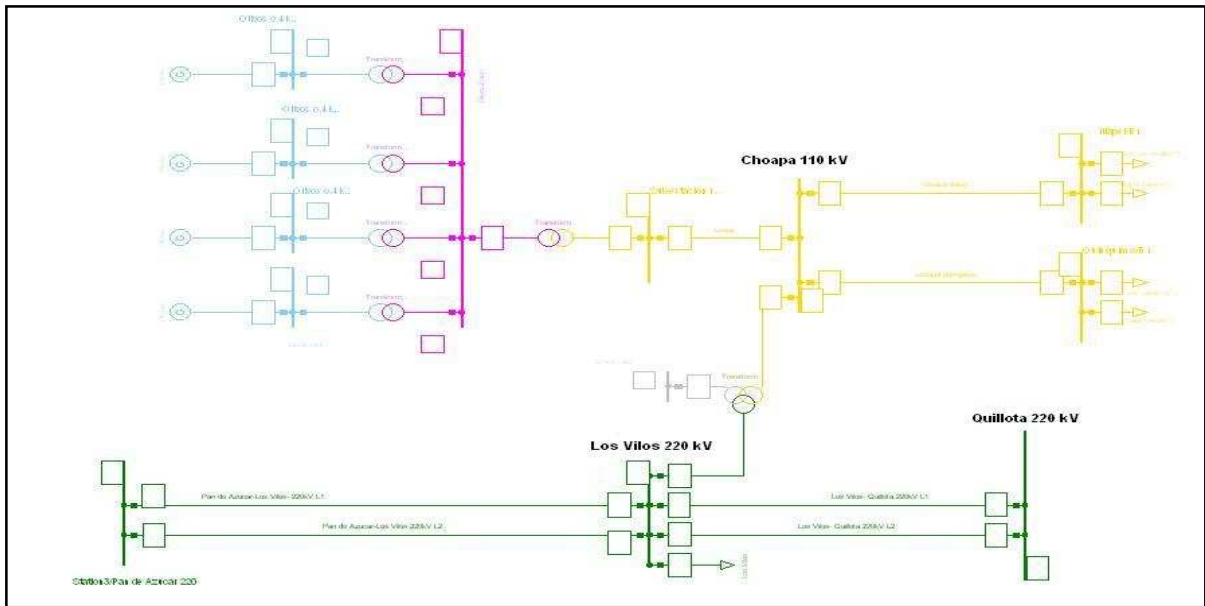


Fig. 14, Central los Olivos [Elaboración Propia].

Del gráfico anterior vemos que la central se conecta al SIC en la subestación Choapa desde donde la inyección de energía puede ir hacia el sistema troncal, Zona Norte (líneas de verde) inyectando en Los Vilos y/o hacia el sistema de subtransmisión de 110 kV (líneas amarillas) propiedad de CGE, cabe mencionar que al conectarse en la subestación Choapa ya está haciendo uso del sistema de subtransmisión, por otra parte las líneas y transformadores que permiten inyectar en la subestación Choapa corresponden a líneas adicionales, sin embargo estas líneas pertenecen a la central Olivos por lo que no se debe pagar peaje por esto.

El pago de peajes para el sistema de transmisión troncal lo determina el CDEC-SIC mediante la dirección de peajes el cual es el encargado de hacer el informe del cálculo de peajes por el sistema de transmisión troncal [8] que se ha tomado como referencia para estimar el pago correspondiente a peajes por parte de la central al sistema de transmisión troncal, el detalle de las tablas se muestra en el Anexo 2.

### 3.2.2.1 PEAJES SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL PEAJES DE INYECCIÓN

De acuerdo a lo indicado por la dirección de peajes del CDEC-SIC el pago de peajes de inyección por uso de los sistemas de transmisión troncal, equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, por parte de la central Olivos para el año 2008 es el siguiente:

Central	Pago + Ajustes					Total General [\$]
	Transelec	CTNC	CGE	TransChile	Chilectra	
Olivos	-1.624.035	0	5.284	1.117	140	-1.617.493

Tabla 7, Pago de peajes de inyección incluyendo ajustes por MGNC [17]



## PEAJES UNITARIOS DE RETIRO

De acuerdo a lo indicado por la dirección de peajes del CDEC-SIC, las empresas que efectúan retiros pagan por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establece por barra de retiro y es equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

Central	Pago + Ajustes					Total General [\\$]
	Transec	CTNC	CGE	TransChile	Chilectra	
Olivos	69.992.994	-4.079.914	8.964	7.454.484	624	73.377.153

Tabla 8, Peajes de retiro incluyendo ajustes de peajes por clientes no regulados, contratados antes del 6/5/2002 [17]

Por lo que a la central le correspondería pagar un total de \$71.759.660 para el año 2008 por concepto de peaje de transmisión troncal.

### 3.2.2.2 FÓRMULAS TARIFARIAS Y PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN

A continuación se estima el pago de peajes por uso de los sistemas de subtransmisión de la central Olivos.

Los precios por unidad de energía y de potencia, denominados "peajes de subtransmisión" de acuerdo a la Ley N° 19.940, que adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, se construyen de acuerdo a un sistema de cargos de transformación y transmisión o transporte, según se señala a continuación.

Cargos que representan los costos unitarios de inversión y operación:

- Cargos Base Transformación de Potencia (CBTP).
- Cargos Base Transporte de Potencia (CBLP).

Cargos por pérdidas de energía y potencia, respectivamente:

- Factores de Pérdidas de Transformación y Transporte de Potencia, FPTP y FPLP.
- Factores de Pérdidas de Transformación y Transporte de Energía, FPTE y FPLE.

En consecuencia, los cargos por concepto de transformación y transporte, se expresan de la siguiente manera:

(1) Energía:

$$P_{NET} \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTE}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{FPLE_i \cdot km_i}{100} \right\} \right) - 1 \right]$$

(2) Potencia:

$$P_{NPT} \cdot \left[ \left( 1 + \frac{FPTP}{100} \right) \cdot \left( 1 + \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{FPLP_i \cdot km_i}{100} \right\} \right) - 1 \right] + CBTP + \sum_{i=1}^n \{ CBLP_i \cdot km_i \}$$

#### Ec. 5, calculo de peaje de subtransmisión [25].

Donde:

PNET: Precio de nudo de energía en la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión.

PNPT: Precio de nudo de potencia en la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión.

FPTE: Factor de expansión de pérdidas por transformación de energía desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo expresado en (%).

FPTP: Factor de expansión de pérdidas por transformación de potencia desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo expresado en (%).

n: Número de líneas de subtransmisión desde la subestación troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo.

FPLE<sub>i</sub>: Factor de expansión de pérdidas por transporte de energía, denominado FPLE, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (%/km).

FPLP<sub>i</sub>: Factor de expansión de pérdidas por transporte de potencia, denominado FPLP, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (%/km)

CBTP: Cargo Base por concepto de Transformación de Potencia desde el nivel de tensión del nudo troncal o de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (\$/kW/mes)

CBLP<sub>i</sub>: Cargo Base por concepto de Transporte de Potencia, correspondiente al nivel de tensión de la línea i. Se expresa en (\$/kW/mes/km)

Km<sub>i</sub>: Longitud de cada de línea i, en kilómetros.

Los indicadores antes descritos se obtuvieron de los Anexos del informe "Determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, y fórmulas tarifarias" para el cuatrienio 2006-2009 disponible en la página de la CNE y como archivo adjunto en el Anexo 2.

Donde el precio de nudo de la potencia y de la energía (FPTE y FPTP) se considero en la barra Los Vilos 220 [11] que se encuentra a metros de la subestación Choapa que es donde Olivos se conecta al SIC, del diagrama unilineal de la figura 14 se aprecia que no existen líneas desde Chopa 110 kV a Los Vilos 220kV solo el transformador 220/110 kV Choapa Los Vilos, por lo que los factores FPLE<sub>i</sub>, FPLP<sub>i</sub> y CBLP<sub>i</sub> se hacen cero.

Los Factores de expansión de pérdidas por transformación de energía y potencia (FPTE y FFTP) y el cargo base por concepto de Transformación de Potencia (CBTP) vistos desde Choapa 110 kV (nivel de tensión de inyección al sistema de subtransmisión, al nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo en el que se ha utilizado Quillota 220 kV correspondiente al SIC 1 (dado la base de datos de la CNE, archivo adjunto "indicadores peajes SST").

Con lo que se obtiene de forma aproximada el peaje correspondiente a la central Olivos por uso de los sistemas de subtransmisión.

$$\text{Peaje [US$/kWh]} = 0.1022 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{2.606}{100} \right) \cdot \left( 1 + \frac{0.0283 \cdot 0}{100} \right) - 1 \right]$$

$$\text{Peaje [US$/kWh]} = 0.002663$$

$$\text{Peaje [US$/kW/mes]} = 6.766 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{0.337}{100} \right) \cdot \left( 1 + \frac{0.0323 \cdot 0}{100} \right) - 1 \right] + 0.459 + 0.0218 \cdot 0$$

$$\text{Peaje [US$/kW/mes]} = 0.4818$$

### 3.3 MARCO MEDIOAMBIENTAL

La legislación ambiental de Chile regula las materias relacionadas con la protección y preservación de la naturaleza, del medioambiente estableciendo las disposiciones necesarias para garantizar el derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación, en virtud de lo cual la realización de todo proyecto o actividad debe respetar este derecho fundamental.

A continuación se resumen el marco jurídico ambiental y de funcionamiento aplicable al proyecto.

#### 3.3.1 LEY N° 19.300

##### Ley de Bases del Medio Ambiente

La ley de bases del medio ambiente establece las exigencias medioambientales a través del sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), La pertinencia del ingreso de este proyecto al SEIA se basa en el Artículo 10, de la Ley N°19.300 y en lo señalado en el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental [19] que dice que las centrales generadoras de energía mayores a 3 MW son susceptibles de causar impacto ambiental por lo que deben someterse al SEIA, debiendo entonces presentar un informe de declaración de impacto ambiental (DIA) o un estudio de impacto ambiental (EIA) previo a su construcción, luego el artículo N° 11 de la ley de bases del medio ambiente y el Título II del reglamento del SEIA establece los criterios para determinar si se debe presentar un EIA o un DIA.

De acuerdo a la descripción del proyecto presentada en el capítulo IV y a los artículos 10, 11 y 18 de la ley N° 19.300 que se detallan en el Anexo 2, este proyecto requiere presentar un DIA, de forma de cumplir con esta ley, los contenidos que deberá incluir la DIA están estipulados en el título III del reglamento del SEIA.

La fiscalización de esta ley recae sobre la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) y los organismos del Estado con competencia ambiental (Municipalidad de Los Vilos, Autoridad Sanitaria, SAG, MINVU, MOP, SEC).

**3.3.2 D.S. N° 114/02, D.S. N° 59/98, D.S. N° 113/02, D.S. N° 185/91, D.S. N° 115/02 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia**

Regula la Calidad del Aire y Emisiones a la Atmósfera estableciendo la norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), para Material Particulado Respirable, PM10 en especial los valores que definen situaciones de emergencia, norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), Se establecen las normas secundarias sobre concentraciones ambientales máximas permisibles de anhídrido sulfuroso, norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono (CO).Lo anterior es fiscalizado por parte de la Autoridad Sanitaria IV Región de Coquimbo.

El cumplimiento de estas normas se debe verificar mediante los estudios incluidos en la declaración de impacto ambiental (DIA), a continuación se ver que las concentraciones de NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, PM10 y CO, que se producirán en Los Vilos (zona poblada más cercana) producto de la operación del proyecto, se encuentran bajo los límites permitidos por las normas primarias nacionales de calidad del aire.

Parámetro	Tipo de Concentración	Total Esperado (µg/m³N)	Norma Primaria (µg/m³N)
NO <sub>2</sub>	Máxima Horaria	52,9	400
	Promedio Anual	9,0	100
SO <sub>2</sub>	Máxima Horaria	13,5	---
	Máx. Prom. Diario	3,2	250
	Promedio Anual	1,7	80
PM10	Máx. Prom. Diario	36,6	150
	Promedio Anual	22,3	50
CO	Máxima Horaria	767,7	30000
	Máx. Prom. 8 Hrs.	237,8	10000

**Tabla 9, Concentraciones Totales Máximas Esperadas en Los Vilos [16].**

Para el punto de máxima concentración no se aplicaran las normas primarias de calidad del aire, ya que en esta zona no existe población expuesta (cerro La Polcura). Para analizar el cumplimiento de la normativa, se consideraran las normas secundarias nacionales e internacionales para protección de ecosistemas.

Parámetro	Tipo de Concentración	Total Esperado ( $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ )	Norma Secundaria ( $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ )
NO <sub>2</sub>	Promedio Anual	2,2	100 (USA)
SO <sub>2</sub>	Máxima Horaria	453,6	1000 (Chile)
	Máx. Prom. Diario	40,2	365 (Chile)
	Promedio Anual	1,9	80 (Chile)

**Tabla 10, Concentraciones Totales Máximas Esperadas en el Punto de Máxima Concentración [16].**

De la tabla anterior se concluye que las concentraciones ambientales de NO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> que se producirán en el punto de máxima concentración producto de la operación del proyecto, se encuentran bajo los límites permitidos por las normas secundarias nacionales y de referencia (USA).

### **3.3.3 D.S. N° 686, de 1999, del Ministerio de Economía, Fomento y reconstrucción**

Regula la Contaminación lumínica, esta Norma tiene por objetivo prevenir la contaminación lumínica de los cielos nocturnos de la II, III y IV regiones, de manera de proteger la calidad astronómica de ellos, mediante la regulación de la emisión lumínica.

La fiscalización de la reglamentación anterior corresponde a la SEC, con la colaboración de la Municipalidad.

El cumplimiento de la reglamentación anterior se resume en que la instalación de luminarias cumplirá con las disposiciones que establece este cuerpo legal aplicando los estándares que se indican en la sección III de la norma referida a Límites Máximos Permitidos de emisión lumínica.

### **3.3.4 D.S. N° 146/97 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia**

Regula en materia de Ruido estableciendo los niveles máximos permisibles de presión sonora continua y criterios técnicos para evaluar y clasificar la emisión de ruidos molestos en áreas urbanas y rurales. La fiscalización de la reglamentación anterior corresponde a la Autoridad Sanitaria IV Región.

El cumplimiento de estas normas se debe verificar mediante los estudios incluidos en la declaración de impacto ambiental (DIA), a continuación se muestran las tablas resúmenes de los estudios realizados que verifican la norma.

Punto	Distancia (m)	L <sub>proy</sub> (dBA)	RF (dBA)	L <sub>proy+RF</sub> (dBA)	Límite DS 146	Evaluación
1	3.000	48,4	49,7	52,1	59,7	<b>CUMPLE</b>
2	1.500	54,5	48,5	55,4	58,5	<b>CUMPLE</b>
3	3.200	47,9	45,0	49,7	60,0	<b>CUMPLE</b>
4	3.200	47,9	52,8	54,0	60,0	<b>CUMPLE</b>

**Tabla 11, Tabla resumen de niveles para horario diurno [16].**

Punto	Distancia (m)	L <sub>proy</sub> (dBA)	RF (dBA)	L <sub>proy+RF</sub> (dBA)	Límite DS 146	Evaluación
1	3.000	48,4	53,2	54,5	63,2	<b>CUMPLE</b>
2	1.500	54,5	57,4	59,2	67,4	<b>CUMPLE</b>
3	3.200	47,9	40,2	48,6	50,0	<b>CUMPLE</b>
4	3.200	47,9	43,9	49,3	50,0	<b>CUMPLE</b>

Tabla 11, Tabla resumen de niveles para horario nocturno [16].

Se concluye de las tablas anteriores que los niveles emitidos no superan los límites establecidos por el D.S. Nº146 en ninguno de los puntos de inmisión en ningún horario, por lo tanto, la etapa de construcción no presenta problemas por emisiones de ruido.

L<sub>proy</sub>: Nivel de Presión Sonora Proyectada

RF: Ruido de Fondo

### 3.4 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

El cumplimiento de la norma técnica será aplicado a instalaciones de generación que operen en sincronismo, como es el caso de la central Olivos, así como a sus funciones y actividades [art. 1-4, 1-5], de este modo para cumplir con las exigencias de SyCS se deberán [art. 2-7]:

- Cumplir exigencias mínimas.
- Mantener condiciones de Seguridad en Instalaciones.
- No producir perturbaciones de frecuencia.
- Cumplir formalidades.
- Entregar información de acuerdo a lo solicitado por el CDEC-SIC
- Disponer de los medios necesarios para ejercer el Control de Frecuencia y Control Tensión.

Las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT, corresponderán a los valores límites que pueden alcanzar las principales variables eléctricas que se observan en el SI [art.1-8]

### **3.4.1 EXIGENCIAS DE DISEÑO**

Para dar cumplimiento a lo anterior se debe cumplir con una serie de exigencias o estándares mínimos para el diseño de las instalaciones, estas se refieren a:

- Propios de la instalación
- Protecciones
- Comunicaciones y monitoreo
- Asociados a procesos de control de frecuencia, voltaje o plan de recuperación de servicio.

En esta memoria no se enfatizara en los requerimientos de información, protecciones ni exigencias propias de diseño ya que están fuera del alcance de la memoria.

Las instalaciones de unidades generadoras que operen en sincronismo y las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán cumplir con permitir que el SI opere cumpliendo las exigencias establecidas en la presente NT, condiciones importantes a considerar son:

Se deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente en cada punto del SI [art. 3-3 d)]

La conexión entre una unidad generadora y el SI debe contar con un interruptor de maniobra capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto [art. 3-4 b)].

### **3.4.2 ESTÁNDARES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO**

En el capítulo 5 de la NTdeSyCS se establecen los estándares de exigencias que se deberán cumplir para preservar la SyCS.

Los estándares de SyCS serán aquellas exigencias aplicables a la operación del SI, en función del estado en que se encuentra operando el SI [art. 5-3]. Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme lo indique el Diagrama PQ [art. 5-8].

### 3.4.2.1 ESTÁNDARES EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

La incorporación de la central Olivos al SIC operando en **Estado Normal** deberá cumplir que la tensión en las barras del SIC esté comprendida entre [art 5-21]:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

El control de tensión deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del diagrama PQ, hasta un límite del 90 % de manera permanente [art. 5-23]

Las tensiones en los terminales de las unidades generadoras deberán limitarse a un  $\pm 5\%$  [art. 5-24].

En **Estado de Alerta** el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre [art. 5-25]:

- a) 0,96 y 1,04 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,91 y 1,09 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

El control de tensión deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del diagrama PQ, hasta un límite del 100 % [art. 5-26]

Las tensiones en los terminales de las unidades generadoras deberán limitarse a un  $\pm 5\%$  [art. 5-26].

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de [art. 5-22]:

- a) Bancos de condensadores shunt.
- b) Condensadores síncronos.
- c) Reactores shunt.
- d) Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Bancos de transformadores con cambiadores de tap.
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.



La **frecuencia nominal** del SIC es 50 [Hz] aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, variaciones de  $\pm 0,4 \%$ , esto es, un valor mínimo de 49,80 [Hz] y un valor máximo de 50,20 [Hz], durante el 99 % del tiempo [art. 5-27].

#### **3.4.2.2 LIMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA**

Los límites de transmisión en estado normal y alerta operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100 % de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta [art. 5-28].

#### **3.4.2.3 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA**

En Estado Normal o Estado de Alerta, y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable [art. 5-36], las Contingencias Simples de severidad creciente que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras, alcanzando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos en el Artículo 5-25(tensión en barras alerta) de la presente NT, serán las siguientes [art. 5-37]:

- a) Severidad 1
- b) Severidad 2
- c) Severidad 3
- d) Severidad 4
- e) Severidad 5

El detalle de las contingencias se detalla en el Anexo 2.

##### **3.4.2.3.1 ESTÁNDAR DE RECUPERACIÓN DINÁMICA DE LA TENSIÓN**

En Estado Normal o Estado de Alerta y luego de ocurrida una Contingencia Simple o Severa, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad, en ninguna barra del Sistema de Transmisión, excepto durante el tiempo en que la falla esté presente.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10 \%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia [art. 5-39].

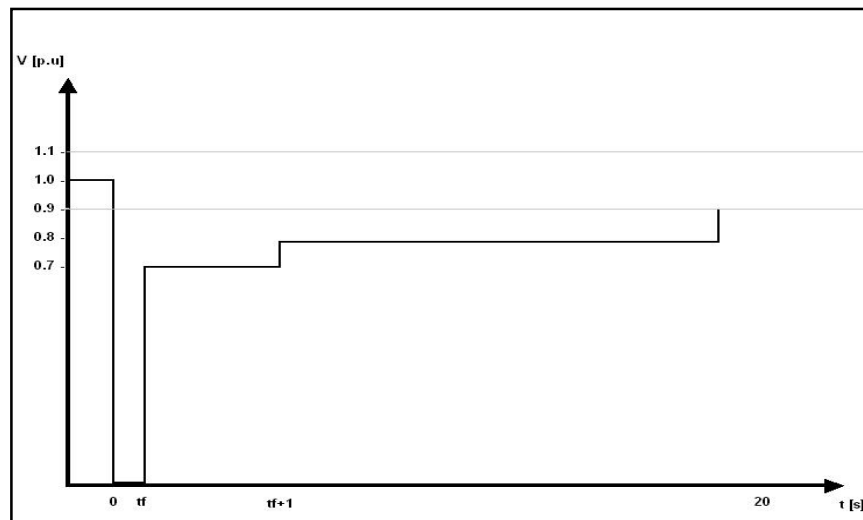


Fig. 15, Estándar de recuperación dinámica de la tensión [Elaboración Propia].

### 3.4.2.3.2 ESTÁNDAR DE RECUPERACIÓN DINÁMICA DE LA FRECUENCIA

En el caso de una Contingencia Simple o Severa, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal será igual a 48,30 [Hz], aceptándose en instalaciones de Sistemas de Subtransmisión o Sistemas de Transmisión Adicional, un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] [art. 5-41].

Recuperación Dinámica	Límite inferior [Hz]	Duración Permitida [s]
Sistema Troncal	48,3	0
Sist. Subtransmisión Sist. Adicional	48,3	0,2

Tabla 12, Estándar de recuperación dinámica de la frecuencia [Elaboración Propia].

Además, el tiempo en que la frecuencia puede permanecer fuera de la banda de operación en régimen permanente debe cumplir que no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-8 que se muestran a continuación, considerando un margen de 10 segundos [art. 5-43].

Unidades Termoeléctricas		
Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo mínimo de operación
49,0 Hz	50,0 Hz	Permanente
48,0 Hz	49,0 Hz	90 segundos
47,5 Hz	48,0 Hz	15 segundos
50,0 Hz	51,0 Hz	Permanente
51,0 Hz	51,5 Hz	90 segundos
51,5 Hz	52,0 Hz	5 segundos

Tabla 13, Exigencias de diseño durante contingencias [21].

### 3.4.2.3.3 AMORTIGUAMIENTO

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación ( $\zeta$ ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 % [art 5-44]. La determinación del factor de amortiguación ( $\zeta$ ) se detalla en el Anexo 2.

### 3.4.2.4 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

En el análisis de la estabilidad angular transitoria se verificará a través de la detección de inestabilidades y/o excursiones angulares que reflejen bajo margen de estabilidad.

#### 3.4.2.4.1 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD

Margen de estabilidad sincrónico: se debe mantener un margen de seguridad en la excursión del ángulo del rotor respecto de la excursión que activa la protección de pérdida de sincronismo, según el Artículo 5-50 de la NT para el Estado Normal y el Estado de Alerta, el detalle de seto se detalla en el Anexo 2.

Márgenes de Estabilidad	Estado Normal	Estado Alerta
Angular	40°	40°

Tabla 14, Margen de estabilidad angular [Elaboración Propia].

### 3.4.3 ESTUDIOS NECESARIOS

#### 3.4.3.1 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Con el objetivo de verificar el cumplimiento, al conectar la central Olivos al SIC, de los artículos 3-3d y 3-4b de la NTdeSyCS se hace **necesario la elaboración de un estudio de cortocircuito** que verifique dicha situación, esto es comprobar que la incorporación de la central olivos no provoque aumento sustanciales de la corriente de cortocircuito ya sea monofásica o trifásica de forma de no sobrepasar la capacidad de los interruptores ya instalados de la misma forma se debe determinar la capacidad de ruptura de los interruptores para la nueva central, la metodología para este estudio se presenta en el capítulo 4.

No se ahondara en los requerimientos de diseño propios de las instalaciones, ya que en esta memoria se consideran como datos las instalaciones utilizadas y se da por sentado el cumplimiento de estas con la NT, así como tampoco se ahondara en los requerimientos de información y de las protecciones por encontrarse fuera del alcance de la memoria.

### 3.4.3.2 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

Con el fin que las instalaciones tanto de generación como de transmisión permitan que el SIC opere cumpliendo las exigencias establecidas en la NTdeSyCS (3-3c), Para las configuraciones de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, el SI deberá garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie del Sistema de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen a los restantes elementos [art 5-54], criterio n-1.

Se hace entonces **necesario un estudio de flujo de potencia** de manera de determinar que la incorporación de la central permite que el SIC opere con normalidad de acuerdo al cumplimiento de la norma técnica, esto es que las variables eléctrica operen dentro de sus rangos aceptables, que las capacidades de transmisión no se sobrepasen de acuerdo a los artículos 5-21, 5-25, 5-28 y que la central sea capaz de absorber o inyectar reactivos de acuerdo a los artículos 5-8, 5-23, 5-26 de manera que la tensión en los bornes de la maquina no superen la banda exigida de acuerdo a 5-24, 5-26, la metodología para este estudio se presenta en el capítulo 4.

A continuación se resume en las tablas los principales aspectos a considerar:

Transmisión	Estado Normal		Estado Alerta	
	Límite inferior [p.u]	Límite superior [p.u]	Límite inferior [p.u]	Límite superior [p.u]
Nivel de tensión [kV]				
V>=500	0,97	1,03	0,96	1,04
200 =<V=< 500	0,95	1,05	0,93	1,07
V=<200	0,93	1,07	0,91	1,09

Tabla 15, Estándar de transmisión para los niveles de tensión [Elaboración Propia].

Generación	Estado Normal		Estado Alerta	
	Límite inferior [p.u]	Límite superior [p.u]	Límite inferior [p.u]	Límite superior [p.u]
Nivel de tensión [kV]				
Nivel de tensión	0,95	1,05	0,95	1,05
Potencia Reactiva	90% cap	90% ind	90% cap	90% ind

Tabla 16, Estándar para el control de tensión por parte de los generadores [Elaboración Propia].

### 3.4.3.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

En Estado Normal o Estado de Alerta, y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable [art. 5-36], las Contingencias Simples de severidad creciente que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras, alcanzando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos en el Artículo 5-25, tensión en barras alerta, de la presente NT [art. 5-37].

En Estado Normal o Estado de Alerta y luego de ocurrida una Contingencia Simple o Severa el valor de las tensiones debe cumplir lo establecido en el artículo 5-39 de la NT en relación al valor mínimo y tiempo en que éste se mantiene, así como el valor final de convergencia y la banda de tolerancia.

La frecuencia debe cumplir el valor mínimo en las instalaciones del sistema de transmisión indicado en el Artículo 5-41 de la NT. Además, el tiempo en que la frecuencia puede permanecer fuera de la banda de operación en régimen permanente debe cumplir lo establecido en el Artículo 5-43 de la NT.

La estabilidad angular transitoria se verificará a través de la detección de inestabilidades y/o excursiones angulares que cualitativamente reflejen bajo margen de estabilidad según el artículo 5-50.

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación ( $\zeta$ ) deberá tener un valor mínimo del 5 %.

Los artículos antes descritos hacen **necesario un estudio de estabilidad transitoria** que verifique el cumplimiento por parte de la central de los artículos antes descritos, la metodología para este estudio se presenta en el capítulo 4.

## CAPITULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO

### 4.1 ESTUDIO FLUJO DE POTENCIA

Se debe efectuar un estudio de régimen permanente empleando flujos de potencia, con el fin de identificar los efectos que provoca en el Sistema Interconectado Central el ingreso de la nueva central diesel Olivos, ubicada en las cercanías de Los vilos, según los flujos de transporte de potencia y de tensión, en los puntos adyacentes de la nueva instalación de generación. Los parámetros claves a analizar corresponden a los niveles de tensión y flujos de potencia activa y reactiva, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente y analizadas en el capítulo 3.

Este estudio requiere de simulaciones estáticas o de régimen permanente mediante flujos de potencia con el fin de reflejar la operación del SIC con la central Olivos incluida al momento en que esta se incorpora (enero 2008), como Herramienta de modelación se utilizara el software DIgSILENT POWER FACTORY.

#### 4.1.1 ANTECEDENTES TÉCNICOS

Los antecedentes técnicos fueron entregados por IMELSA S.A sin embargo estos datos pueden no corresponder exactamente con la realidad pues IMELSA S.A se reserva para si los datos originales de forma de respetar sus contratos de confidencialidad con sus clientes.

#### IMPEDANCIAS DEL GENERADOR

Los antecedentes técnicos, fueron obtenidos de acuerdo a valores entregados por el proveedor del grupo de generadores SDMO y por IMELSA S.A que corresponden a los indicados a continuación:

P. Nom. [kVA]	V. Nom [kV]	$x_d$ [p.u]	$x_q$ [p.u]	$x_d'$ [p.u]	$x_d''$ [p.u]	$x_q''$ [p.u]	$x_0$ [p.u]	$x_2$ [p.u]
1600	0.4	3.12	3.12	0.26	0.136	0.136	0.18	0.2

Tabla 17, Características técnicas del Generador [12].

#### IMPEDANCIAS DE TRANSFORMADORES

Transformador [kV]	P. Nom. [MVA]	AT [kV]	BT [kV]	Conexión	Z (+) [%]	Z (0) [%]
110/23	100	110	23	YN0yn	10	9.15
23/0.4	5	23	0.4	YNd11	6.75	5.4

Tabla 18, Características técnicas Transformadores [12].

## 4.1.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

### NIVELES DE DEMANDA

Los niveles de demanda considerados corresponden a la fecha de incorporación de la central Olivos esto es enero del 2008, por lo que las demandas se proyectan hasta dicha fecha, esto considerando que se está trabajando con una base de datos del SIC actualizada a septiembre del 2007, a continuación se presenta el procedimiento realizado.

#### 4.1.2.1 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Para estimar el crecimiento de la demanda en el SIC se utilizaron las proyecciones estimadas por la CNE para el 2008 el cual considera un aumento en la demanda de un 6,8% [3], sin embargo como esta es la proyección anual se debe obtener el crecimiento mensual. Para esto se procede como sigue:

$$I_{mensual} = \sqrt[12]{1 + I_{anual}} - 1$$
$$I_{mensual} = \sqrt[12]{1 + 0,068} - 1$$
$$I_{mensual} = 0,005497$$

Donde:

$I_{mensual}$ : Tasa de crecimiento de la demanda neta mensual

$I_{anual}$ : Tasa de crecimiento de la demanda neta anual

Luego como la tasa de crecimiento neta mensual es de 0,55% el aumento previsible de la demanda será de 2,75% correspondiente a los meses de septiembre a enero 2008.

Demanda mínima	P[MW]	Q[Mvar]
Maitencillo	35,1	10,53
P. Azúcar	68,89	20,65
Los Vilos	2,41	0,41
Choapa	2,41	0,49
R. Salamanca	1,19	0
Illapel	2,45	0,5
Quinquimo	4,69	0,95
Cabildo	7,65	0,54
Casas Viejas	3,22	0,65
total	128,01	34,72

Tabla 19, niveles de demanda en la zona [12].

Demanda máxima	P[MW]	Q[Mvar]
Maitencillo	77,83	23,35
P. Azúcar	152,67	45,79
Los Vilos	4,18	0,42
Choapa	4,18	0,85
R. Salamanca	3,01	0
Illapel	6,03	1,23
Quinquimo	9,07	1,85
Cabildo	14,39	2,13
Casas Viejas	4,8	0,96
total	276,16	76,58

Tabla 20, niveles de demanda en la zona [12].

Por lo cual se alcanza un nivel de demanda del SIC en condición máxima y mínima alcanza los valores que se muestran a continuación.

Demanda	Máxima [MW]	Mínima [MW]
	5817,86	2701,45

Tabla 21, nivel de demanda máxima y mínima [Elaboración Propia].

Los niveles de demanda en las proximidades de la central Olivos fueron proporcionados por IMELSA S.A.

#### 4.1.2.2 NIVELES DE GENERACIÓN

Los niveles de generación considerados corresponden a la fecha de incorporación de la central Olivos esto es enero del 2008, por lo que la generación se proyecta hasta dicha fecha de acuerdo con el plan de obras del SIC vigente a la fecha de realización del proyecto, esto considerando que se está trabajando con una base de datos del SIC actualizada a septiembre del 2007.

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Septiembre	2007	Central Eólica Canela	9.9 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	350 MW
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Abril	2009	Cierre Ciclo Combinado CNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Abril	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2009	Central Carbón Guacolda III	150 MW
Enero	2010	Central Carbon Nueva Ventanas	242 MW

Tabla 22, Generación proyectada a enero del 2008[Plan de Obras en Construcción abril 2007].



Es así que se consideraron la central eólica Canela y las centrales hidroeléctricas Hornitos y Palmucho, los datos de dichas centrales se obtuvieron de la información técnica del CDEC-SIC [8] y se detallan en el Anexo 3.

#### 4.1.2.13 DESPACHO DE LAS UNIDADES

El despacho de las unidades de generación corresponde al de una condición hidrológica media considerando también los mantenimientos programados correspondientes a la fecha de incorporación de la central Olivos, estos datos fueron obtenidos en base a la información disponible en el estudio realizado por el CDEC-SIC para el control de tensión y requerimientos de potencia reactiva el cual se encuentra disponible en la página web del CDEC-SIC y en el anexo 3.

Generador	P[MW]	Q[Mvar]
Diego de Almagro	20	-8
Taltal 1	100	5
Taltal 2	0	0
Guacolda	303	52
Huasco TG	36	-4
Huasco TV	0	0
Los Molles	18	6
Canela	3	0
total	480	51

Figura 23, Niveles de generación en la zona en demanda máxima [8].

Generador	P[MW]	Q[Mvar]
Diego de Almagro	0	0
Taltal 1	71	-17
Taltal 2	0	0
Guacolda	303	-8
Huasco TG	0	0
Huasco TV	0	0
Los Molles	0	0
Canela	4	0
total	378	-25

Figura 24, Niveles de generación en la zona en demanda mínima [8].

El despacho del resto de las centrales se detalla en el Anexo 3.

### 4.1.3 ESCENARIOS

El estudio de flujo de potencia debe considerar distintos escenarios con el fin de que el SIC opere cumpliendo las exigencias establecidas en la NTdeSyCS.

Los diferentes escenarios a analizar consideran distintas configuraciones topológicas, con la central Olivos incluidas y sin esta, situación precedente con el fin de establecer si alguna anomalía estaba presente de antes y por lo tanto no es responsabilidad de la inclusión de la central, para una topología elegida se deben agregar contingencias con el fin de recrear las condiciones más exigidas en que podría operar la central y de esta forma cumplir con el criterio n-1, para los distintos escenarios elegidos se debe considerar la operación tanto en demanda máxima como mínima. A continuación se presenta una tabla con los escenarios considerados:

Demanda SIC	Generación al norte de pan de Azúcar	Topología	Escenarios		
Máxima	Máxima	Alimentación hasta Illapel y Quinquimo (Caso Base)	Situación Previa		
			Central conectada		
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota		
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar		
	Normal	Alimentación hasta Illapel y Quinquimo (Caso Base)	Desconexión de una nave		
			Central desconectada		
			Mínima	Alimentación hasta Illapel y Quinquimo (Caso Base)	Situación Previa
					Central conectada
	Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota				
	Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar				
	Mínima	Interruptor cerrado por Illapel	Desconexión de una nave		
			Central desconectada		
Máxima			Anillo cerrado por Quinquimo	Situación Previa	
				Central conectada	
	Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota				
	Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar				
Normal	Anillo cerrado por Quinquimo	Desconexión de una nave			
		Central desconectada			
		Mínima	Anillo cerrado por Quinquimo	Situación Previa	
				Central conectada	
Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota					
Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar					
Mínima	Anillo cerrado por Quinquimo	Desconexión de una nave			
		Central desconectada			

Tabla 25, Escenarios a Simular [Elaboración Propia].

La configuración normal considera una condición hidrológica media, de manera que para representar las condiciones posibles de hidrología seca y húmedas se considerara generación máxima y mínima al norte de pan de azúcar, esto debido a que dependiendo de la hidrología se desplaza generación térmica y debido a que se analiza en la zona norte del SIC la cual cuenta con generación térmica al norte de pan de azúcar, se considera como una buena forma de aproximar dichas condiciones.

Por otro lado las topologías utilizadas corresponden a las que en la realidad podría operar la central Olivos [12] esto es con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo es decir con sus interruptores abiertos y para los posibles casos de operación de la central con interruptor cerrado por Illapel o operando con anillo cerrado por Quinquimo - Quillota esto con el objetivo de abarcar todos los posibles escenarios de operación por parte de la central sumado a esto se consideran las posibles contingencias que pudieran presentarse de manera de cumplir además con el criterio n-1 de forma de abarcar todos los escenarios posibles de operación. Los escenarios considerados para el SIC en demanda mínima son análogos a los presentados en demanda máxima.

<b>Demanda SIC</b>	<b>Generación al norte de pan de Azúcar</b>	<b>Topología</b>	<b>Escenarios</b>
Mínima	Máxima	Alimentación hasta Illapel y Quinquimo (Caso Base)	Situación Previa
	Normal		Central conectada
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar
	Mínima		Desconexión de una nave
			Central desconectada
	Máxima	Interruptor cerrado por Illapel	Situación Previa
	Normal		Central conectada
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota
			Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar
	Mínima		Desconexión de una nave
			Central desconectada
Máxima	Anillo cerrado por Quinquimo	Situación Previa	
Normal		Central conectada	
		Central conectada y f/s línea Los Vilos Quillota	
		Central conectada y f/s línea Los Vilos Pan de Azúcar	
Mínima		Desconexión de una nave	
		Central desconectada	

**Tabla 26, Escenarios a Simular [Elaboración Propia].**

#### 4.1.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones para los distintos escenarios considerados, para los cuales se hace un breve análisis.

##### 4.1.4.1 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÁXIMA

Para los escenarios presentados en la tabla anterior se realizaron las simulaciones correspondientes, presentándose a continuación los resultados obtenidos.

Los diagramas correspondientes a la simulación de cada escenario se encuentran en el Anexo 3.

#### CONDICIÓN HIDROLÓGICA MEDIA

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos de la simulación correspondiente a las distintas topologías estudiadas, separadas en las que corresponden a los niveles de tensión y a las transferencias de potencia, cabe mencionar que las maquinas de la central Olivos se modelaron controlando tensión en bornes.

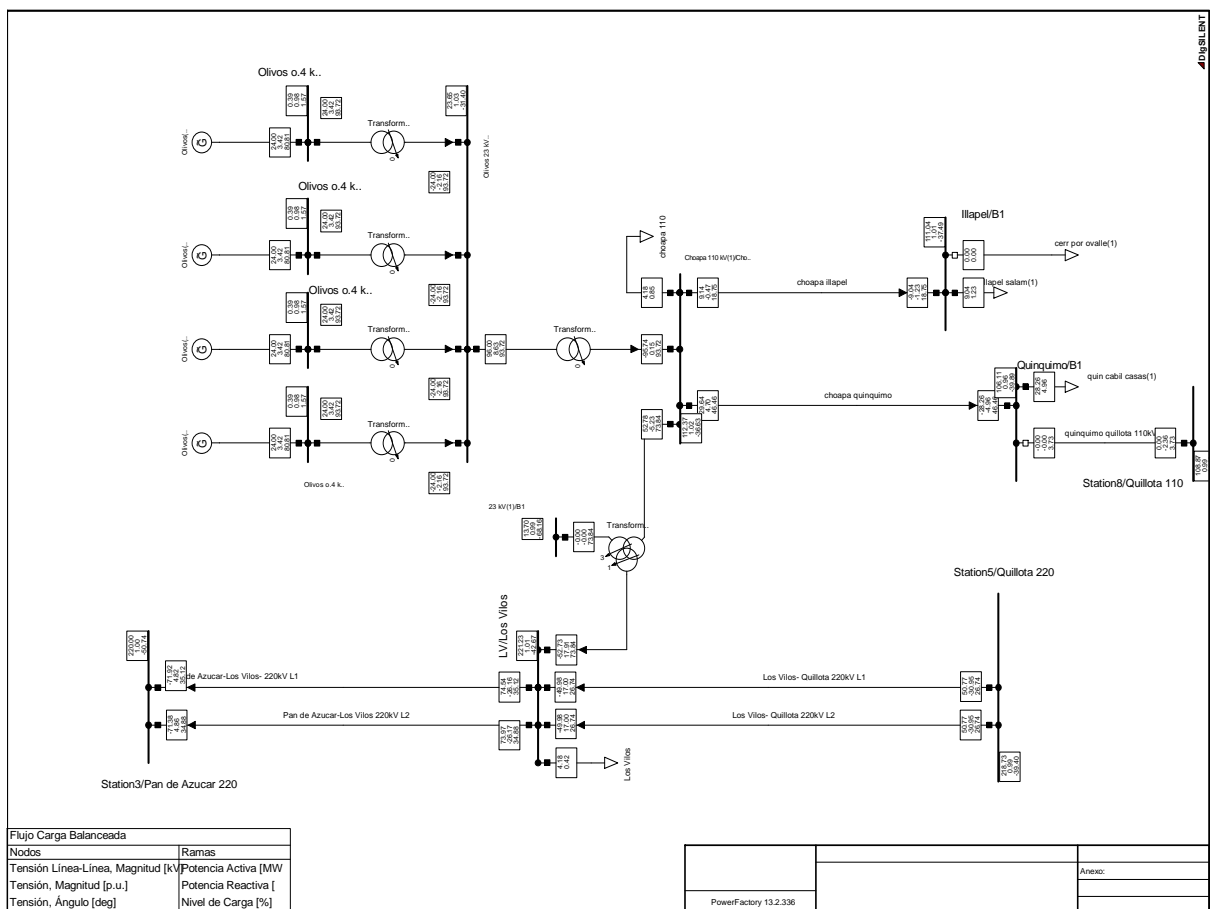


Fig. 16, Diagrama local de la central Olivos en demanda máxima con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo [Elaboración Propia].

#### 4.1.4.1.2 TENSIÓN EN BARRAS

##### Alimentación hasta Illapel y Quinquimo

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Quillota 220 kV	218,72	0,99	218,73	0,99	218,63	0,99	218,63	0,99	218,74	0,99
Los Vilos 220 kV	218,93	1,00	221,23	1,01	218,79	0,99	221,14	1,01	221,10	1,01
San Luis 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Polpaico 220 kV	213,41	0,97	213,86	0,97	213,78	0,97	213,80	0,97	213,77	0,97
Maitencillo 220	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Choapa 110 kV	111,39	1,01	112,37	1,02	110,96	1,01	112,32	1,02	113,19	1,03
Illapel 110 kV	110,04	1,00	111,04	1,01	109,61	1,00	110,99	1,01	111,88	1,02
Quinquimo 110 kV	105,05	0,96	106,11	0,96	104,60	0,95	106,06	0,96	106,99	0,97
Quillota 110 kV	108,82	0,99	108,83	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99
Olivos 23 kV	NE	NE	23,65	1,03	23,35	1,02	23,64	1,03	23,81	1,04
Olivos 0.4 kV	0,00	0,00	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98

Tabla 27, Tensión en barras [Elaboración Propia].

##### Interruptor Illapel cerrado

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Quillota 220 kV	218,71	0,99	218,75	0,99	218,66	0,99	218,63	0,99	218,75	0,99
Los Vilos 220 kV	218,89	1,00	221,83	1,01	219,60	1,00	221,84	1,01	221,45	1,01
San Luis 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Polpaico 220 kV	213,32	0,97	213,81	0,97	213,73	0,97	213,73	0,97	213,71	0,97
Maitencillo 220	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Choapa 110 kV	113,24	1,03	113,99	1,04	114,27	1,04	115,34	1,05	112,84	1,03
Illapel 110 kV	111,49	1,01	112,26	1,02	112,55	1,02	113,64	1,03	111,08	1,01
Quinquimo 110 kV	107,04	0,97	107,85	0,98	108,15	0,98	109,29	0,99	106,61	0,97
Quillota 110 kV	108,81	0,99	108,83	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99
Olivos 23 kV	NE	NE	24,00	1,04	24,06	1,05	23,57	1,02	23,04	1,00
Olivos 0.4 kV	0,00	0,00	0,40	1,00	0,40	1,00	0,39	0,98	0,38	0,95

Tabla 28, Tensión en barras [Elaboración Propia].

### Anillo cerrado por Quinquimo

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Quillota 220 kV	218,72	0,99	218,75	0,99	218,66	0,99	218,63	0,99	218,75	0,99
Los Vilos 220 kV	219,33	1,00	221,69	1,01	219,53	1,00	221,63	1,01	221,32	1,01
San Luis 220 kV	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00	220,00	1,00
Polpaico 220 kV	213,29	0,97	213,82	0,97	213,74	0,97	213,76	0,97	213,73	0,97
Maitencillo 220	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Choapa 110 kV	110,59	1,01	114,35	1,04	113,45	1,03	113,64	1,03	113,39	1,03
Illapel 110 kV	109,23	0,99	113,05	1,03	112,14	1,02	112,33	1,02	112,68	1,02
Quinquimo 110 kV	106,62	0,97	108,56	0,99	108,07	0,98	108,28	0,98	108,48	0,99
Quillota 110 kV	108,83	0,99	108,83	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99	108,82	0,99
Olivos 23 kV	NE	NE	24,07	1,05	23,88	1,04	23,92	1,04	23,97	1,04
Olivos 0.4 kV	NE	NE	0,40	1,00	0,40	1,00	0,40	1,00	0,40	1,00

Tabla 29, Tensión en barras [Elaboración Propia].

Como se puede apreciar la inclusión de la central Olivos hace variar de manera muy leve los voltajes de las barras consideradas en el presente estudio, por lo que para los casos en que la central se encuentra conectada al sistema o cuando se encuentra presente alguna contingencia, las tensiones no superan los estándares establecidos en la NTdeSyCS para ninguna condición topológica en que pudiese operar la central.

Las variaciones de tensión máximas encontradas son de 3,47% y 3,42% correspondientes a las barras Illapel y Choapa respectivamente, ambos casos se dan para la topología de anillo cerrado por Quinquimo cuando la central está conectada respecto de su situación previa, sin embargo luego de la variación las barras alcanzan una tensión de 1.0277 y 1.0395 p.u cumpliendo con lo que dicta la NTdeSyCS.

Cabe mencionar que con el fin de que las variaciones de los niveles de tensión no fuesen más significativas se utilizaron los tap AT de los transformadores 23/110 kV y del transformador 110/220 kV como se puede ver en las simulaciones en el Anexo 3.

#### 4.1.4.1.3 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y SOBRECARGAS EN LAS LÍNEAS

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos de las simulaciones correspondientes a las transferencias de potencia en líneas y transformadores, consideradas en el lado de alta para estos últimos.

##### Alimentación hasta Illapel y Quinquimo

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,9	10,8	36,4	-71,9	4,8	35,1	-	47,8	71,2
Quillota-Los Vilos 220 kV	100,7	-29,3	47,2	50,8	-31,0	26,7	54,0	-21,2	26,1
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	43,0	15,9	61,5	-52,7	17,9	73,8	-52,7	18,4	74,8
Choapa-Illapel 110 kV	9,1	-0,4	18,9	9,1	-0,7	18,8	9,1	-0,4	19,0
Choapa-Quinquimo	29,7	4,8	61,6	29,6	4,7	46,5	29,7	4,8	61,9
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	0,2	93,7	-95,7	0,5	94,9
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	112,0	78,5	334,0	110,73	78,4	334,0	120,9	79,1
Quillota-Polpaico 220 kV	72,9	88,6	11,3	81,6	86,8	11,7	78,6	87,8	11,6
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 30, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].

Desde-Hasta	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,9	5,1	35,2	-71,9	5,2	35,2	-71,9	10,8	36,4
Quillota-Los Vilos 220 kV	103,0	-39,7	49,6	63,1	-32,7	32,0	100,7	-29,3	47,2
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-52,7	17,9	73,9	-28,9	12,0	41,5	43,0	15,9	61,5
Choapa-Illapel 110 kV	9,1	-0,5	18,8	9,1	-0,5	18,6	9,1	-0,4	18,9
Choapa-Quinquimo	29,6	4,7	61,0	29,6	4,6	60,5	29,7	4,8	61,6
T 110/23 kV Olivos	-95,7	0,2	93,8	-71,9	1,6	69,9	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	121,7	79,1	334,0	109,8	78,3	334,0	112,2	78,5
Quillota-Polpaico 220 kV	80,9	87,2	11,7	79,6	88,2	11,6	75,0	88,4	11,4
Olivos	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 31, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].

### Interruptor Illapel cerrado

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,9	10,9	36,4	-71,4	3,3	34,6	-	45,6	70,8
Quillota-Los Vilos 220 kV	110,3	-30,4	51,5	60,1	35,3	31,3	63,2	-26,4	30,8
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	61,1	9,5	83,0	-34,7	4,1	47,2	-34,7	4,0	47,1
Choapa-Illapel 110 kV	27,3	-10,3	58,8	27,3	-10,4	58,4	27,3	-10,4	58,2
Choapa-Quinquimo	29,6	4,6	60,5	29,6	4,6	45,7	29,6	4,6	59,8
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,8	-0,2	92,4	-95,8	-0,3	92,2
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	112,8	78,5	334,0	108,6	78,2	334,0	118,1	78,9
Quillota-Polpaico 220 kV	64,1	90,6	11,0	73,0	89,0	11,3	70,1	90,0	11,3
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 32, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés.

Desde-Hasta	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,9	3,3	34,5	-71,9	4,2	35,0	-71,9	10,9	36,4
Quillota-Los Vilos 220 kV	122,1	-45,2	58,6	72,5	-35,9	36,4	110,3	-30,4	51,5
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-34,7	4,5	46,7	-10,7	1,1	16,6	61,1	9,5	83,0
Choapa-Illapel 110 kV	27,2	-10,4	57,7	27,3	-10,3	59,0	27,3	-10,3	58,8
Choapa-Quinquimo	29,6	4,5	59,2	29,6	4,7	60,7	29,6	4,6	60,5
T 110/23 kV Olivos	-95,7	0,3	94,1	-71,9	-1,1	72,2	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	120,8	79,1	334,0	108,7	78,2	334,0	112,2	78,5
Quillota-Polpaico 220 kV	72,1	89,3	11,3	70,9	90,3	11,3	75,0	88,4	11,4
Olivos	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8	NE	NE	NE

Tabla 33, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].



### Anillo cerrado por Quinquimo

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,9	9,8	36,2	-71,9	3,6	34,9	-143,3	45,8	70,8
Quillota-Los Vilos 220 kV	88,7	-29,2	42,0	54,7	-33,6	28,9	57,5	-25,0	28,2
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	20,2	18,9	36,9	-45,1	9,4	60,9	-45,8	8,4	62,3
Choapa-Illapel 110 kV	9,2	-0,4	19,1	9,1	-0,5	18,4	9,1	-0,5	18,6
Choapa-Quinquimo	6,8	10,5	29,4	37,3	-1,6	56,1	36,6	-2,9	72,9
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,8	-0,3	92,1	-95,8	-0,1	92,8
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	112,2	78,5	334,0	108,6	78,2	334,0	117,8	78,9
Quillota-Polpaico 220 kV	75,0	88,4	11,4	80,7	87,1	11,6	77,9	88,1	11,6
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 34, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].

Desde-Hasta	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-71,4	3,8	34,9	-71,9	4,6	35,1	-71,9	9,8	36,2
Quillota-Los Vilos 220 kV	104,1	-41,9	50,5	63,2	-33,6	32,2	88,7	-29,2	42,0
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-51,6	13,1	70,5	-28,6	9,0	39,8	20,2	18,9	36,9
Choapa-Illapel 110 kV	9,1	-0,5	18,5	9,1	-0,5	18,5	9,2	-0,4	19,1
Choapa-Quinquimo	30,8	0,6	61,2	29,9	1,8	59,5	6,8	10,5	29,4
T 110/23 kV Olivos	-95,8	-0,2	92,7	-71,9	-1,8	69,4	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	334,0	120,8	79,1	334,0	109,0	78,2	334,0	112,2	78,5
Quillota-Polpaico 220 kV	80,8	87,3	11,7	79,6	88,2	11,7	75,0	88,4	11,4
Olivos	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8	NE	NE	NE

Tabla 35, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elab. Propia].

De los Resultados enunciados en las tablas precedentes es posible inferir que la inclusión de la central Olivos no produce inconvenientes en cuanto a sobrecarga de las líneas o los transformadores, respecto de los niveles permitidos por la NTdeSyCS en ninguna de las posibles topologías en que pudiese operar la central para los casos en que esta se encuentre operando tanto en condición normal como cuando se presenten contingencias.

Otro punto a mencionar es que los recursos de potencia reactiva entregados por la central no sobrepasan lo dispuesto por la norma técnica en los artículos 5-23 y 5-26 de la NTSySC.

#### 4.1.4.2 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÍNIMA

Se realizaron las simulaciones correspondientes a los mismos escenarios presentes en demanda máxima, presentándose a continuación los resultados obtenidos.

Los diagramas correspondientes a la simulación de cada escenario se encuentran en el Anexo 3, simulaciones.

#### CONDICIÓN HIDROLÓGICA MEDIA

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos de la simulación correspondiente a las distintas topologías en que puede operar la central Olivos, cabe mencionar que las maquinas de la central Olivos se modelaron con un factor de potencia de 0.99.

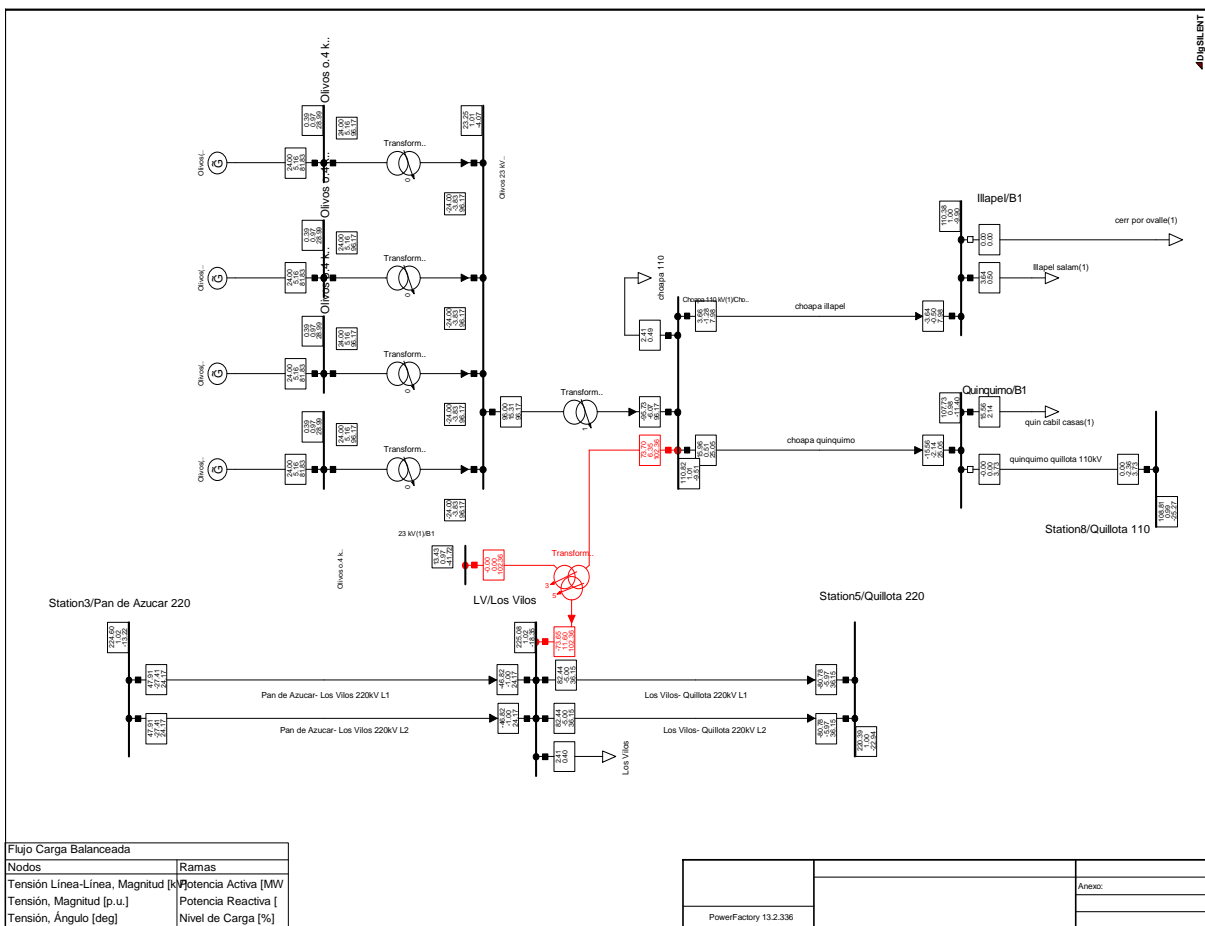


Fig. 17, Diagrama local de la central Olivos en demanda mínima con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo [Elaboración Propia].

#### 4.1.4.2.1 TENSIÓN EN BARRAS

##### Alimentación hasta Illapel y Quinquimo

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Quillota 220 kV	220,36	1,00	220,39	1,00	219,93	1,00	219,25	1,00	220,67	1,00
Los Vilos 220 kV	224,02	1,02	225,08	1,02	223,20	1,01	225,11	1,02	225,31	1,02
San Luis 220 kV	220,52	1,00	220,12	1,00	219,57	1,00	219,05	1,00	220,27	1,00
Polpaico 220 kV	222,28	1,01	222,34	1,01	222,00	1,01	221,08	1,00	222,36	1,01
Maitencillo 220	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04
Choapa 110 kV	110,08	1,00	110,82	1,01	110,40	1,00	110,82	1,01	111,38	1,012
Illapel 110 kV	109,64	1,00	110,38	1,00	109,96	1,00	110,39	1,00	110,95	1,01
Quinquimo 110 kV	106,96	0,97	107,73	0,98	107,30	0,98	107,74	0,98	108,31	0,98
Quillota 110 kV	106,96	0,97	108,03	0,98	108,00	0,98	107,98	0,98	108,04	0,98
Olivos 23 kV	NE	NE	23,25	1,01	23,22	1,01	23,25	1,01	23,28	1,01
Olivos 0.4 kV	NE	NE	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98	0,38	0,95

Tabla 36, Tensión en barras [Elaboración Propia].

##### Interruptor Illapel cerrado

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Quillota 220 kV	220,46	1,00	220,50	1,00	220,05	1,00	219,38	1,00	220,76	1,00
Los Vilos 220 kV	224,34	1,02	225,37	1,02	223,57	1,02	225,57	1,03	225,54	1,03
San Luis 220 kV	220,62	1,00	220,24	1,00	219,71	1,00	219,20	1,00	220,37	1,00
Polpaico 220 kV	222,30	1,01	222,38	1,01	222,06	1,01	221,78	1,01	222,39	1,01
Maitencillo 220	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04
Choapa 110 kV	111,70	0,11	111,72	1,02	111,33	1,01	111,77	1,02	112,27	1,02
Illapel 110 kV	111,26	1,01	111,28	1,01	110,89	1,01	111,33	1,01	111,83	1,02
Quinquimo 110 kV	108,65	0,99	108,67	0,99	108,26	0,98	108,71	0,99	109,23	0,99
Quillota 110 kV	108,05	0,98	108,04	0,98	108,01	0,98	107,98	0,98	108,04	0,98
Olivos 23 kV	NE	NE	23,32	1,01	23,29	1,01	23,32	1,01	23,36	1,02
Olivos 0.4 kV	NE	NE	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98

Tabla 37, Tensión en barras [Elaboración Propia].

### Anillo cerrado por Quinquimo

Barras	Situación Previa		Central Conectada		F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		F/S Los Vilos-Quillota		F/S 1 Nave	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
Pan de Azúcar 220 kV	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02	224,60	1,02
Quillota 220 kV	220,35	1,00	220,72	1,00	220,29	1,00	219,74	1,00	220,87	1,00
Los Vilos 220 kV	224,10	1,02	225,66	1,03	223,96	1,02	226,17	1,03	225,65	1,03
San Luis 220 kV	220,65	1,00	220,35	1,00	219,84	1,00	219,36	1,00	220,45	1,00
Polpaico 220 kV	222,27	1,01	222,41	1,01	222,09	1,01	221,08	1,00	220,40	1,00
Maitencillo 220	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04	228,80	1,04
Choapa 110 kV	110,14	1,00	112,61	1,02	112,29	1,02	113,01	1,03	112,66	1,02
Illapel 110 kV	109,71	1,00	112,19	1,02	111,87	1,02	112,60	1,02	112,24	1,02
Quinquimo 110 kV	107,69	0,98	108,80	0,99	108,61	0,99	108,72	0,99	109,07	0,99
Quillota 110 kV	108,05	0,98	108,04	0,98	108,02	0,98	107,99	0,98	108,05	0,98
Olivos 23 kV	NE	NE	23,39	1,02	23,36	1,02	23,42	1,02	23,39	1,02
Olivos 0.4 kV	NE	NE	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98	0,39	0,98

Tabla 38, Tensión en barras [Elaboración Propia].

De las tablas precedentes es posible concluir que las variaciones en los niveles de tensión de las barras estudiadas producto de la inclusión de la central Olivos no representa un inconveniente respecto de lo que dicta la NTdeSyCS, para ninguna condición topológica en que pudiese operar la central cuando esta se encuentra operando en condición normal o bajo alguna contingencia presente.

Las variaciones de tensión máximas encontradas, respecto de la situación previa, son de 2.63% y 2.61% correspondientes a las barras Illapel y Choapa respectivamente, ambos casos se dan para la topología de anillo cerrado por Quinquimo cuando la un circuito de la línea Los Vilos Quillota se encuentra fuera de servicio, alcanzando luego de la variación una tensión de 0.9974 y 1.0001 p.u cumpliendo con lo que dicta la NTdeSyCS.

Cabe mencionar que con el fin de que las variaciones de los niveles de tensión no fuesen más significativas se utilizaron los tap AT de los transformadores 23/110 kV y del transformador 110/220 kV como se puede ver en el Anexo 3, simulaciones.

#### 4.1.4.2.2 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y SOBRECARGAS EN LAS LÍNEAS

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos de las simulaciones correspondientes a las transferencias de potencia en líneas y transformadores, consideradas en el lado de alta para estos últimos.

##### Alimentación hasta Illapel y Quinquimo

Barra o Nudo	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-24,8	23,6	47,9	-27,4	24,2	95,8	-28,4	43,8
Quillota-Los Vilos 220 kV	-34,3	-15,9	16,9	-80,8	-6,0	36,2	79,8	0,3	36,2
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	22,1	7,3	30,7	-73,7	11,6	102,4	-73,7	9,4	103,1
Choapa-Illapel 110 kV	3,7	-1,7	8,0	3,7	-1,3	8,0	3,7	-1,3	8,0
Choapa-Quinquimo	16,0	0,6	33,1	16,0	0,5	25,1	16,0	0,5	33,0
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	-6,1	96,2	-95,7	-8,4	96,7
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,7	1,4	0,0	4,7	1,4	0,0	4,6	1,4
Quillota-Polpaico 220 kV	-20,4	-36,4	3,8	-15,1	-36,7	3,6	-16,1	-39,8	3,9
Olivos	NE	NE	NE	24,0	5,2	81,8	24,0	5,8	82,3

Tabla 39, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].

Barra o Nudo	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-27,4	24,1	47,9	-28,0	24,3	47,9	-24,8	23,6
Quillota-Los Vilos 220 kV	-158,3	18,8	72,1	-69,2	-9,7	31,1	-34,2	-15,9	16,8
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-73,6	11,6	102,2	-49,7	6,5	68,9	22,0	7,3	30,6
Choapa-Illapel 110 kV	3,6	-1,2	7,9	3,6	-1,3	7,9	3,6	-1,6	8,0
Choapa-Quinquimo	15,9	0,5	32,8	15,9	0,4	24,9	15,9	0,5	33,1
T 110/23 kV Olivos	-95,7	-6,0	96,1	-71,8	-4,8	71,8	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3
Quillota-Polpaico 220 kV	-16,7	-44,4	4,3	-16,3	-34,6	3,4	-20,3	-36,4	3,7
Olivos	24,0	5,1	81,8	24,0	4,6	81,4	NE	NE	NE

Tabla 40, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés.

### Interruptor Illapel cerrado

Barra o Nudo	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-25,6	23,8	47,9	-28,1	24,3	95,8	-29,3	43,9
Quillota-Los Vilos 220 kV	-29,3	-18,3	15,4	-76,0	-8,5	34,1	-75,0	-2,5	33,9
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	32,1	1,6	45,1	-63,6	6,8	88,1	-63,6	4,7	88,9
Choapa-Illapel 110 kV	13,7	-8,1	32,5	13,7	-8,1	32,5	13,7	-8,1	32,6
Choapa-Quinquimo	16,0	0,5	32,6	16,0	0,5	24,8	16,0	0,5	24,9
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	-1,0	95,2	-95,7	-3,2	95,6
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,7	1,4	0,0	4,7	1,4	0,0	4,6	1,4
Quillota-Polpaico 220 kV	-25,0	-34,7	3,9	-19,6	-34,9	3,6	-20,5	-37,9	3,9
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,8	81,0	24,0	4,4	81,3

Tabla 41, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés.

### Interruptor Illapel cerrado

Barra o Nudo	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-27,4	24,1	47,9	-28,0	24,3	47,9	-24,8	23,6
Quillota-Los Vilos 220 kV	-158,3	18,8	72,1	-69,2	-9,7	31,1	-34,2	-15,9	16,8
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-73,6	11,6	102,2	-49,7	6,5	68,9	22,0	7,3	30,6
Choapa-Illapel 110 kV	3,6	-1,2	7,9	3,6	-1,3	7,9	3,6	-1,6	8,0
Choapa-Quinquimo	15,9	0,5	32,8	15,9	0,4	24,9	15,9	0,5	33,1
T 110/23 kV Olivos	-95,7	-6,0	96,1	-71,8	-4,8	71,8	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3
Quillota-Polpaico 220 kV	-16,7	-44,4	4,3	-16,3	-34,6	3,4	-20,3	-36,4	3,7
Olivos	24	5,1	81,8	24	4,6	81,4	NE	NE	NE

Tabla 42, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés.

### Anillo cerrado por Quinquimo

Barra o Nudo	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-25,0	23,7	47,9	-28,9	24,5	95,8	-30,2	44,0
Quillota-Los Vilos 220 kV	-36,3	-15,7	17,7	-68,0	-11,5	30,7	-67,0	-5,9	30,1
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	18,0	7,0	25,3	-47,1	1,7	65,6	-47,2	-0,6	66,5
Choapa-Illapel 110 kV	3,7	-1,3	8,0	3,7	-1,3	7,9	3,7	-1,3	7,9
Choapa-Quinquimo	11,9	0,6	25,0	42,5	-12,7	67,7	42,5	-13,2	89,3
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	4,0	94,5	-95,7	2,2	94,7
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,7	1,4	0,0	4,7	1,4	0,0	4,6	1,4
Quillota-Polpaico 220 kV	-20,1	-36,6	3,8	-17,9	-33,9	3,5	-18,8	-36,8	3,8
Olivos	NE	NE	NE	24,0	2,5	80,4	24,0	3,0	80,6

Tabla 43, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés [Elaboración Propia].

Barra o Nudo	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	47,9	-27,4	24,1	47,9	-28,0	24,3	47,9	-24,8	23,6
Quillota-Los Vilos 220 kV	-158,3	18,8	72,1	-69,2	-9,7	31,8	-34,2	-15,9	16,8
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-73,6	11,6	102,2	-49,7	6,5	68,9	22,0	7,3	30,6
Choapa-Illapel 110 kV	3,6	-1,2	7,9	3,6	-1,3	7,9	3,6	-1,6	8,0
Choapa-Quinquimo	15,9	0,5	32,8	15,9	0,4	24,9	15,9	0,5	33,1
T 110/23 kV Olivos	-95,7	-6,0	96,1	-71,8	-4,8	71,8	0,0	0,0	0,0
San Luis-Quillota 220 kV	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3	0,0	4,6	1,3
Quillota-Polpaico 220 kV	-16,7	-44,4	4,3	-16,3	-34,6	3,4	-20,3	-36,4	3,7
Olivos	24,0	5,1	81,8	24,0	4,6	81,4	NE	NE	NE

Tabla 44, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés.

De las Tablas anteriores podemos concluir que la inclusión de la central Olivos no produce sobrecarga de las líneas o los transformadores respecto de los niveles permitidos por la NTdeSyCS esto para la central operando tanto en condición normal como cuando se presentan contingencias para la condiciones topológicas con interruptor cerrado Illapel y con anillo cerrado por Quinquimo.

Sin embargo para la topología con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo se presenta una sobrecarga en el transformador de 3 devanados Choapa Los Vilos el cual sobrepasa levemente lo establecido en la NTdeSyCS cuando se encuentran presentes las contingencias en que un circuito de la línea Los Vilos - Quillota y Los Vilos - Pan de Azúcar se encuentran fuera de servicio (cada contingencia independiente de la otra) y para el caso en que la central está conectada al SIC alcanzando un valor máximo de 103,05% de sobrecarga, esto podría presentar un inconveniente a la inclusión de la central Olivos a no ser que se plantee una solución.

De los resultados obtenidos y enunciados en las mismas tablas precedentes es posible observar que cuando se desconecta una nave de la central, es decir opera al 75%, el problema de la sobrecarga desaparece por lo que se recomendaría un DAG cuando el transformador 220/110 kV Choapa - Los Vilos se sobrecargue aunque eso como una posible solución pudiendo existir otras.

## **RESUMEN RESULTADOS DEL RESTO DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS**

A continuación se presenta un resumen con los resultados más destacables correspondientes a los escenarios restantes con generación máxima al norte de Pan de Azúcar y generación mínima al norte de Pan de Azúcar.

El detalle de los resultados completos para todos los escenarios se encuentra en el Anexo 3, simulaciones.

### **4.1.4.3 GENERACIÓN MÁXIMA AL NORTE DE PAN DE AZÚCAR**

#### **4.1.4.3.1 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÁXIMA**

Los resultados obtenidos para estos casos se encuentran en el Anexo 3 y no se destaca ninguno, puesto que de ellos se puede concluir que no hay inconvenientes para la inclusión de la central Olivos por cuanto cumple con los estándares definidos en la NTdeSyCS en los puntos considerados para el análisis de flujo de potencia vistos en el capítulo 3.



### 4.1.4.3.2 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÍNIMA

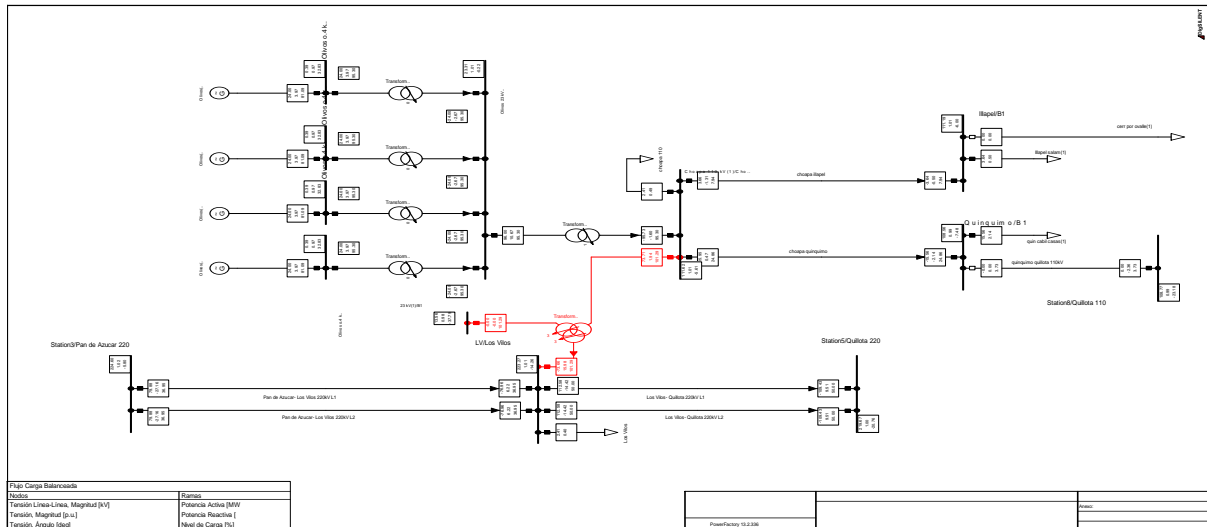


Fig. 18, Diagrama local de la central Olivos en demanda mínima caso base [Elaboración Propia].

### Alimentación Radial hasta Illapel y Quinquimo

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	79,9	-26,3	36,8	79,9	-27,2	37,0	159,8	-20,3	70,5
Quillota-Los Vilos 220 kV	-63,7	-3,9	28,9	-109,4	9,5	50,0	-106,6	21,6	50,5
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	22,1	7,3	30,6	-73,7	16,0	101,3	-73,7	18,2	101,4
Choapa-Illapel 110 kV	3,7	-133,0	7,9	3,7	-1,3	7,9	3,7	-1,3	7,9
Choapa-Quinquimo	16,0	0,4	24,7	16,0	0,5	24,9	16,0	0,5	24,8
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	-1,6	95,3	-95,7	0,7	95,0
Olivos	NE	NE	NE	24,0	4,0	81,1	24,0	3,4	80,8

Tabla 45, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés, para la topología con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo, caso base [Elaboración Propia].

Desde-Hasta	F/S Los Vilos-Quillota			F/S 1 Nave			Central desconectada		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	79,9	-22,5	36,3	79,9	-28,0	37,1	79,9	-26,3	36,8
Quillota-Los Vilos 220 kV	-212,4	-24,5	100,7	-98,1	5,2	44,6	-63,7	-3,9	28,9
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-73,7	20,6	101,4	-49,8	10,9	68,1	22,1	7,3	30,6
Choapa-Illapel 110 kV	3,7	-1,3	7,9	3,7	-1,3	7,9	3,7	-133,0	7,9
Choapa-Quinquimo	16,0	0,4	24,7	16,0	0,4	24,7	16,0	0,4	24,7
T 110/23 kV Olivos	-95,7	3,1	94,6	-71,9	-0,5	71,1	0,0	0,0	0,0
Olivos	24,0	2,8	80,5	24,0	3,1	80,7	NE	NE	NE

Tabla 46, Flujo de potencia activa y reactiva caso base [Elaboración Propia].

Lo más destacado de las simulaciones realizadas para los escenarios en demanda mínima con máxima generación al norte de pan de azúcar es el hecho que el transformador 220/110 kV Choapa-Los Vilos sobrepasa levemente lo establecido en la norma técnica al sobrecargarse por encima del 100% para los casos en que la central Olivos opera con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo cuando la central está conectada al sistema y cuando se encuentra fuera de servicio un circuito de la línea Pan de Azúcar – Los Vilos y Los Vilos –Quillota (contingencias independientes una de otra) alcanzando un valor máximo de 101,39% de sobrecarga, bajo esta ultima contingencia se sobrecarga también la línea Los Vilos - Quillota, esto podría presentar un problema a la inclusión de la central Olivos al SIC de no ser que se proponga una solución a esto, como se menciona antes se recomendaría entonces un DAG cuando el transformador 220/110 kV Choapa – Los Vilos se sobrecargue operando la central sin una nave, es decir al 75%, como posible solución.

#### 4.1.4.4 GENERACIÓN MÍNIMA AL NORTE DE PAN DE AZÚCAR

##### 4.1.4.4.1 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÁXIMA

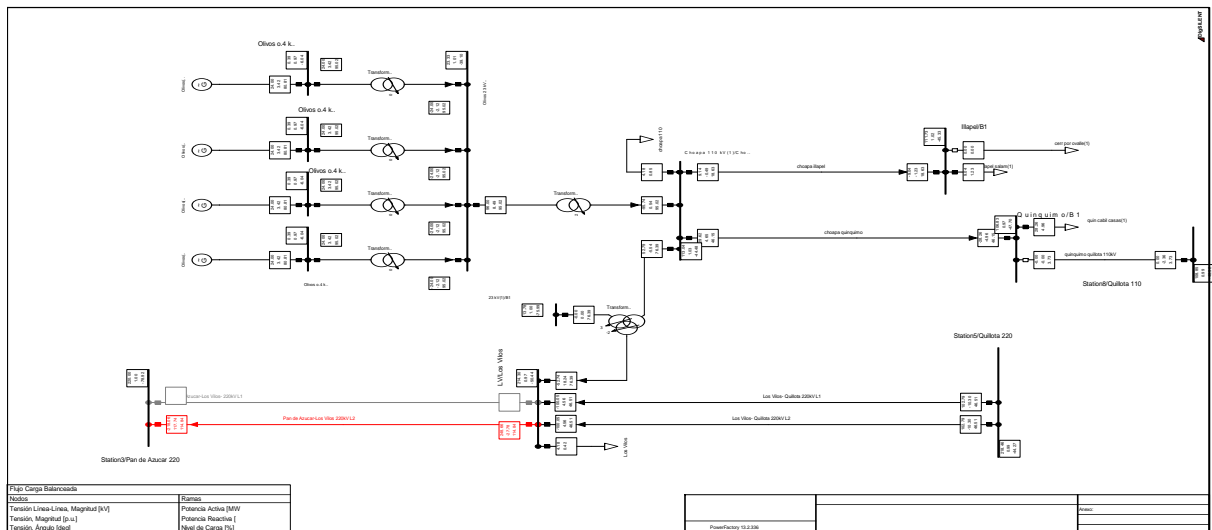


Fig. 19, Diagrama local de la central Olivos, caso base [Elaboración Propia].

#### Alimentación Radial hasta Illapel y Quinquimo

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-109,5	34,0	55,5	-109,5	26,7	54,0	-218,1	117,7	114,8
Quillota-Los Vilos 220 kV	144,8	-25,4	66,1	93,6	-30,7	44,3	102,8	-10,3	46,5
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	43,0	15,8	62,0	-52,7	18,9	74,8	-52,7	18,2	76,4
Choapa-Illapel 110 kV	9,1	0,5	18,6	9,1	-0,4	19,0	9,1	-0,5	18,6
Choapa-Quinquimo	29,6	4,6	46,1	29,7	4,8	47,0	29,6	4,7	46,2
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	1,0	96,6	-95,7	0,5	95,0
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 47, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga [Elaboración Propia].

### Interruptor cerrado Illapel

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-109,5	34,4	55,6	-109,5	25,1	53,7	-218,1	115,8	114,4
Quillota-Los Vilos 220 kV	154,7	-25,7	70,6	103,0	-34,6	48,9	112,3	-14,2	51,0
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	61,2	9,7	83,9	-34,7	5,0	47,4	-34,5	5,4	47,8
Choapa-Illapel 110 kV	27,3	-10,2	59,4	27,3	-10,4	58,2	27,3	-10,2	59,7
Choapa-Quinquimo	29,7	4,7	46,6	29,6	4,5	45,5	29,7	4,8	46,9
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	0,2	93,9	-95,7	0,9	96,4
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 48, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga [Elaboración Propia].

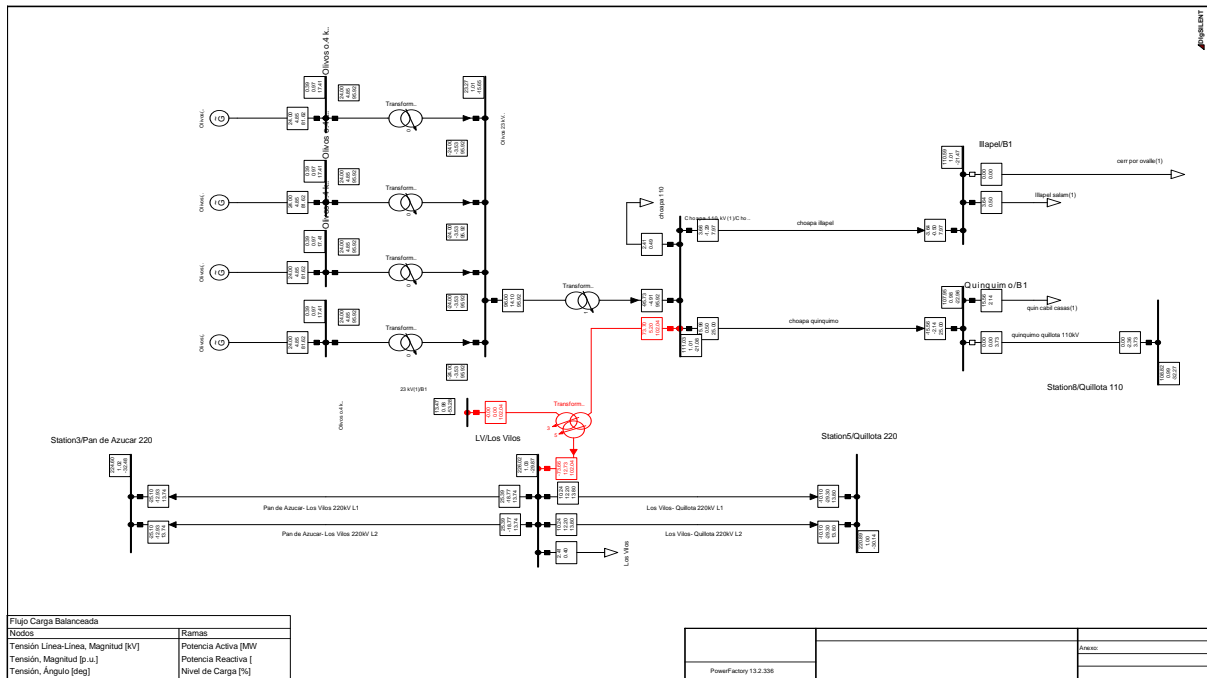
### Anillo cerrado por Quinquimo

Desde-Hasta	Situación Previa			Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos		
	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVAr]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-109,5	32,4	55,2	-109,5	25,4	53,7	-218,1	115,0	114,2
Quillota-Los Vilos 220 kV	129,5	-26,3	59,5	94,4	-32,9	45,0	102,5	-13,8	46,6
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	14,7	20,1	33,6	-51,0	12,0	69,9	-52,9	1,0	-50,4
Choapa-Illapel 110 kV	9,2	-0,4	19,3	9,1	-0,5	18,7	9,1	-0,4	19,0
Choapa-Quinquimo	1,3	12,0	22,4	31,4	-1,1	47,8	29,4	-3,9	46,0
T 110/23 kV Olivos	NE	NE	NE	-95,7	0,6	95,1	-95,7	1,1	96,8
Olivos	NE	NE	NE	24,0	3,4	80,8	24,0	3,4	80,8

Tabla 49, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga [Elaboración Propia].

Los resultados más destacables para las simulaciones en demanda máxima con generación mínima al norte de Pan de Azúcar se da cuando está presente la contingencia en que un circuito de la línea 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos se encuentra fuera de servicio, para las tres posibles topologías en que operara la central, bajo estas condiciones se produce una sobrecarga de la línea 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos alcanzando un valor de sobrecarga de 114,84% y sobrepasando los límites del CER de Pan de Azúcar, por lo que se debería reducir el consumo al norte de Pan de Azúcar, sin embargo hay que destacar que esta situación es independiente de la conexión de la central Olivos al SIC ya que bajo las mismas circunstancias previo a la conexión de la central se produce una sobrecarga similar, por lo que esta última queda determinada solamente por la capacidad de la línea en cuestión y el bajo nivel de generación al norte de Pan de Azúcar.

#### 4.1.4.4.2 RESULTADOS ESCENARIOS DEMANDA MÍNIMA.



**Fig. 20, Diagrama local de la central Olivos con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo [Elaboración Propia].**

#### Alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo

Desde-Hasta	Central conectada			F/S Pan de Azúcar-Los Vilos			F/S Los Vilos-Quillota		
	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]	P [MW]	Q [MVar]	Carga [%]
Pan de Azúcar- Los Vilos 220 kV	-25,1	-12,9	13,7	-50,2	-0,7	25,5	-25,1	-15,5	13,1
Quillota-Los Vilos 220 kV	-10,1	-29,3	13,8	-9,8	-21,8	10,6	-20,2	-34,9	18,0
T Choapa 110 -Los Vilos 220 KV	-73,7	12,7	102,0	-73,7	17,5	101,0	-73,7	13,9	101,7
Choapa-Illapel 110 kV	3,7	-1,3	8,0	3,7	-1,3	7,9	3,7	-1,3	8,0
Choapa-Quinquimo	16,0	0,5	25,0	16,0	0,5	23,4	16,0	0,5	25,0
T 110/23 kV Olivos	-95,7	-4,9	95,9	-95,7	0,0	95,1	-95,7	-3,7	95,7
Olivos	24,0	4,9	81,6	24,0	3,6	80,9	24,0	4,5	81,4

**Tabla 50, Flujo de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga en zona de interés, para la topología con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo [Elaboración Propia].**

Lo más destacado de las simulaciones realizados para los escenarios en demanda mínima con mínima generación al norte de pan de azúcar es la sobrecarga del transformador 220/110 kV Choapa-Los Vilos por sobre lo establecido en la NTdeSyCS alcanzando un valor de 102,04% de sobrecarga cuando la central está conectada y un valor de 101,74% cuando un circuito de la línea 220 kV Los Vilos – Quillota se encuentra fuera de servicio todo esto cuando la central opera con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo. Se recomendaría entonces un DAG cuando el transformador 220/110 kV Choapa – Los Vilos se sobrecargue operando la central sin una nave, es decir al 75%, aunque eso como una posible solución pudiendo existir otras.

#### 4.1.5 CONCLUSIONES

Luego del análisis de los resultados arrojados por el estudio de flujo de potencia el cual considera la operación normal al 100% de la central Olivos, es decir con sus 4 naves conectadas al SIC, como ante posibles contingencias que pudiesen presentarse, todo esto para las posibles topologías en que pudiese operar la central, esto es con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo, con el interruptor cerrado por Illapel o con anillo cerrado por Quinquimo, todos estos escenarios se simularon para demanda máxima y demanda mínima considerando una condición hidrológica media y de manera de representar de forma aproximada una operación con hidrología húmeda y seca se consideraron los escenarios anteriores con máxima y mínima generación al norte de Pan de Azúcar con el fin de de representar todos los escenarios en que pudiese operar la central Olivos y de esta forma verificar el cumplimiento de la normativa vigente.

Luego se puede decir que la operación de la central Olivos cumple con los estándares de tensión establecidos en la NTdeSyCS esto atendiendo a lo descrito en el capítulo 3 de la presente memoria para el análisis de flujo de potencias, es decir considerando los límites de tensión para el estado normal y alerta, que la tensión en bornes de los generadores no superase un mas menos 5% respecto de su valor nominal y que para controlar tensión la potencia reactiva no sobrepasase el 90% en operación normal o el 100% en estado de alerta de acuerdo al diagrama PQ, todo lo anterior se cumple y se encuentra en las tablas anteriores o en los Anexos pertinentes. En cuanto a la sobrecarga de las líneas y transformadores es posible concluir que no hay inconvenientes respecto de lo que dice la NTdeSyCS salvo para el escenario que considera demanda mínima con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo y la central operando al 100% copando el límite de sobrecarga del transformador de tres devanados Choapa Los Vilos alcanzando valores alrededor de 103% de sobrecarga lo cual presentaría un problema respecto de lo que dicta la NTdeSyCS, por lo cual como posibles soluciones se propone operar el transformador con refrigeración forzada con lo cual se aumentaría en un 20% su capacidad, otra alternativa es habilitar una protección de sobrecarga que detecte cuando el transformador se sobrecarga y desconecte una nave de la central en cuyo caso la carga del transformador alcanza alrededor de un 71% por ultimo y la solución menos factible es aumentar la capacidad del transformador que presenta problema, de las tres soluciones posibles la recomendada es la de habilitar un DAG de una nave de la central Olivos cuando se detecte una sobrecarga del transformador en cuestión, esto debido a que dicho transformador es propiedad de CGE por lo que la solución con refrigeración forzada no está en manos de la central Olivos.

Por lo tanto se concluye luego del análisis estático que la conexión de la central Olivos no presenta inconvenientes respecto de lo que dicta la NTdeSyCS en lo referido a los estándares de seguridad y calidad de servicio en régimen permanente, descritos en el capítulo 3 de la presente memoria.

## 4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Se debe efectuar un estudio de cortocircuitos, en el que se evalúe el impacto que provoca la incorporación de la central diesel Olivos, al Sistema Interconectado Central, con respecto a los niveles de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en los puntos adyacentes de la nueva instalación. Los parámetros claves a analizar corresponden a niveles de potencia y corrientes de cortocircuito en las barras, de acuerdo con las disposiciones de establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Para el estudio de cortocircuitos, se debe considerar el escenario más desfavorable para la ocurrencia de un cortocircuito por parte de la central esto es operando con anillo cerrado por Quinquimo con todas las unidades generadoras operando, además de esto el escenario considerado por parte del SIC es de demanda máxima con máxima generación al norte de pan de azúcar y con esto se consigue el escenario más desfavorable al aporte de cortocircuitos en la zona, luego de esto es importante identificar que instalaciones pueden verse afectadas en régimen permanente debido a la incorporación de la central Olivos esto es comprobar si la capacidad de ruptura de los equipos de instalaciones aledañas a la central Olivos se ven superada por los nuevos niveles de corriente de cortocircuito. Las capacidades de rupturas actuales fueron proporcionadas por la empresa IMELSA S.A y obtenidas a través del sitio web oficial del CDEC-SIC.

### BARRAS A CONSIDERAR

Las barras a considerar corresponden a las del entorno eléctrico de la central Olivos.

Interruptor	[kV]	Cap. Ruptura Simétrica [kA]	Cap. Ruptura Asimétrica [kA]
Pan de Azúcar	220	50	63
Los Vilos	220	50	63
Quillota	220	40	50
Maitencillo	220	50	63
San Luis	220	40	40
Polpaico	220	32	40
Choapa	110	40	40
Illapel	110	25	25
Quinquimo	110	40	40
Quillota	110	31.5	37.8
Olivos	23	---	---
Olivos	0,4	---	---

Tabla 51, Barras a considerar [Elaboración Propia].

### 4.2.1 CORTOCIRCUITOS TOTALES EN BARRAS

A continuación se muestran las tablas con los resultados de las simulaciones donde se indican los niveles de corrientes de cortocircuitos para fallas trifásicas y monofásicas a tierra en las barras consideradas indicadas en la tabla anterior, para los casos correspondiente a la situación previa a la instalación de la central y una vez que está funcionando.

### 4.2.1.1 CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS EN BARRAS

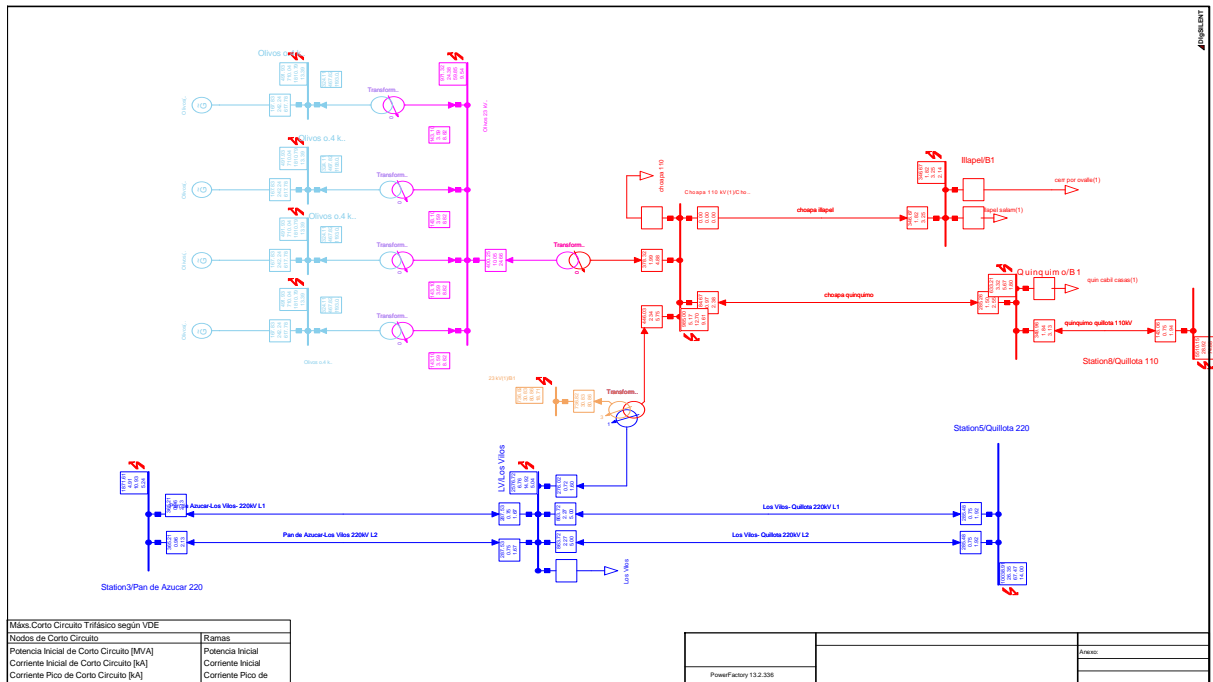


Fig. 21, Cortocircuito trifásico con la central incluida [Elaboración Propia].

BARRAS	[kV]	SIN CENTRAL		CON CENTRAL		$\Delta I_{kss} [\%]$
		CC3f Skss [MVA]	CC3f Ikss [kA]	CC3f Skss [MVA]	CC3f Ikss [kA]	
Pan de Azúcar	220	1851,00	4,86	1871,61	4,91	1,03
Los Vilos	220	2429,74	6,38	2576,72	6,76	5,96
Quillota	220	9911,81	26,01	10038,91	26,35	1,31
Maitencillo	220	3399,91	8,92	3406,41	8,94	0,22
San Luis	220	9819,85	25,77	9923,01	26,04	1,05
Polpaico	220	9354,81	24,55	9397,01	24,66	0,45
Choapa	110	610,03	3,20	985,00	5,17	61,56
Illapel	110	286,80	1,51	346,67	1,82	20,53
Quinquimo	110	568,99	2,99	633,21	3,32	11,04
Quillota	110	5463,76	28,68	5510,15	28,92	0,84
Olivos	23	-	-	971,32	24,38	-
Olivos	0,4	-	-	491,93	710,04	-

Tabla 52, Niveles de cortocircuito trifásico [Elaboración Propia].

De la tabla anterior es posible observar que la inclusión de la central Olivos provoca un incremento considerable en las barras destacadas en la tabla correspondiente, encontrándose el mayor incremento en la barra Choapa 110 kV alcanzando un 61,56% respecto de la situación sin central, las otras barras afectadas son Illapel, Quinquimo y los Vilos no superando un 20,53% de incremento en la corriente simétrica de cortocircuito trifásico, esto es de esperar pensando que la central se conecta en la subestación Choapa y su mayor efecto será en esta barra y en las que se encuentren próximas a esta.

El resto de las barras estudiadas no se ve significativamente afectada producto de la incorporación de la central Olivos.

## 4.2.1.2 CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS EN BARRAS

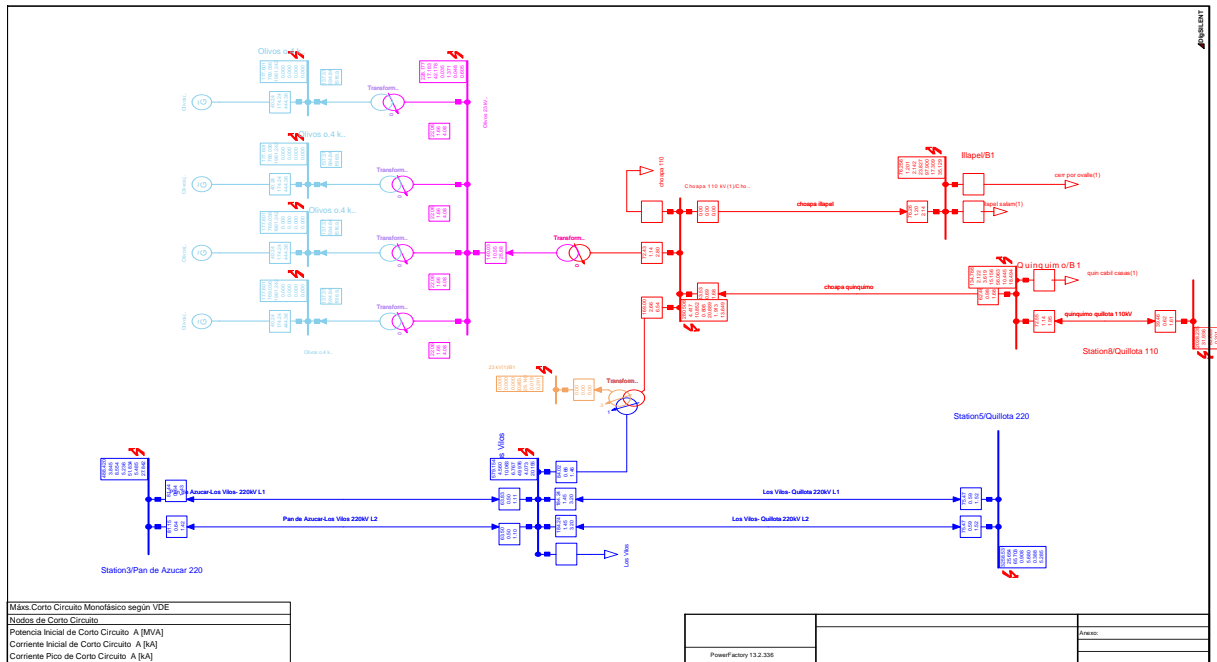


Fig. 22, Cortocircuito monofásico con la central incluida [Elaboración Propia].

BARRAS	[kV]	SIN CENTRAL		CON CENTRAL		$\Delta I_{kss} [\%]$
		CC1f Skss [MVA]	CC1f Ikss [kA]	CC1f Skss [MVA]	CC1f Ikss [kA]	
Pan de Azúcar	220	486	3,826	<b>488,42</b>	<b>3,845</b>	0,50
Los Vilos	220	564,309	4,443	579,154	4,56	2,63
Quillota	220	3232,215	25,45	3258,531	25,654	0,81
Maitencillo	220	1286,849	10,131	1288,589	10,145	0,14
San Luis	220	3540,224	27,872	3566,392	28,078	0,74
Polpaico	220	2284,517	17,986	2289,103	18,022	0,20
Choapa	110	207,738	3,271	280,508	4,417	35,04
Illapel	110	70,09	1,104	76,256	1,201	8,79
Quiquimo	110	128,831	2,029	134,788	2,122	4,58
Quillota	110	2016,204	31,747	2028,235	31,936	0,60
Olivos	23	-	-	228,177	17,183	-
Olivos	0,4	-	-	177,601	769,036	-

Tabla 53, Niveles de cortocircuito monofásico [Elaboración Propia].

Nuevamente es posible observar que el incremento en la corriente simétrica de cortocircuito monofásica producto de la inclusión de la central Olivos se da en las mismas barras que para el caso del cortocircuito trifásico, encontrándose un incremento menor al caso anterior en la barra Choapa 110 kV alcanzando un 35,04% respecto de la situación sin central, las otras barras afectadas son Illapel, Quiquimo y los Vilos no superando un 8,79% de incremento en la corriente simétrica de cortocircuito monofásica, esto es de esperar pensando que el mayor aporte de la central a la corriente de cortocircuito será en la barra a la cual se conecte y las barras próximas a esta.

El resto de las barras estudiadas no se ve significativamente afectada producto de la incorporación de la central Olivos.



## 4.2.2 CAPACIDAD DE RUPTURA

A continuación se muestran las capacidades de ruptura simétrica y asimétrica para las barras que presentan más de un 5% de incremento en las corrientes simétricas de cortocircuito y se les compara con las capacidades existentes, para el caso de la central Olivos se determina la capacidad necesaria de los interruptores.

Para determinar la corriente asimétrica de cortocircuito, se utilizó la norma ANSI/IEEE C37.10.1979 [se detalla método en Anexo 3]. Para ello se determinó la relación  $\frac{X}{R}$  y  $\frac{2X_1+X_0}{2R_1+R_0}$  en el punto de falla para el mayor cortocircuito trifásico y monofásico respectivamente para todos los interruptores afectados. Con estos valores se determinan los factores de asimetría trifásica y monofásica que modifican a las corrientes de cortocircuito en cada uno de los puntos, obteniéndose las corrientes asimétricas, los resultados que dan cuenta de las relaciones que se buscan se presentan a continuación:

Interruptor	[kV]	X/R	K1	$(2X_1+X_0)/(2R_1+R_0)$	Ko
Los Vilos	220	5,04	1	6,054180916	1
Choapa	110	9,61	1	10,39857574	1
Illapel	110	2,14	1	2,877200787	1
Quinquimo	110	1,80	1	2,581451479	1
Olivos	23	9,54	1	19,70229008	1
Olivos	0,4	13,39	1	37,89285714	1,08

Tabla 54, Relación y Factores de Asimetría en el Punto de Falla [Elaboración Propia].

Luego de obtenidos los factores de asimetría se determinaron las corrientes asimétricas en las barras estudiadas y con esto se encontró la capacidad de ruptura requerida comparando los niveles de las corrientes asimétricas y simétricas para el cortocircuito trifásico y monofásico, luego el mayor valor de esta comparación es el que corresponde a la capacidad de ruptura requerida y se compara con la capacidad de ruptura existente, en el caso de los interruptores correspondientes a la central Olivos la capacidad de ruptura requerida corresponde a la capacidad requerida para dichos interruptores.

Interruptor	[kV]	CC3 Ø		CC1 Ø		Cap. Ruptura Requerida		Cap. Ruptura Existente	
		Sim	Asim	Sim	Asim	Sim	Asim	Sim	Asim
Los Vilos	220	6,76	6,76	4,56	4,56	6,76	6,76	50	63
Choapa	110	5,17	5,17	4,417	4,417	5,17	5,17	40	40
Illapel	110	1,82	1,82	1,201	1,201	1,82	1,82	25	25
Quinquimo	110	3,32	3,32	2,122	2,122	3,32	3,32	10,5	10,5
Olivos	23	24,38	24,38	17,183	17,183	24,38	24,38		
Olivos	0,4	47,34	47,34	51,269067	55,370592	51,269	55,370592		

Tabla 55, Capacidad de Ruptura Requerida y Existente de cada Interruptor en [kA] [Elaboración Propia].

Es posible concluir de la tabla precedente que la capacidad existente de los interruptores sobrepasa holgadamente las capacidades de ruptura requeridas, por lo que la incorporación de la central Olivos no presenta inconvenientes en cuanto a lo que dice la NTdeSyCS siempre y cuando se disponga de un interruptor de capacidad superior a la destacada en la tabla xx que es la requerida para el interruptor del punto de conexión de la central con el SIC.

#### **4.2.3 CONCLUSIONES**

Es posible concluir luego del análisis de las tablas precedentes que la inclusión de la central Olivos provoca un aporte a la corriente de cortocircuito en la proximidad de la zona a la cual se conecta, esto es las subestaciones Choapa (punto de conexión con el SIC), y las subestaciones Illapel, Quinquimo y Los Vilos en menor medida (barras próximas a la subestación Choapa), sin embargo este aumento en las corrientes de cortocircuito tanto simétricas como asimétricas no provoca ningún inconveniente respecto de lo que dicta la NTdeSyCS pues los valores alcanzados se encuentran holgadamente por debajo de las actuales capacidades de ruptura de los interruptores existentes en las subestaciones mayormente afectadas.

En el resto de las subestaciones consideradas, encontrándose estas más alejadas del punto de conexión de la central Olivos, los efectos provocados por la inclusión de esta última son totalmente despreciables no superando el 1,31% de variación.

En cuanto a la capacidad de los interruptores correspondiente a la central Olivos, esta fue determinada registrándose las corrientes que circularían por dichos puntos para el peor escenario, por lo tanto sus interruptores deben poseer una capacidad de ruptura mínima de 24,38 para el interruptor de 23kV y de 55,4 para el interruptor en 0,4kV considerando el margen de seguridad pertinente.

Como conclusión final se puede decir entonces que la inclusión de la central Olivos al SIC es totalmente factible puesto que no ocasiona inconvenientes respecto de lo que dicta la NTdeSyCS por cuanto el aumento de las corrientes de cortocircuito provocado en las proximidades a su punto conexión al SIC se mantienen muy por debajo de las actuales capacidades de ruptura de los interruptores existentes en la zona y por otro lado se determinaron las corrientes de cortocircuito máximas que deberá soportar la central con lo cual es posible determinar la capacidad de ruptura de los interruptores con que debe contar la central Olivos.

### 4.3 ESTUDIO ESTABILIDAD TRANSITORIA

De acuerdo con las disposiciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, con el fin de demostrar que la central Olivos opera dentro de las exigencias allí establecidas. Se hace necesaria la realización de un estudio dinámico de estabilidad transitoria.

Los estudios dinámicos, que se deberán analizar corresponden a estudios de estabilidad transitoria, que simulen el comportamiento del sistema ante una perturbación (contingencias de severidad especificada en la NTdeSyCS). En el estudio se considera el SIC en condición de operación en demanda máxima, debido a que en esta situación el sistema se encuentra con mayor cantidad de recursos utilizados y por lo tanto más exigido, el estudio considera también topologías posibles en que podría operar la central y las contingencias que debe superar de acuerdo al artículo 5-37 de la NTdeSyCS. Bajo estas condiciones se deben analizar las variables de estado del sistema a partir de la condición normal de operación, condición de falla con apertura de interruptores y operación posterior.

En las simulaciones realizadas la modelación de la Central Olivos, considero un modelo típico de regulador de tensión para máquinas de similares características y no se consideró necesario representar un regulador de velocidad por el tipo y tamaño de las unidades, el detalle de las constantes de tiempo necesarias para el análisis transitorio se detalla en el anexo 3 y fueron proporcionadas por IMELSA S.A.

#### 4.3.1 ESCENARIOS

Topología	Escenarios
Alimentación hasta Illapel y Quinquimo (Caso Base)	Desconexión de la central
	Falla bifásica a tierra, sin reconexion en la línea Pan de Azúcar- Los Vilos 220kV.
	Falla bifásica a tierra, sin reconexion en la línea Los Vilos - Quillota 220 kV
Anillo cerrado por Quinquimo	Desconexión de la central
	Falla bifásica a tierra, sin reconexion en la línea Pan de Azúcar- Los Vilos 220kV.
	Falla bifásica a tierra, sin reconexion en la línea Los Vilos - Quillota 220 kV

Tabla 56, Escenarios a simular [Elaboración Propia].

### 4.3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para los escenarios presentados en la tabla anterior se realizaron las simulaciones correspondientes, presentándose a continuación los resultados obtenidos y un breve análisis al respecto. Los diagramas correspondientes a la simulación de cada escenario se encuentran en el Anexo 3, simulaciones.

#### 4.3.2.1 ALIMENTACIÓN RADIAL HASTA ILLAPEL Y QUINQUIMO

##### 4.3.2.1.1 DESCONEXIÓN DE LA CENTRAL

Se simulo la desconexión de la central Olivos mediante la apertura del interruptor del Transformador 23/110 kV que lo une a la subestación Choapa que es donde se conecta al SIC, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.

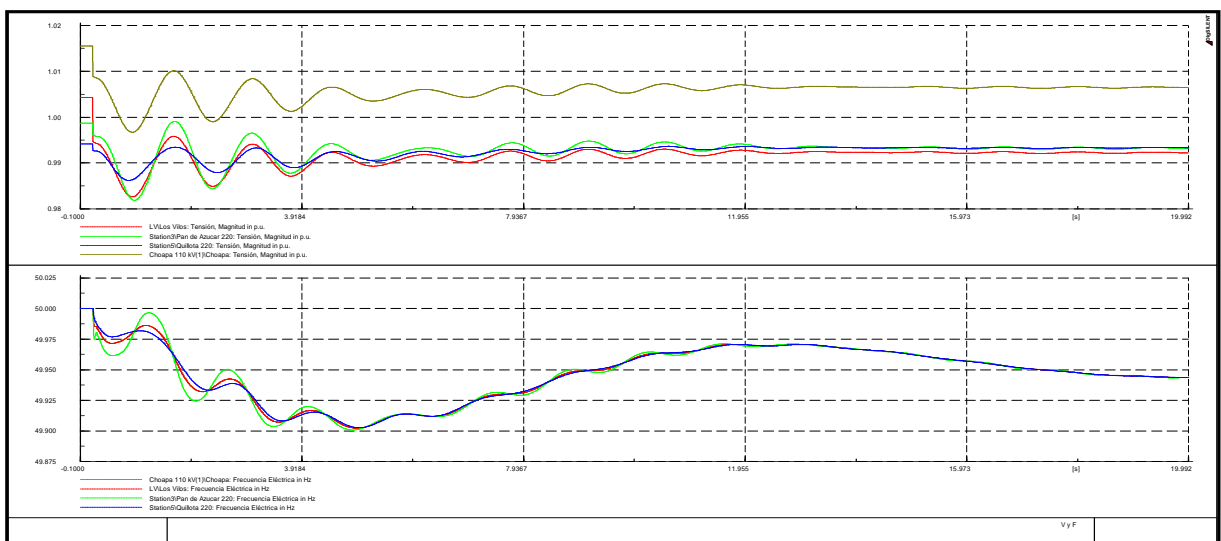


Fig. 23, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].

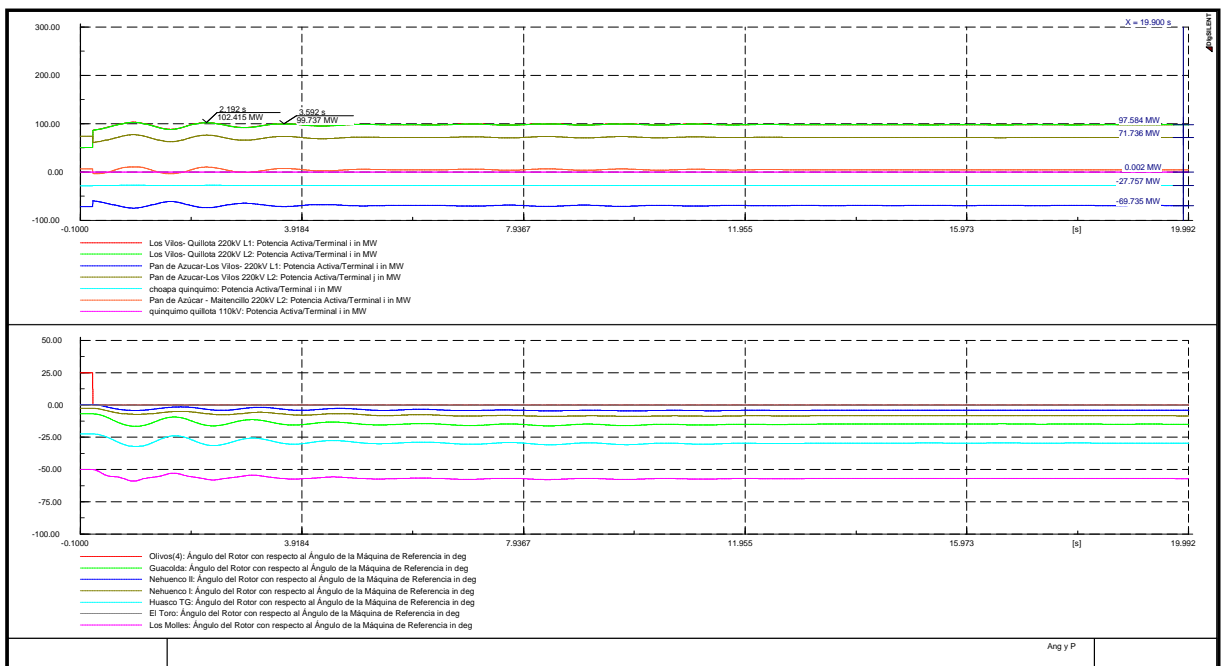


Fig. 24, Niveles transitorios de potencia activa en líneas y variación angular de los generadores [Elaboración Propia].

De los gráficos se concluye que los efectos transitorios provocados por la desconexión intempestiva de la central son mínimos debido a que las tensiones permanecen casi invariables cayendo menos de un 3% respecto de sus valores previos a la desconexión estabilizándose rápidamente en torno a estos valores, cumpliendo holgadamente con lo que dicta la NTdeSyCS.

Respecto de la frecuencia es posible decir que esta permanece casi inalterable produciéndose una variación de alrededor de 0,1 Hz alcanzando a los 20 segundos un valor de 49,935 cumpliendo de esta forma con lo que dicta la NTdeSyCS.

Del gráfico que muestra la transferencia de potencia activa por las líneas contiguas a la falla vemos que el factor de amortiguamiento en la línea que transporta mayor cantidad de potencia activa, en este caso la línea Los Vilos – Quillota 220kV alcanza un valor de 12,72% por lo que cumple con ser mayor a un 5% estabilizándose rápidamente en torno a sus valores previos a la desconexión intempestiva de la central, el cálculo del factor de amortiguamiento se detalla en el Anexo 3, simulaciones dinámicas. Respecto a la excursión angular en las maquinas sincrónicas, estas no superan los 20° en su primera oscilación, cumpliendo de esta forma con la NTdeSyCS.

#### 4.3.2.1.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LA LÍNEA LOS VILOS - PAN DE AZÚCAR 220 KV.

Se simuló una falla bifásica a tierra sin reconexión, a la mitad de un circuito de la línea Los Vilos – Pan de Azúcar, la cual es despejada desde ambos extremos a los 120 ms, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.

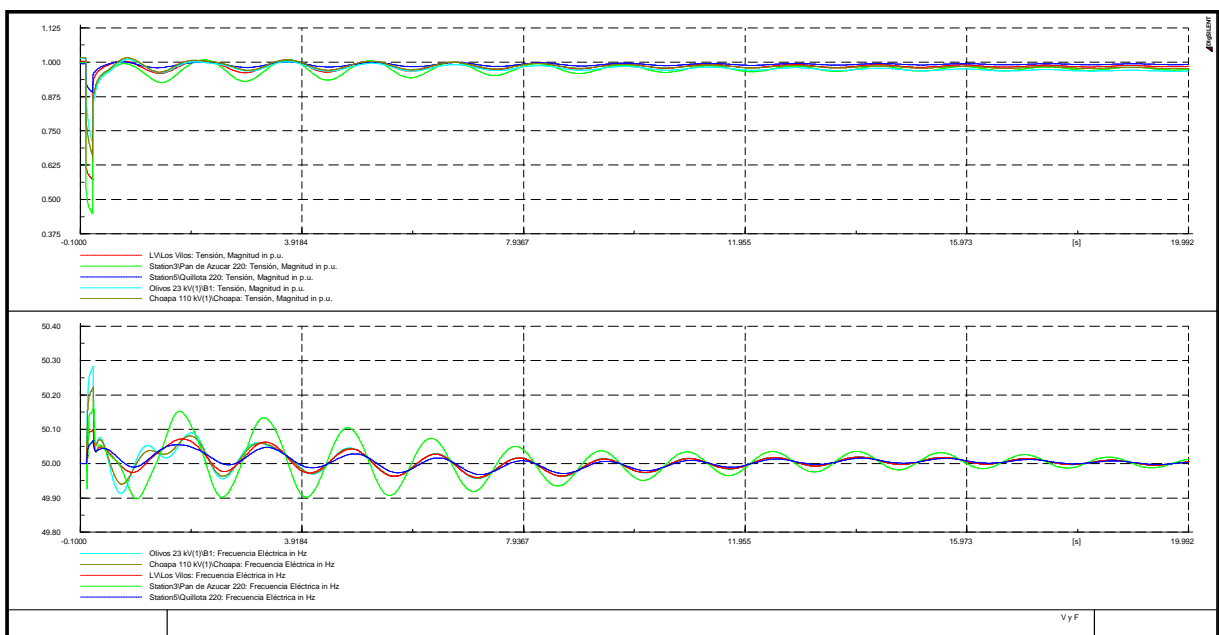
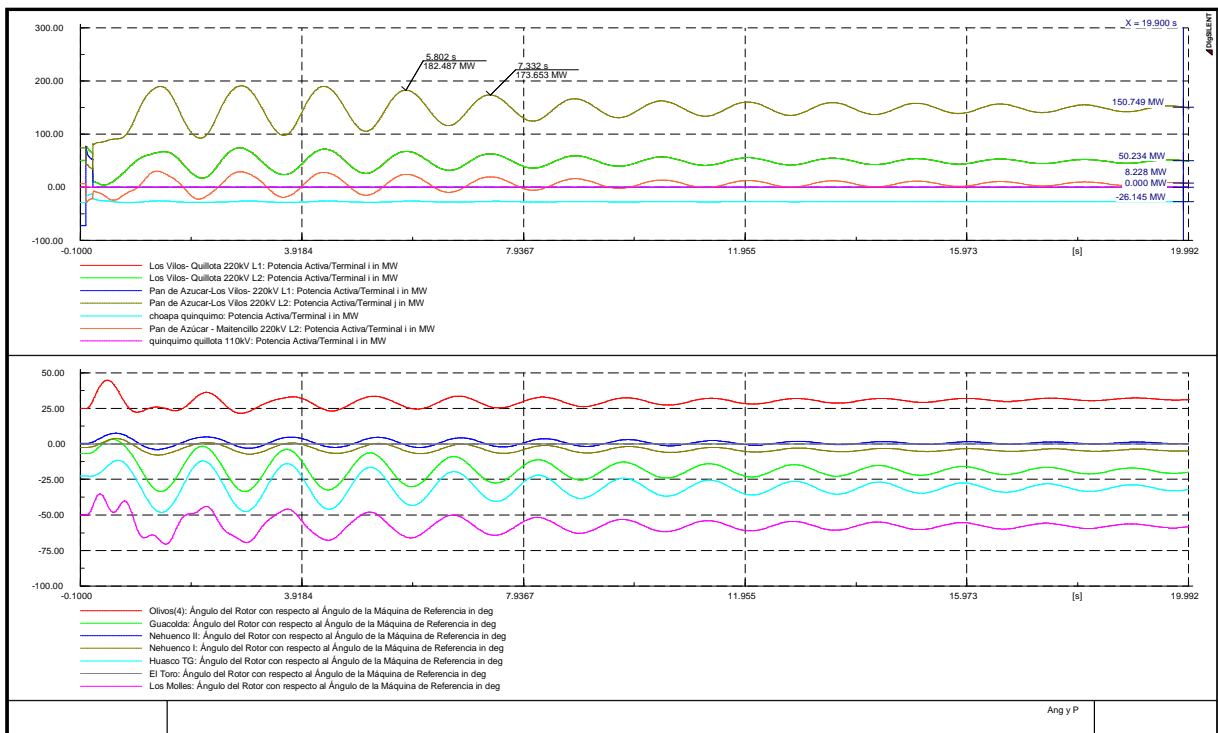


Fig. 25, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].



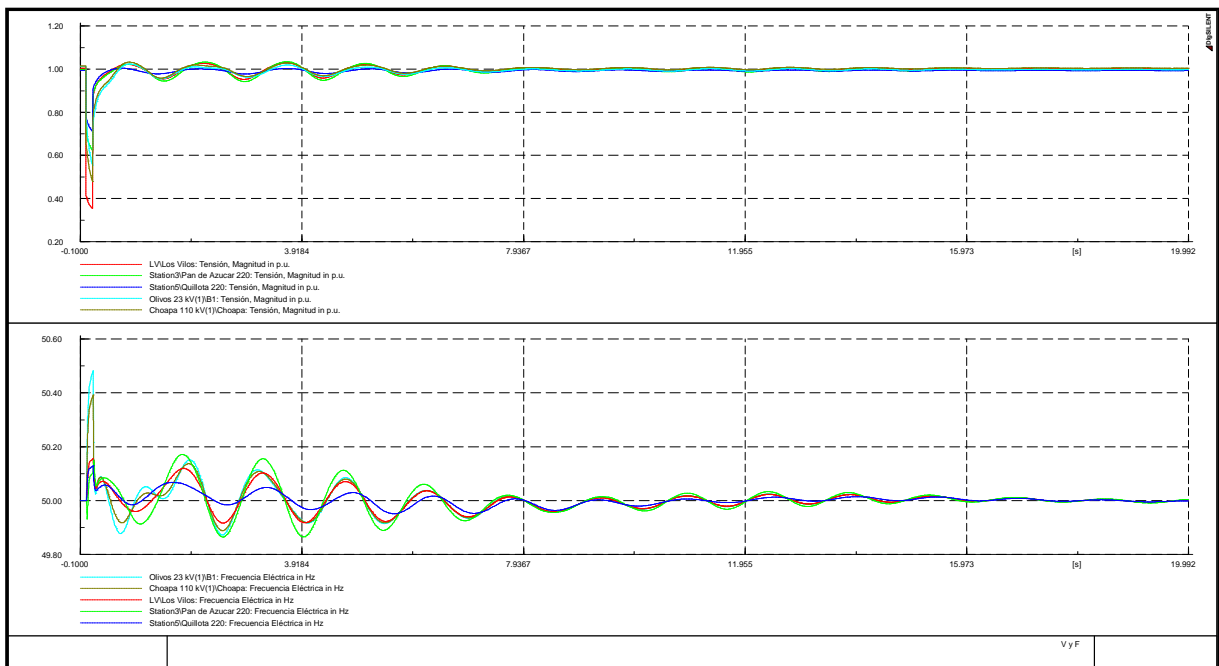
**Fig. 26, Niveles transitorios Potencia en las líneas y variación angular de los generadores [Elaboración Propia].**

De los gráficos anteriores es posible inferir que como consecuencia de la falla las tensiones sufren una fuerte caída mientras se encuentra presente la falla, sin embargo, luego de que operan las protecciones a los 120 ms todas las barras consideradas están por sobre 0.7 en p.u y luego de un segundo están sobradamente por sobre 0.8 en p.u para que al final de los 20 segundos estén dentro de una banda de más menos 10% respecto de su valor original cumpliendo de esta forma con lo que se establece en la NTdeSyCS. Para el caso de la frecuencia esta alcanza un valor máximo de 50.28 Hz estabilizándose rápidamente entorno a los 50 Hz para que al final de los 20 segundos se encuentre dentro del rango aceptado para la frecuencia en régimen permanente no presentando problemas con lo que dicta la NTdeSyCS.

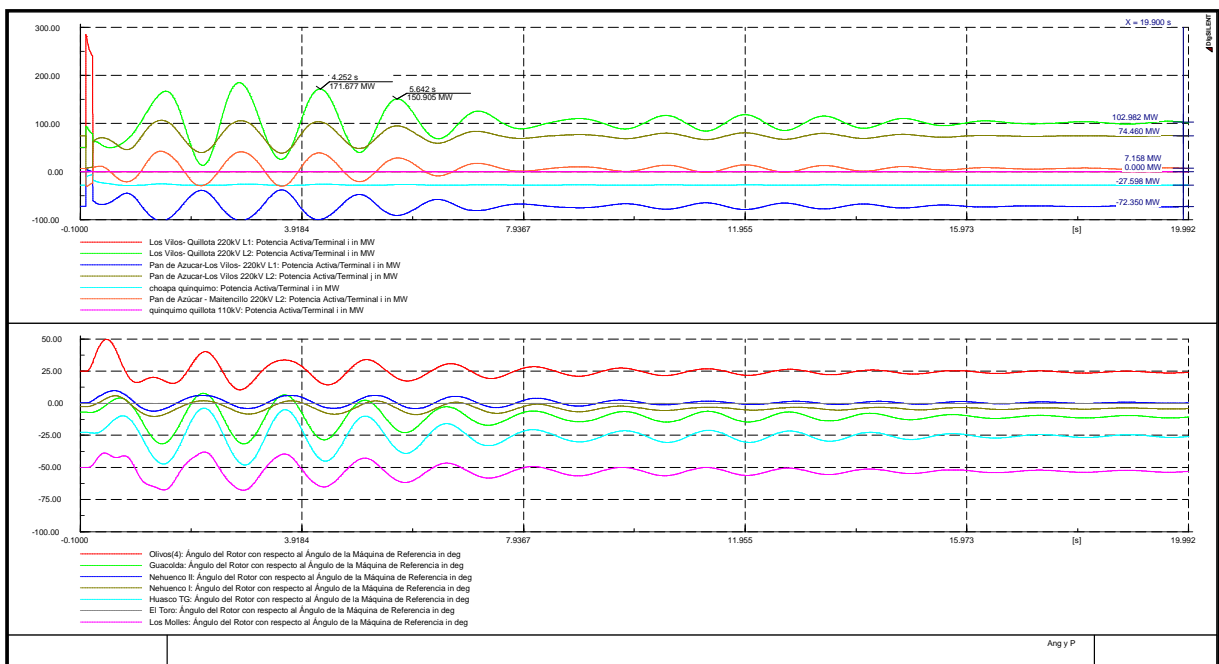
Respecto de la excursión angular provocadas en las maquinas sincrónicas en su primera oscilación estas no sobrepasan los 35° cumpliendo con el margen de seguridad establecido por la NTdeSyCS, para el caso del factor de amortiguamiento considerado en la línea contigua a la falla que transporta mayor cantidad de potencia activa, en este caso el circuito 2 de la línea Pan de azúcar – Los Vilos 220 kV este alcanza un valor de 5,18% cumpliendo así con la NTdeSyCS.

#### **4.3.2.1.3 FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LA LÍNEA LOS VILOS QUILLOTA 220 KV.**

Se simulo una falla bifásica a tierra sin reconexion, a la mitad de un circuito de la línea de 220 kV Quillota – Los Vilos, la cual es despejada desde ambos extremos a los 120 ms, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.



**Fig. 27, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].**



**Fig. 28, Niveles transitorios de potencia en líneas y variación angular de los generadores [Elaboración Propia].**

Los resultados obtenidos son similares al caso anterior, en donde podemos ver que los niveles de tensión caen durante la falla, estabilizándose rápidamente en torno a sus valores previos. Del gráfico correspondiente a la frecuencia vemos que esta alcanza un valor máximo de 50.44 Hz estabilizándose rápidamente en torno a la frecuencia original del sistema. Con respecto a la excursión angular de las máquinas sincrónicas en su primera oscilación estas no sobrepasan los 40° cumpliendo con el margen de seguridad establecido en la NTdeSyCS, el factor de amortiguamiento calculado en el segundo circuito de la línea Los Vilos – Quillota 220 kV alcanza un valor de 5,72 % con lo que se cumple con la NTdeSyCS.

### 4.3.2.2 ALIMENTACIÓN CON ANILLO CERRADO POR QUINQUIMO

#### 4.3.2.2.1 DESCONEXIÓN CENTRAL

Se simulo la desconexión de la central Olivos mediante la apertura del interruptor del Transformador 23/110 kV, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.

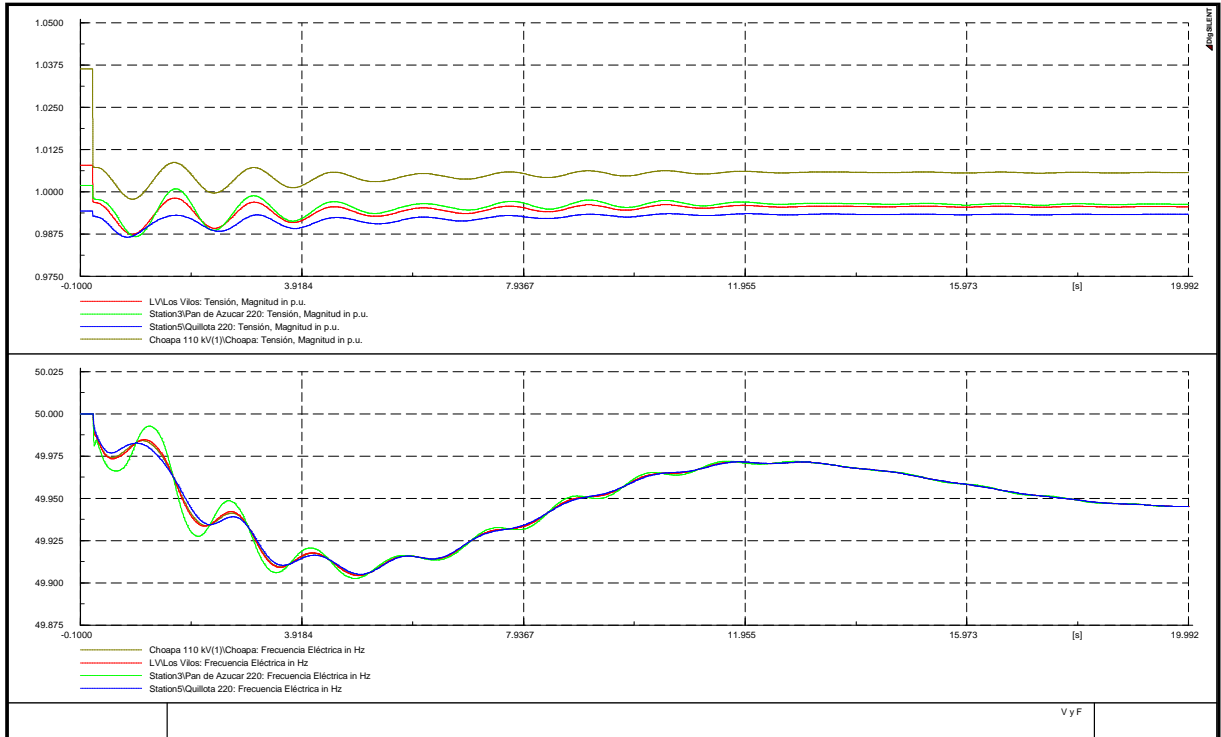


Fig. 29, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].

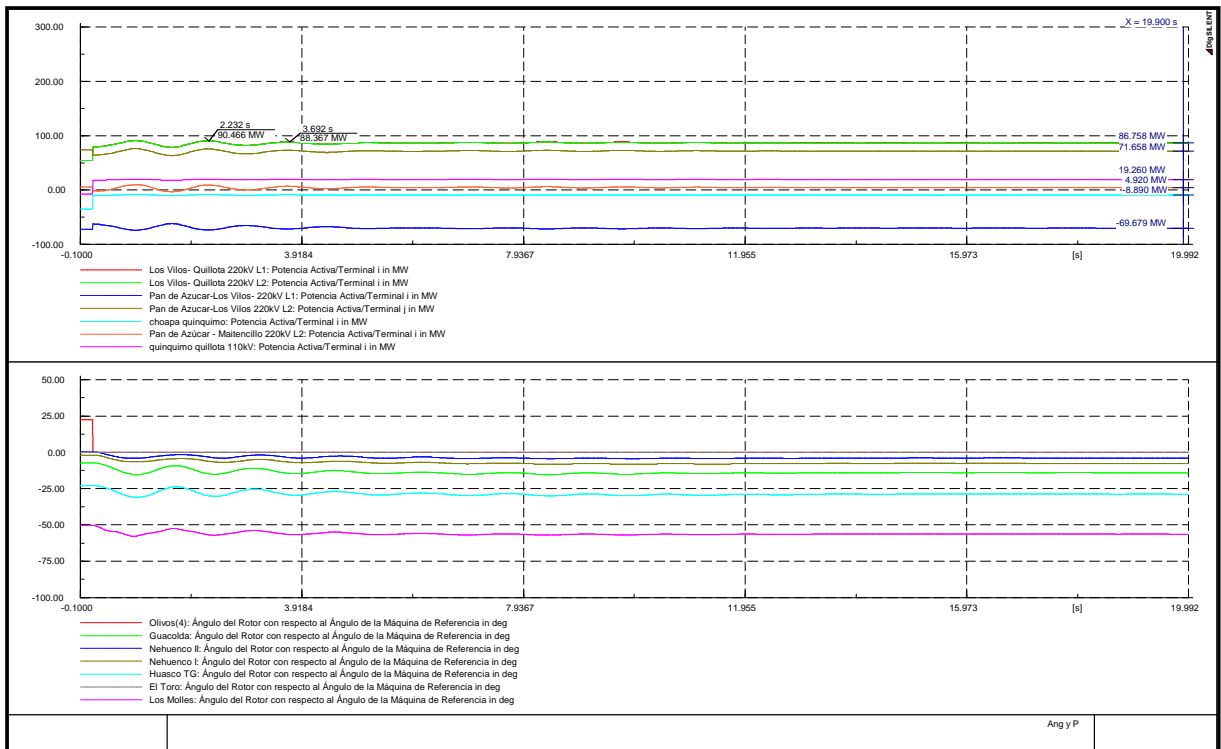


Fig. 30, Niveles transitorios de potencia en líneas y variación angular de los generadores [Elaboración Propia].



De los gráficos se concluye que los efectos transitorios provocados por la desconexión intempestiva de la central para los niveles de tensión y frecuencia cumplen holgadamente con lo permitido en la NTdeSyCS de manera similar a lo dicho para este escenario con alimentación radial hasta Illapel y Quinquimo.

De los gráficos se concluye que la excursión angular de las maquinas sincrónicas en su primera oscilación estas no sobrepasan los  $15^\circ$  y el factor de amortiguamiento de las líneas cercanas a la falla que transporta mayor cantidad de potencia activa alcanza un 13,17% por lo que se cumple con lo que dicta la NTdeSyCS.

#### 4.3.2.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LA LÍNEA LOS VILOS - PAN DE AZÚCAR 220 KV.

Se simulo una falla bifásica a tierra sin reconexion, en la mitad de un circuito de la línea de 220 kV Pan de Azúcar – Los Vilos, la cual es despejada desde ambos extremos a los 120 ms, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.

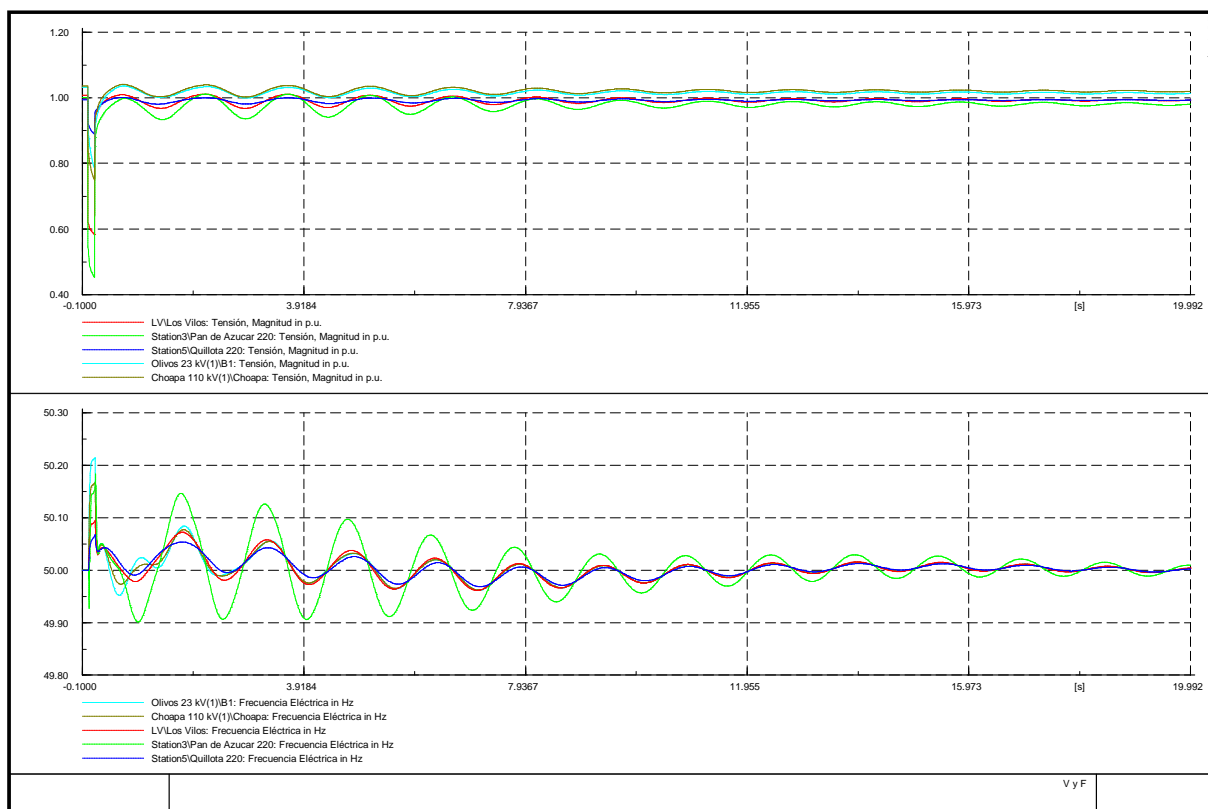
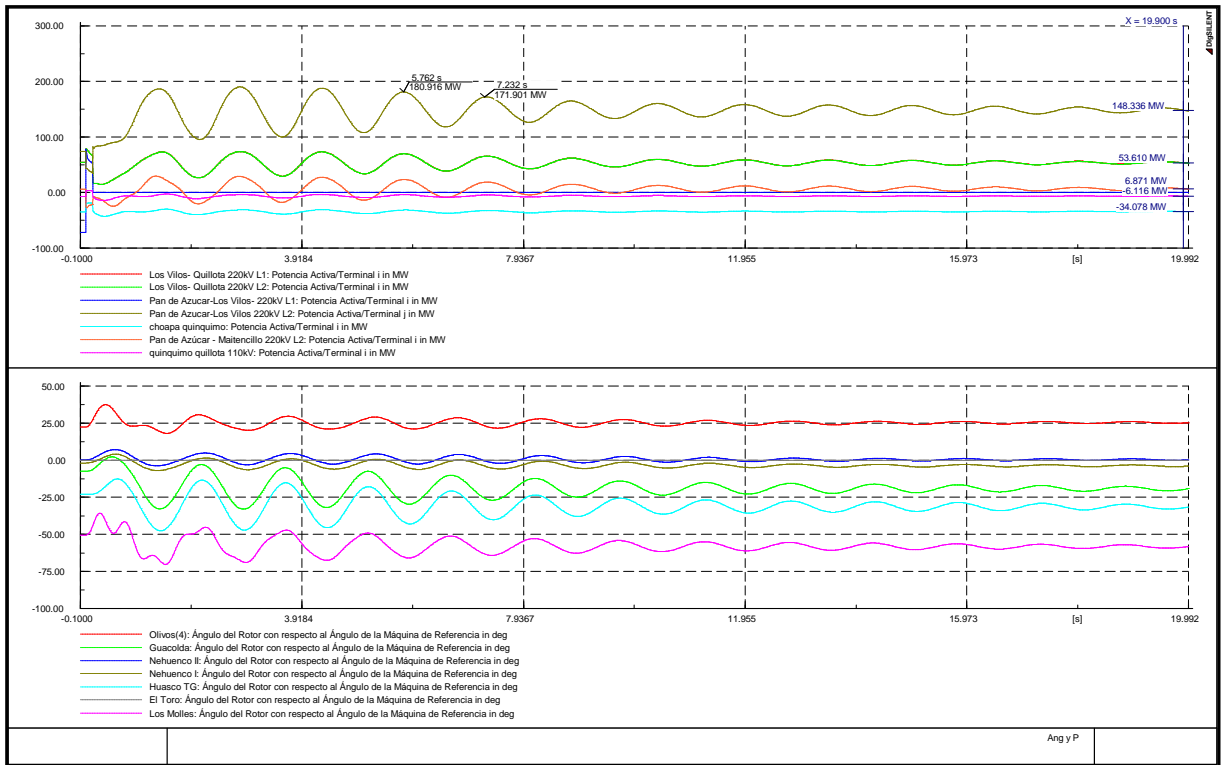


Fig. 31, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].



**Fig. 32, Niveles transitorios de frecuencia en barras y variación angular de los generadores [Elaboración Propia].**

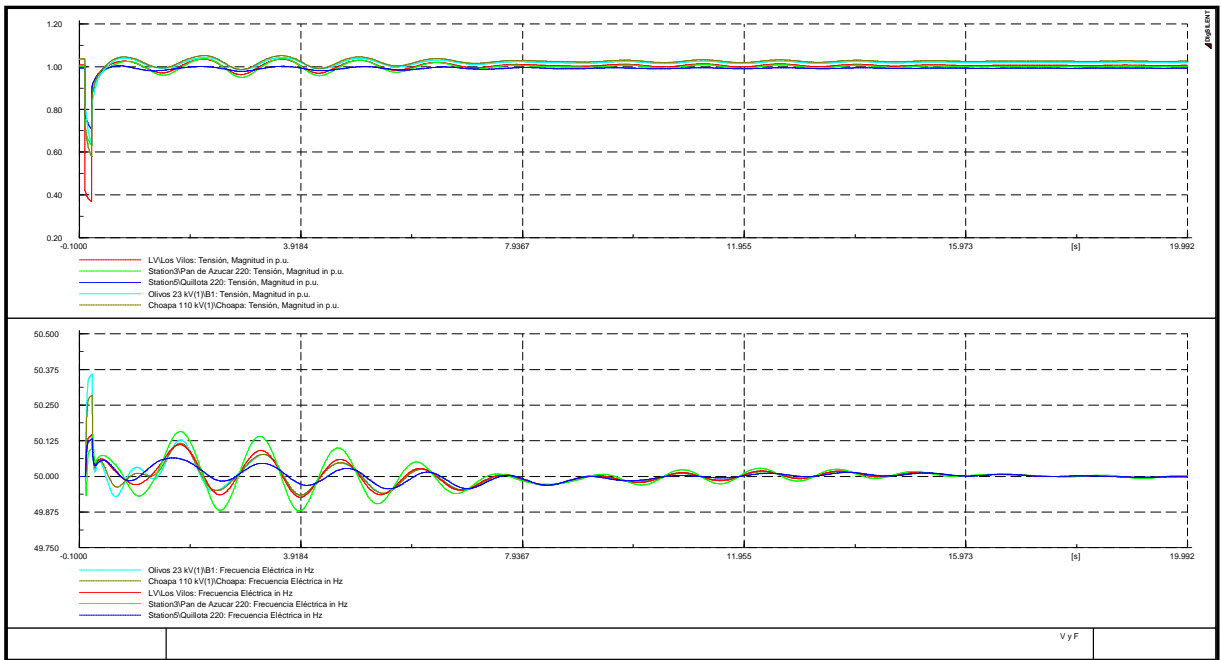
Luego de analizados los gráficos presentados anteriormente se concluye que los niveles transitorios de la tensión en las barras adyacentes sufren una caída durante la falla para que luego de que operan las protecciones a los 120 ms, se establezcan rápidamente por lo que al final de los 20 segundos se encuentren dentro de la banda permitida cumpliendo de esta forma con lo dispuesto en la NTdeSyCS.

Producto de la falla se produce una variación en la frecuencia que sin embargo no presenta ningún inconveniente respecto de lo que dicta la NTdeSyCS alcanzando un valor máximo de 50.21 Hz estabilizándose rápidamente en torno a los 50 Hz.

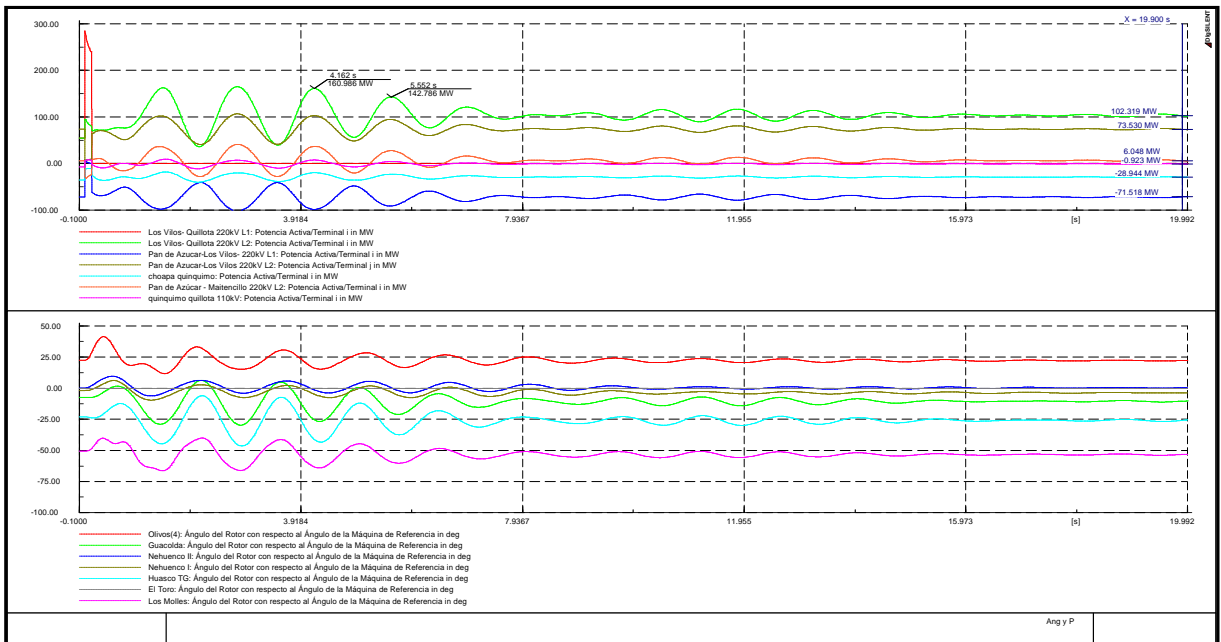
Del gráfico de las potencias en las líneas cercanas a la falla se cumple con que el factor de amortiguación supere el 5%, en este caso un 5,15%, esto medido para el segundo circuito de la línea Los Vilos – Pan de Azúcar 220kV. Respecto a la excursión angular en la primera oscilación esta no supera los 35° para ninguna maquina sincrónica considerada cumpliendo con el margen establecido en la normativa vigente.

#### **4.3.2.2.3 FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LA LÍNEA LOS VILOS - QUILLOTA 220 KV.**

Se simuló una falla bifásica a tierra sin reconexión, en la mitad de un circuito de la línea de 220 kV Quillota – Los Vilos, la cual es despejada desde ambos extremos a los 120 ms, a continuación se entregan los resultados entregados para las principales variables a analizar.



**Fig. 33, Niveles transitorios de tensión y frecuencia en barras [Elaboración Propia].**



**Fig. 34, Niveles transitorios de frecuencia en barras y variación angular de los generadores.**

Las conclusiones de los resultados precedentes son similares al caso anterior, donde los niveles de tensión caen durante la falla, para que luego de que operen las protecciones se estabilicen rápidamente en torno a sus valores previos. Del grafico correspondiente a la frecuencia vemos que esta alcanza un valor máximo de 50.37 Hz estabilizándose rápidamente en torno a la frecuencia original del sistema. Con respecto a la excursión angular de las maquinas sincrónicas en su primera oscilación estas no sobrepasan los 35° cumpliendo con el margen de seguridad permitido y el factor de amortiguamiento de las líneas cercanas a la falla supera el 5%, 5,9 % en el segundo circuito de la línea Los Vilos – Quillota 220 kV por lo que se cumple con lo que dicta la NTdeSyCS.

### 4.3.3 CONCLUSIONES

Luego del análisis de las simulaciones realizadas por parte del estudio dinámico de estabilidad transitoria es posible concluir que la inclusión de la central Olivos no presenta inconvenientes respecto de lo que dicta la NTdeSyCS en cuanto al análisis dinámico, el cual se Realizó en base a lo especificado en el capítulo 3.

Se considero un escenario de demanda máxima por encontrarse el sistema más exigido y con mayor cantidad de recursos utilizados, bajo este escenario se consideraron también las principales topologías que pudiesen presentarse cuando la central opere y para cada una de estas topologías se consideraron las contingencias más representativas de acuerdo al artículo 5-37 de la NTdeSyCS, en las líneas próximas al lugar de incorporación de la central, esto es una falla bifásica a tierra sin reconexion y la desconexión de la propia central.

Es así que se pudo constatar que la oscilación provocada en las tensiones de las barras producto de las fallas bifásicas a tierra o la desconexión de la propia central Olivos cumplen con el articulo 5-39 esto es, estar por sobre 0.7 en p.u y luego de despejada la falla producto de la apertura de los interruptores en ambos extremos de la línea afectada y que un segundo más tarde los niveles de tensión ya se encuentren por sobre 0.8 en p.u para que al final de los 20 segundos estén dentro de una banda de más menos 10% respecto de su valor original.

Para el caso de la frecuencia las variaciones producidas en esta se estabilizaban rápidamente en torno a los 50 Hz y cumpliendo holgadamente con los límites permitidos de acuerdo al artículo 5-41 y 5-43 de la NTdeSyCS.

Producto de los gráficos de la potencia activa en las líneas cercana a la falla se obtuvo el factor de amortiguamiento y se constato que fuese mayor al 5% de acuerdo a lo exigido en la NTdeSyCS. Por último en lo que respecta a la estabilidad angular de las maquinas sincrónicas se verifico que las excursiones de estas en su primera oscilación cumplieran con los márgenes de seguridad establecidas en la NTdeSyCS de acuerdo al artículo 5-50 de esta último.

## **CAPITULO 5**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO**

#### **5.1 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL**

El proyecto consiste en la instalación y operación de una Central constituida por un total de 60 motores de 1,6 MW de potencia cada uno. Los motores serán instalados para operar con petróleo diesel N°2.

El proyecto se desarrollará a un costado de la Subestación Eléctrica Choapa, cuya conexión le permitirá inyectar la electricidad generada al Sistema Interconectado Central (SIC).

La central está constituida por los generadores, cada uno con su respectivo interruptor de 400 V, su sistema de control local y protecciones, los alimentadores en 400 V con cables aislados y los transformadores de 5 MVA, 400/23.000 V con sus sistemas de control y protección asociados.

De aquí en adelante se desarrolla el sistema Eléctrico asociado que lo conforman las conexiones de cada transformador a las barras colectoras de 23 kV mediante un desconectador fusible, de esta manera cada uno de los cuatro alimentadores quedan alimentados por grupos de cinco transformadores.

Luego está el transformador de 100 MVA 23/110 kV, el equipo primario de 110 kV y su sistema de Control y Protecciones que interconecta la Planta con la S/E del SIC en donde se ha proyectado un paño completo con el equipo primario y de control y protecciones requerido para este propósito.

Finalmente, la producción de la Central será inyectada a la barra de 110 KV de la S/E Choapa cuya propiedad es de la Compañía General de Electricidad Transmisión, CGET a través de una línea aérea de Alta Tensión (AT) corta de 130 metros de longitud aproximadamente extendida en circuito simple de 110 KV de tensión nominal que une la S/E Eléctrica de la Central y la S/E Choapa de CGET.



### 5.1.1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se ubica en la comuna de Los Vilos, Provincia de Choapa, IV Región de Coquimbo. Sus coordenadas UTM son Norte 6.464.357 y Este 265.964 Datum PSAD 56, Huso 19 [16]. El acceso al sitio del proyecto se realiza por la ruta 5 Norte, específicamente en el KM 222. En la Figura 35 se puede observar la localización general del proyecto.

Desde el punto de vista del uso del suelo, el área de emplazamiento del proyecto se sitúa en un sector rural, fuera del ámbito de aplicación de los instrumentos de planificación territorial (Plan Regulador Comunal de la ciudad de Los Vilos).

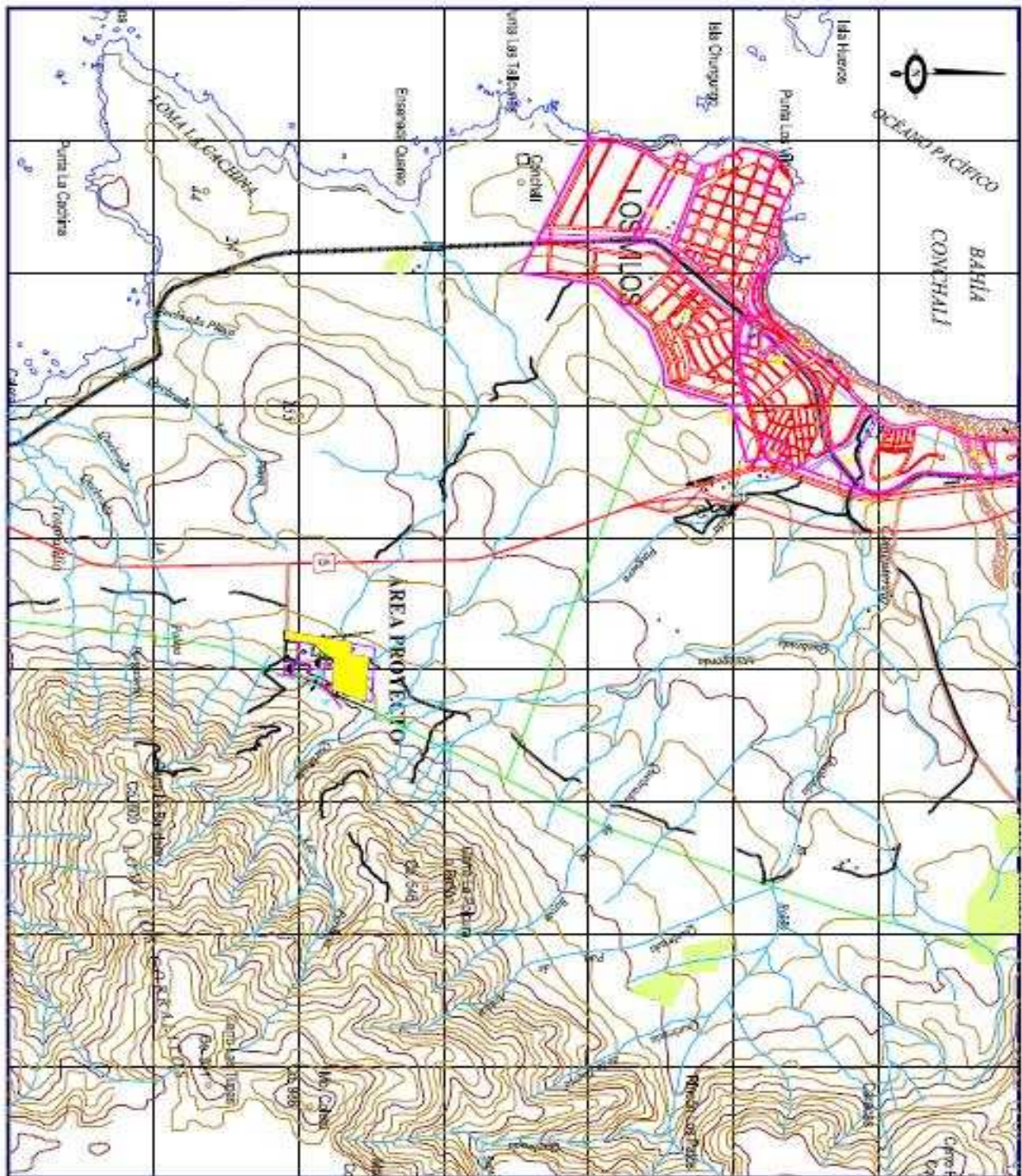


Fig. 35, Ubicación de la central Olivos [16].

## 5.2 ANTECEDENTES GENERALES DE LA EVALUACIÓN

### 5.2.1 INVERSIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN

A continuación se desglosa la inversión asociada a este proyecto considerando los hitos principales de acuerdo a la información entregada por los propietarios de la propia central Olivos a la CONAMA [16] y por IMELSA S.A de forma de reflejar los costos de inversión totales.

	N°	precio US\$	total US\$
<b>Grupo Electrógeno</b>	60	400000	24000000
<b>Transformador BT</b>	20	300000	6000000
<b>Transformador MT</b>	1	1300000	1300000
<b>línea 110 kV (120 metros)</b>	1	300000	300000
<b>Equipos de Protección</b>	1	500000	500000
<b>Obras civiles</b>	1	1000000	1000000
<b>total inversión capital</b>			<b>33100000</b>
<b>Transporte y Montaje</b>	1	1000000	1000000
<b>Estudios de Ingeniería</b>	1	300000	300000
<b>Otros</b>	1	500000	500000
<b>Declaración de Impacto Ambiental</b>	1	100000	100000
<b>total inversión no capital</b>			<b>1900000</b>
		<b>Total US\$</b>	<b>35000000</b>

Tabla 57, Inversión asociada a la central Olivos [Elaboración Propia].

### 5.2.2 COSTOS FIJOS

Los costos fijos de la central son: mano de obra, peajes de transmisión y seguros comprometidos.

Cargo	N° personas	Sueldo [US\$/mes]	Ley social [US\$/mes]	sueldo total [US\$/mes]
<b>Jefe de Unidad</b>	1	2000	400	2400
<b>Secretaria</b>	1	700	140	840
<b>Operación de la central</b>	6	1000	200	7200
<b>Operación de la central feriados y contingencias</b>	2	1500	300	3600
<b>técnicos Eléctricos/ Mantenimiento</b>	2	1200	240	2880
		<b>Total</b>		<b>16920</b>

Tabla 58, Requerimientos de personal y costo asociado a este [Elaboración Propia].

Los requerimientos de recursos humanos para la operación de la central se basaron en la información proporcionada por la central a la CONAMA [16].

Los gastos generales se consideraron como un 15% de los gastos de mano de obra.

### 5.2.2.1 PEAJES

El pago de peajes se realiza en base a lo expuesto en el capítulo 3 en donde se contempla pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal obteniendo dicho valor del informe de "Calculo de peajes por el sistema de transmisión troncal año 2008" realizado por el CDEC-SIC, por otra parte el pago de peajes correspondiente al sistema de subtransmisión se estimó en el capítulo 3 y se detalla en el Anexo 2.

### 5.2.3 COSTOS VARIABLES

Los costos variables al tratarse de una central térmica están ligados al costo de combustible necesario para operar en este caso el petróleo diesel N° 2.

A continuación se muestra la evolución del precio del petróleo desde Enero de 1986 hasta enero del 2007.

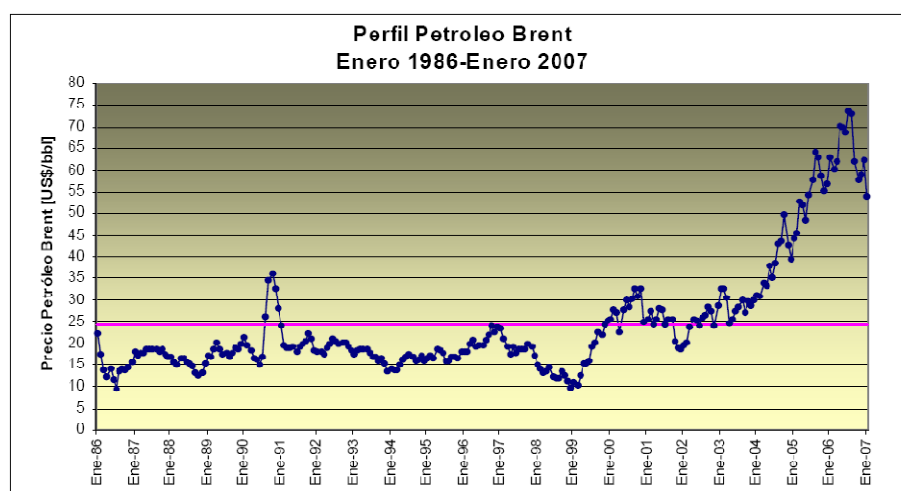


Fig. 36, evolución precio petróleo [plants, Olade].

Sin embargo el costo de combustible se considero en base a lo dispuesto en el informe técnico de fijación de precios de nudo vigente.

Tipo de Combustible	Costo de Combustible [US\$/ton]	Consumo Especifico [Ton/MWh]	Costo Var. No Combustible [US\$/MWh]	Costo Var. [US\$/MWh]
Petroleo	899,518	0,225	25,8	228,46

Tabla 59, costo variable central Olivos , abril 2008 [11].

El costo variable corresponde al costo marginal de cada central térmica y se calcula de acuerdo a:

$$CV = \text{Consumo Especifico} \cdot \text{Costo Combustible} + \text{Costo variable no Combustible}$$



## 5.2.4 INGRESOS

Los ingresos percibidos serán producto de las ventas de energía y potencia generada por la central.

### 5.2.4.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA

Los ingresos por concepto de venta de energía a distribuidoras o clientes libres no se ve como una opción viable puesto que dicha energía se tranza alrededor del precio de nudo de la energía el cual está muy por debajo de los costos de generación de la central como se demuestra a continuación.

Precio de nudo energía Los Vilos: 56,56 \$/kWh [11]

Costo Marginal Central Olivos: 126,376 \$/kWh [11]

Por lo que los ingresos por concepto de venta de energía que obtiene la central corresponden a la energía que es capaz de inyectar al SIC, operando cuando lo establezcan las señales de precio del sistema, conforme al despacho a costo marginal, esto es, cuando su costo marginal propio o costo variable, sea menor o igual (estaría marginando) que el costo marginal del sistema, es así que las centrales irán ingresando al sistema según un orden de merito en base a sus costos marginales.

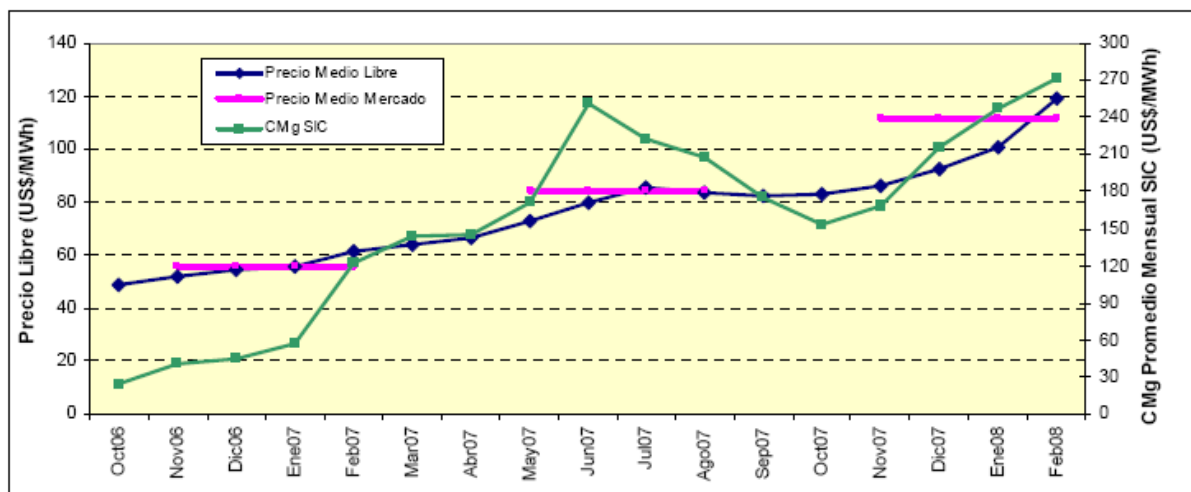


Fig. 37, Evolución de costo marginal SIC octubre 2006 a febrero 2008[11].

La forma en que se estimara los ingresos por este concepto se detallan más adelante en las condiciones de operación de la central y la ganancia que obtenga por este concepto corresponderá a la diferencia entre su costo marginal o costo variable y el costo marginal del sistema.

#### 5.2.4.2 INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA

La potencia de suficiencia de una central generadora representa un indicador de su aporte a la capacidad del sistema por lo que cada central que forme parte del SIC y que cuente con potencia disponible, recibe ingresos por este concepto como se indico en el capítulo 3 en mayor detalle la potencia de suficiencia definitiva correspondiente para la central Olivos es de 53,76 MW y se valoriza de acuerdo al precio de nudo de la potencia.

Precio de nudo potencia Los Vilos: 3742,98 \$/kW/mes [11]

#### 5.2.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL

Dentro de las condiciones de operación de la central se establecen tres escenarios distintos con el fin de ver desde la perspectiva de la conveniencia del proyecto un escenario optimista, uno pesimista y uno esperado.

Para el primer año sin embargo la operación de la central será igual para los tres escenarios puesto que se dispone de información real acerca de la operación de la central Olivos esto se detalla en el Anexo 4.

**Escenario Optimista:** Este escenario contempla la operación de la central Olivos durante los años 2009 a 2013 en base a una hidrología seca, para el resto de los años de evaluación se considera que la central Olivos no es despachada esto producto que se espera que las nuevas obras de generación entren en funcionamiento.

**Escenario Esperado:** Este escenario contempla la operación de la central Olivos durante los años 2009 a 2013 en base a una hidrología Media, para el resto de los años de evaluación se considera que la central Olivos no es despachada.

**Escenario Pesimista:** Este escenario contempla la operación de la central Olivos durante los años 2009 a 2013 en base a una hidrología Húmeda, para el resto de los años de evaluación se considera que la central Olivos no es despachada.

El despacho correspondiente a cada escenario se Realizó en base a la información disponible por parte del CDEC-SIC en relación a la generación esperada de la central Olivos para una hidrología seca, media y húmeda luego el costo marginal considerado se obtuvo de acuerdo al costo variable más caro de de una central térmica despachando según cada escenario, lo anterior se detalla en el Anexo 4.

## 5.2.6 BASES UTILIZADAS PARA LA EVALUACIÓN

-El periodo de evaluación considerado es de 30 años para la operación de la central a partir del año 2008 al 2037, a pesar que la vida útil del proyecto es mayor, una evaluación a más años no se justifica y se alejaría de la realidad de los proyectos eléctrico.

-La tasa de descuento utilizada es 10% anual.

-La tasa de impuesto a la renta corresponde a un 17%.

-La evaluación del proyecto se realiza en dólares, considerado a un valor de 553,165 \$/US\$ que corresponde al valor del dólar promedio observado entre septiembre de 2005 y marzo 2008 [11]

-Se utilizo el método de depreciación lineal a 30 años para los equipos y a 10 años para las edificaciones (obras civiles).

-Este tipo de centrales es de construcción muy rápida no superando los 6 meses [16] por lo que toda la inversión se concentra en el año cero.

## 5.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A partir de todos los aspectos especificados anteriormente, la evaluación de proyecto arroja los siguientes resultados:

Parámetros de Evaluación	Escenario	VAN [US\$]	TIR [%]
Tasa de descuento = 10% Periodo de Evaluación = 30 años	Optimista	9.147.089,28	13,77%
	Esperado	3.701.662,51	11,42%
	Pesimista	1.787.264,41	10,67%

Tabla 60, resultados económicos del proyecto [Elaboración Propia].

Los resultados completos con las tablas correspondientes al flujo de cajas para el periodo de evaluación se detallan en el Anexo 4.

## 5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con el fin de determinar el nivel de variación de los resultados económicos en función de los componentes más significativos del flujo de cajas como la tasa de descuento, el precio de nudo de la potencia de suficiencia definitiva o sobre algunas variables de interés como el pago de peajes o el precio de los combustibles es que se realizaron sensibilizaciones respecto de estas variables. Hay que decir que no se consideraron por ejemplo dentro del análisis de sensibilidad la inversión fija pues por tratarse de un proyecto ya realizado se sabía con certeza dicho monto.

#### 5.4.1 CONSIDERACIONES

Es importante notar que una variación en los precios de los combustibles considerados, conlleva un cambio en el costo marginal del sistema, aunque si bien se mantiene una relación, al aumentar el petróleo aumenta el costo marginal, esta no es lineal pues depende del consumo específico de cada central generadora y de sus costos variables no combustibles el detalle de este análisis se muestra en el Anexo 4.

El aumento del precio de nudo de la potencia en la sensibilidad se basa en la diferencia para este precio en los últimos informes técnicos de fijación de precio de nudo correspondiente a octubre 2007 y abril 2008 que va de \$3658,13 a \$4400,19 en la barra pan de azúcar lo que significa una variación del 20,3% considerando que el valor para el precio de nudo de la potencia se mantiene relativamente constante para el periodo correspondiente a una evaluación de proyecto es un punto importante a considerar y que mejoraría notablemente la rentabilidad del proyecto.

Por último cabe decir que también se Realizó una sensibilización de la potencia de suficiencia definitiva de la central, sensibilizando fundamentalmente el factor único considerado en 0,7 de acuerdo a lo dicho en el capítulo 3 a valores de 0,6 y 0,8 sin embargo estas variaciones implican una variación de aproximadamente un mas menos 15% respecto de la potencia de suficiencia definitiva considerada para la central Olivos lo que equivale en términos de resultados al análisis de sensibilidad del precio de nudo de la potencia esto se puede ver en el Excel adjunto en el Anexo 4.

Es importante hacer notar que una opción posible pero difícil de estimar por lo cual no se considero, pero que mejoraría los ingresos por concepto de venta de energía y potencia es el hecho de que la central Olivos aprovechando la situación crítica del sector eléctrico hubiese amarrado contratos con clientes a una cierta cantidad de años.

#### 5.4.2 RESULTADOS

Escenario		Optimista		Normal		Pesimista	
		VAN [kUS\$]	TIR [%]	VAN [kUS\$]	TIR [%]	VAN [kUS\$]	TIR [%]
Tasa de Descuento	8%	16.215,02	13,77%	10.361,17	11,42%	8.304,27	10,67%
	12%	3.762,66	13,77%	-1.312,31	11,42%	-3.097,43	10,67%
Precio de Nudo Potencia de Suficiencia	15%	14.270,30	15,74%	8.824,87	13,33%	6.910,48	12,54%
	-15%	4.023,88	11,70%	-1.421,55	9,44%	-3.335,95	8,72%
Peajes	15%	8.848,38	13,63%	3.563,88	11,37%	1.691,66	10,63%
	-15%	9.445,80	13,91%	3.839,45	11,48%	1.882,86	10,71%
Combustible	50%	13.782,87	16,00%	5.440,94	12,14%	1.776,50	10,67%
	-50%	2.751,37	11,04%	1.973,99	10,74%	1.776,50	10,67%

Tabla 61, Indicadores económicos del análisis de sensibilidad del proyecto [Elaboración Propia].

El resultado de los flujos de caja correspondientes a estos escenarios se detalla en el Anexo 4.

## 5.5 CONCLUSIONES

Los resultados económicos obtenidos de la evaluación del proyecto muestran que la instalación de la central térmica de respaldo Olivos es una iniciativa rentable.

La evaluación económica presenta ganancias que van desde los US\$1.787.264 a US\$9.147.0089 dependiendo del escenario considerado, destacando el hecho de que para el escenario menos favorable o pesimista el proyecto resulta rentable de todas formas.

Del análisis de sensibilidad es posible concluir que el proyecto resulta altamente sensible a la tasa de descuento puesto que al considerar una tasa de descuento del 12% el proyecto da números rojos para los escenarios normal y pesimista así como cuando se considera una tasa de descuento del 8% la rentabilidad del proyecto medida en el VAN aumenta considerablemente. Otro factor relevante en la evaluación del proyecto resulta ser el precio de nudo de la potencia de suficiencia definitiva puesto que al aumentar un 15% dicho valor el VAN aumenta desde un 56% a un 287% dependiendo del escenario considerado, para el caso en que en que se sensibiliza para una baja de un 15% se obtienen números rojos para los escenarios normal y pesimista.

También se pudo notar que la variación del pago de peajes no es significativo en el VAN ya que al variar un 15% el pago de peajes, el VAN varía de un 3,3% a un 5,35% dependiendo del escenario considerado.

Con todo lo anterior podemos decir que la central es rentable para los tres escenarios considerados siendo estos uno optimista, pesimista y esperado desde el punto de vista de la operación de la central, sumado a esto en el caso del análisis de sensibilidad vemos que el proyecto resulta rentable para 23 de 27 casos totales en que encontramos números rojos solo cuando la tasa de descuento es de un 12% para los escenarios normal y pesimista o cuando el precio de nudo de la potencia definitiva disminuye un 15%.

## **CAPITULO 6**

### **CONCLUSIONES**

En inicios del año 2008 la situación energética del país era incierta dado que la posibilidad de que ocurriese un racionamiento eléctrico estaba latente, esto según los estudios en donde se determinaban las altas probabilidades de que esto ocurriese para este o los años venideros, todo esto producto del continuo crecimiento de la demanda y al desajuste del crecimiento en generación producto de los cortes de gas desde argentina y a los problemas arrastrados de la crisis energética de 1998-99 que frenaron la inversión en generación con lo que se redujo el margen de seguridad para abastecer la demanda, con lo que un año seco, el crecimiento superior a lo esperado de la demanda o un atraso en el plan de obras de generación puede tornar la situación en crítica, es por esto que el gobierno tomó una serie de medidas para prevenir un posible racionamiento eléctrico.

Es bajo este contexto que las centrales térmicas de respaldo de características similares a la que se analizó en esta memoria presentan ventajas desde el punto de vista de la situación energética bajo las cuales se concibieron, puesto que dadas las probabilidades de déficit para este y los años venideros, contribuyen a mejorar la suficiencia del sistema y con esto ayudan a disminuir la posibilidad de racionamiento eléctrico, esto ya que al estar conformadas principalmente por grupos electrógenos son de rápida construcción, aprovechando la coyuntura del momento, es por esto que se decidió analizar la incorporación de este tipo de centrales tomando como central representativa de este grupo a la central Olivos ubicada en la cercanía de Los Vilos y que opera en el SIC desde enero del 2008.

Analizando el contexto bajo el cual se están incorporando este tipo de centrales, se recopiló información del mercado eléctrico y de la situación energética actual que vive el país en términos de las probabilidades de que ocurra un racionamiento eléctrico en este o los años venideros, esto considerando un caso base o esperado, un escenario en que el plan de obras de la CNE se atrasa en 6 meses, otro en el cual se considera la demanda proyectada en el 2006 y por último un escenario en que hay indisponibilidad absoluta de gas natural, con lo que se llega a que la probabilidad de que haya al menos un mes con déficit en cada uno de los siguientes cuatro años hidrológicos no es insignificante, y se eleva hasta un 11,1% durante el año hidrológico 2009-10 para el caso esperado, por último, las probabilidades mensuales de déficit se triplican durante 2010 si la entrada de centrales se retrasa en seis meses o la demanda crece 7,5% por año, en vez del 6,8% que proyecta la CNE, y alcanzan niveles históricamente altos durante varios meses, alrededor del 25%, es en base a estos datos es que cobra importancia la incorporación de este tipo de centrales de rápida construcción de forma de contribuir a la suficiencia del sistema en el momento que más se necesita mientras se espera la construcción de proyectos que ayuden a dar una solución definitiva como las centrales térmicas a carbón.

Del análisis regulatorio se concluye en base a la Ley Corta que no existen beneficios en el pago de peajes para este tipo de centrales, además se estimó el pago de peajes correspondiente a la central Olivos en US\$254.105 por uso de los sistemas de transmisión Troncal y sistemas de subtransmisión, en cuanto a los sistemas adicionales se concluye que no se paga por este concepto pues las líneas adicionales son de propiedad de la central Olivos sin embargo estos costos de inversión si son considerados en la evaluación económica.

Del análisis regulatorio también se concluye que el antiguo concepto de potencia firme es reemplazado por el de potencia de suficiencia definitiva que se detalla en el decreto supremo N°62, en el cual se establece la forma de calcular la potencia de suficiencia definitiva y en base a esta se calculó de forma aproximada la potencia de suficiencia asociada a la central Olivos considerada en 53,76 MW.

Del análisis medioambiental se concluye que la central Olivos debe presentar una declaración de impacto ambiental a la CONAMA y se detalla las principales restricciones medioambientales que se deben respetar, recopilando información y concluyendo que la incorporación de la central cumple con las normas que regulan la calidad del aire y emisiones a la atmosfera de NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, PM10 y CO así como con las normas que regulan en materia de ruidos y contaminación lumínica aplicables al proyecto.

Del análisis de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio se concluye que se debe realizar un estudio de cortocircuito con el fin de determinar el impacto que provoca la incorporación de la central Olivos en la corriente de cortocircuito que son capaces de soportar los interruptores presentes en la zona así como dimensionar la capacidad del interruptor que conecta a la central con el SIC, un estudio de flujo de potencia con el fin de verificar los estándares de generación y transmisión en estado normal y alerta junto a los límites de la capacidad de transmisión y un estudio de estabilidad transitoria para garantizar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica de la tensión y la frecuencia, el margen de estabilidad angular y el factor de amortiguamiento mínimo que se debe respetar.

Luego de esto se realizaron los estudios estáticos de cortocircuito y de flujo de potencias y un estudio dinámico de estabilidad transitoria, para medir el impacto que provoca la incorporación de la central Olivos en el SIC, para esto se utilizó la herramienta de simulación DigSilent, con lo cual fue posible concluir que la incorporación de la central Olivos no provoca un aumento significativo en la corriente de cortocircuito de manera que la capacidad de ruptura de los interruptores presentes en la zona no se ve sobrepasada, así mismo se determinó la capacidad de ruptura del interruptor que conecta la central Olivos con el SIC el cual debe ser de a lo menos 24,38 kA.

Para el estudio de flujo de potencia se establecieron todos los escenarios posibles de operación en base a demanda máxima y mínima, topología de la zona y posibles contingencias luego del análisis fue posible establecer que la incorporación de la central Olivos no altera el cumplimiento de la zona con los estándares de tensión en estado normal y alerta y que los límites de transmisión de las líneas y transformadores no se sobrepasan, salvo en dos casos, uno independiente de la conexión o no de la central Olivos y otra es la sobrecarga del transformador 110/220 kV Choapa - Los Vilos para algunos escenarios como demanda mínima y máxima generación de la central, en el que se concluyó que para que la central cumpla con la NTdeSyCS se debe habilitar un DAG de una nave de la central Olivos cuando se detecte una sobrecarga del transformador en cuestión.

Por último del análisis de estabilidad transitoria fue posible comprobar el cumplimiento por parte de la central de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, también se verificó el cumplimiento por parte de la central de los estándares de recuperación dinámica para la frecuencia, de los estudios se comprobó que las variaciones producidas en esta se estabilizaban rápidamente en torno a los 50 Hz cumpliendo holgadamente con los límites permitidos por la NTdeSyCS.

Por último se comprobó que los márgenes de estabilidad angular se encuentran dentro de lo que exige la normativa vigente y que el factor de amortiguamiento medido en la línea que transporta mayor cantidad de potencia activa mínimo encontrado es de 5,07% con lo que se cumple con lo establecido en la NTdeSyCS.

Con todo lo anterior es posible concluir que la incorporación de la central Olivos no presenta inconvenientes respecto de lo que dicta la NTdeSyCS siempre y cuando se lleven a cabo las sugerencias en lo que respecta a la sobrecarga del transformador 110/220 kV Choapa/ Los Vilos.

Por último se realizó una evaluación económica a la central Olivos considerando distintos escenarios, es decir considerando un escenario optimista, pesimista y esperado en base a la operación esperada por parte de la central Olivos de acuerdo a una hidrología seca, húmeda y normal respectivamente de acuerdo a la información disponible en la página del CDEC-SIC, considerando como principales ingresos la potencia de suficiencia definitiva durante todo el horizonte de evaluación y la venta de energía a través del mercado spot hasta el ingreso al SIC de los grandes proyectos térmicos a carbón obteniéndose los indicadores del valor actual neto y la tasa interna de retorno para el proyecto de los cuales se concluye que el proyecto Olivos es una alternativa rentable, obteniéndose un valor actual neto positivo para los tres escenarios que va desde los US\$1.787.264 a US\$9.147.0089.



Del análisis de sensibilidad es posible concluir que el proyecto Olivos es una alternativa rentable para 24 de los 27 escenarios considerados obteniéndose pérdidas solo cuando la tasa de descuento crece un 2% respecto de lo considerado o cuando el precio de nudo de la potencia de suficiencia disminuye un 15% respecto de lo considerado, siendo el proyecto entonces muy susceptible a la tasa de descuento y al precio de nudo de la potencia, no así al pago de peajes cuya variación de un 15% no incide en más de un 5% del VAN. Para el caso de la sensibilidad del precio de los combustibles fue necesario hacer un análisis del costo marginal del sistema del cual se concluye que para el escenario pesimista la variación del precio del petróleo no influye en el VAN del proyecto pues la central se considera marginando por lo que el costo marginal del sistema y el costo variable de la central son el mismo, luego para los casos esperado y optimista el proyecto resulta más o menos sensible dada la diferencia que se produce entre el costo marginal del sistema y el costo variable de la central sin embargo en ningún caso se obtienen pérdidas para el proyecto al sensibilizar el precio de los combustibles.

Luego de todo lo anterior es posible concluir que la incorporación de este tipo de centrales, dadas las condiciones del mercado en que surgieron, resulta una iniciativa rentable ya que aprovecha la coyuntura del momento, contribuyendo a dar seguridad en el abastecimiento eléctrico en el momento que más se necesita, existiendo la posibilidad además de amarrar contratos con clientes que bajo otras circunstancias más normales sería impensado, lo que aumentaría la rentabilidad de este tipo de centrales, sin embargo cabe destacar que el panorama para futuros proyectos no resulta tan atractivo puesto que ya se encuentran en construcción numerosos proyectos de generación eléctrica a carbón principalmente, que acortan el periodo en que es posible obtener ingresos por venta de energía por parte de las centrales térmicas de respaldo como las que se analizaron en esta memoria, otro factor es que el costo marginal del sistema[6] para este año alcanzó valores nunca antes vistos los que permitieron importantes ganancias por concepto de venta de energía y por último considerando el alza del precio del dólar lo que significaría un aumento en el costo de inversión hacen prever que un proyecto similar iniciado el 2009 obtendría pérdidas para los escenarios pesimista y esperado por lo que resultaría un proyecto riesgoso.

## REFERENCIAS

- [1] Comisión Nacional de Energía, [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- [2] Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional a diciembre 2007, Comisión Nacional de Energía 2008, [www.cne.cl/estadisticas/nacionales/electricidad/f\\_precio.html](http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/electricidad/f_precio.html).
- [3] Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza y Cristián Marcelo Muñoz M, “Abastecimiento eléctrico en el SIC, 2007-2012”, Chile 2007.  
[www.cepchile.cl](http://www.cepchile.cl)
- [4] Alexander Galetovic y Juan Carlos Olmedo, “Abastecimiento Eléctrico en el SIC: ¿Qué tan Probable es un Déficit?”, Chile 2003.  
[www.cepchile.cl](http://www.cepchile.cl).
- [5] “Ahora la energía queda en manos de san Isidro”, Artículo sitio Web.  
[http://www.tiempo21.cl/osorno/index.php?option=com\\_content&task=view&id=283&Itemid=4](http://www.tiempo21.cl/osorno/index.php?option=com_content&task=view&id=283&Itemid=4)
- [6] Marcelo Tokman, “Enfrentando la tormenta perfecta”, Santiago Chile 2008.  
[http://www.sofofa.cl/BIBLIOTECA\\_Archivos/Eventos/2008/05/23\\_mtokman.pdf](http://www.sofofa.cl/BIBLIOTECA_Archivos/Eventos/2008/05/23_mtokman.pdf)
- [7] “Segunda evaluación de medidas para enfrentar estrechez de corto plazo”, Comisión Nacional de Energía, Chile 2008.  
<http://www.ahorraahora.cl/wpcontent/uploads/2008/04/presentacion.pdf>
- [8] CDEC-SIC, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [9] Rafael Ariztía, David Watts , “Las crisis eléctricas de California, Brasil y Chile: lecciones para el mercado chileno”. Chile 2002.  
<http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/ariztiawatts.pdf>
- [10] Elio Tubino, “Crisis energéticas en Latinoamérica y lecciones para el Perú”, Perú 2004.  
[http://origin.scotiabank.com.pe/i\\_financiera/pdf/especial/20040528\\_esp\\_es\\_crisisenergeticas.pdf](http://origin.scotiabank.com.pe/i_financiera/pdf/especial/20040528_esp_es_crisisenergeticas.pdf)
- [11] “Fijación de precios de nudo abril de 2008, informe técnico definitivo para el SIC”, Comisión Nacional de Energía, Chile 2008.
- [12] IMELSA S.A, consultora de ingeniería eléctrica.  
[www.imelsa.cl](http://www.imelsa.cl).
- [13] superintendencia de electricidad y combustible.  
[www.sec.cl](http://www.sec.cl).
- [14] Apuntes del curso gestión y distribución de la energía eléctrica, EL67F Universidad de Chile 2007.
- [15] Pagina web proveedor de grupos electrógenos.  
[www.sdmo-online.eu](http://www.sdmo-online.eu)
- [16] sistema de evaluación de impacto ambiental.  
[www.e-seia.cl](http://www.e-seia.cl).

- [17] “Calculo de Peajes Sistema Transmisión Troncal 2008”, CDEC-SIC, Chile 2008.  
[www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [18] “Informe técnico para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, y fórmulas tarifarias, cuatrienio 2006 – 2009”, Comisión Nacional de Energía.  
[http://www.cne.cl/electricidad/subtransmisión/Anexos\\_RE\\_CNE695-06corr.rar](http://www.cne.cl/electricidad/subtransmisión/Anexos_RE_CNE695-06corr.rar)
- [19] D.S. N° 95 de 2001, Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- [20] LEY N° 19.300, Ley de Bases del Medio Ambiente.
- [21] “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Comisión Nacional de Energía, Chile 2007.
- [22] “Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile”, Comisión Nacional de Energía, Chile 2004.  
.
- [23] Benjamín Herrera Vergara, “Pago por potencia firme a centrales de generación eólica”, Memoria Pregrado Universidad de Chile 2006.
- [24] “D.S 62 reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, Comisión Nacional de Energía, Chile 2006.  
.
- [25] “Determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, y fórmulas tarifarias, para el cuatrienio 2006-2009”, Comisión Nacional de Energía.
- [26] “Ley 19.940, Ley Corta I”, Comisión Nacional de Energía.
- [27] apuntes del curso Evaluación de Proyecto, IN42A Universidad de Chile 2006.
- [28] “Métodos de evaluación financiera en evaluación de proyectos”.  
<http://www.monografias.com/trabajos16/metodos-evaluacion-economica/metodos-evaluacion-economica.shtml>
- [29] apuntes del curso Sistemas Eléctricos de Potencia, EL57A Universidad de Chile 2007.
- [30] apuntes del curso Protecciones de Sistemas Eléctricos, Universidad católica de Valparaíso 2007.

## **ANEXOS**

### **ANEXO 1**

En el anexo 1 se detalla el cálculo del precio básico de la potencia.

### **ANEXO 2**

En el anexo 2 se detalla la documentación que debe presentarse a la Dirección de Operación del CDEC-SIC para el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva.

Se detallan las dimensiones del estanque de combustible de la central y la forma de abastecerlo de manera de asegurar el factor 1, asociado a la incertidumbre del insumo principal en el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva.

Se muestra el cálculo de peajes de transmisión troncal estimado para la central Olivos, realizado por la dirección de peaje del CDEC-SIC.

Se detalla el cálculo aproximado de los peajes de subtransmisión utilizando los cargos base y factores de transformación y transporte de energía y potencia para la central Olivos.

Se detallan los artículos de la ley de bases del medioambiente de los que se infiere que el proyecto necesita presentar una declaración de impacto ambiental y no un estudio de impacto ambiental.

Se detallan algunas definiciones y artículos de la NTdeSyCS.

### **ANEXO 3**

En el anexo 3 se encuentran las simulaciones correspondientes a los análisis estáticos de cortocircuito y flujo de potencias y el análisis dinámico de estabilidad transitoria, también se detalla el despacho de las unidades para los escenarios de demanda máxima y mínima.

### **Anexo 4**

En el anexo 4 se detallan las consideraciones para los escenarios considerados en la evaluación económica así como el flujo de cajas.

Se detalla también el análisis de sensibilidad del precio de los combustibles, particularmente el cambio en el costo marginal que se produce al variar los precios de los combustibles.

Por último en la carpeta memoria se encuentra una copia digital de la memoria.

Los archivos anexos se presentan en un dvd debido a que la extensión de estos hacia imposible su presentación en papel, a continuación se muestra la organización del dvd anexo.



